

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE
INGENIERIA EN ENERGÍA



SUPERVISIÓN DE LAS CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES
EN EL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD

INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL PARA
OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO EN ENERGÍA

AUTOR:

BACHILLER: Rogger Stell Liñan Ludeña

ASESOR :

M. Sc. Hugo Rolando Calderón Torres

NVO. CHIMBOTE - PERÚ

ENERO 2016



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

ESCUELA ACADEMICA PROFESIONAL EN ENERGIA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

El presente Informe de Experiencia Profesional ha sido revisado y desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el título profesional en la universidad nacional del santa (R: D: N° 471-2002-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente:

**INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL PARA OPTAR EL TÍTULO
PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA**

**Título: "SUPERVISIÓN DE LAS CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES
EN EL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD"**

AUTOR: Bachiller: Rogger Stell Liñan Ludeña

M.Sc. Hugo Rolando Calderón Torres

ASESOR



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

ESCUELA ACADEMICA PROFESIONAL EN ENERGIA

**CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR DEL INFORME
DE EXPERIENCIA PROFESIONAL**

Damos la conformidad del presente Informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al Reglamento General para Obtener el Grado Académico de Bachiller y el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.Nº 471-2002-CU-R-UNS); intitulado:

**INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL PARA OPTAR EL TÍTULO
PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA**

**Título: "SUPERVISIÓN DE LAS CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES
EN EL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD"**

AUTOR: Bachiller Rogger Stell Liñan Ludeña

Revisado y Evaluado por el siguiente Jurado Evaluador:

Mg. Amancio Rojas Flores

Presidente

Ing. Julio Escate Ravello

Secretario

.....
M. Sc. Hugo Calderón Torres

Integrante

DEDICATORIA

A mis padres, amigos, docentes, por su apoyo incondicional durante este largo trayecto para obtener el título de ingeniero.

A todos aquellos interesados en el desarrollo del mercado eléctrico en el País.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mi mayor gratitud y profundo aprecio a:

Dios, por la vida y por permitirme concretar este objetivo.

Mis padres, por su apoyo incondicional en cada etapa de mi vida y ser ejemplo de superación, el cual constituye la herencia más valiosa que cualquier hijo podría recibir.

Ing. Hugo Calderón Torres, por sus enseñanzas impartidas en las aulas de clases, por haber aceptado ser el asesor de este trabajo de experiencia profesional y por mostrar preocupación en que los estudiantes de Ingeniería en Energía logren sus objetivos trazados.

Docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, por haber aportado con sus conocimientos y experiencias en mi formación académica.

Universidad Nacional del Santa, por su acogida durante mi formación académica.

OSINERGMIN, por haberme brindado la oportunidad de formarme académica y profesionalmente.

Astrid Castro Perez, por su incondicional amor y su insistencia en la realización de este trabajo de experiencia profesional.

RESUMEN

El presente informe para optar el título profesional de Ingeniero en Energía desarrolla el procedimiento de supervisión realizado por el OSINERGMIN, en su rol de supervisor y fiscalizador del cumplimiento de la normatividad sobre Contribuciones Reembolsables por parte de las empresas concesionarias del servicio público de electricidad.

En este documento se expone la base normativa de las Contribuciones Reembolsables, relacionado con los derechos y obligaciones de los concesionarias y usuarios, la elección de la modalidad de aporte, oportunidad de determinación del importe, la modalidad de devolución y plazos proporcionales para la entrega de reembolso que garanticen la recuperación real de lo aportado por los interesados o usuarios.

Asimismo, del análisis de los cinco indicadores de gestión del Procedimiento de Supervisión sobre Contribuciones Reembolsables se han identificado las principales deficiencias por parte de las concesionarias durante periodo de supervisión del año 2014, lo cuales han generado beneficios indebidos por S/. 1 580 884.03 Nuevos Soles.

Además, se describe las sanciones que corresponden a los incumplimientos de cada uno de los indicadores de gestión, de acuerdo a la escala de multas establecida por el OSINERGMIN, las cuales ascienden a un monto de S/. 3 022 197. 44 Nuevos Soles.

Finalmente, en el anexo del presente informe se desarrolla la Metodología de Cálculo en la Adaptación de los sistemas eléctricos de distribución para la valorización de las obras según la Guía establecida por el OSINERGMIN aplicados a los diversos sectores típicos para la determinación del monto a reembolsar.

ABSTRACT

This report, which is to get the professional title of Engineer in Energy develops the monitoring procedure by the OSINERGMIN, in its role as supervisor and oversight of compliance with the regulations on contributions reimbursable by the concessionaires of public service of electricity.

This document exposed the legal basis of the contributions Refundable related to the rights and obligations of dealers and users, the choice of the mode of delivery, timing of determining the amount, the method of proportional return and delivery deadlines reimbursement to ensure the actual recovery of the amount contributed by stakeholders or users.

Also, the analysis of the five performance indicators of the monitoring procedure on Contributions Refundable have identified the main deficiencies by concessionaires during monitoring period of the year 2014, which have generated improper benefits for S / 1 580 884.03 Nuevos Soles.

In addition, the penalties imposed for breaches of each of the indicators, according to the scale of fines set by the OSINERGMIN, which amount to described of S/. 3 022 197 44 Nuevos Soles.

Finally, in the annex to this report the calculation methodology in the adaptation of electrical distribution systems for the recovery of the works is developed according to the guidelines established by the OSINERGMIN applied to several typical sectors for determining the amount to be reimbursed.

INDICE

1. CAPITULO I: OBJETIVOS.....	1
1.1. OBJETIVOS GENERALES	1
1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	1
2. CAPITULO II: DESCRIPCIÓN ACTIVIDADES REALIZADAS	2
2.1. OSINERGMIN.....	2
2.2. EXPERIENCIA PERSONAL EN EL SECTOR	2
2.2.1. SUPERVISOR 4.....	2
2.2.2. SUPERVISOR 3.....	6
3. CAPITULO III: MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO	9
3.1. MARCO TEÓRICO.....	9
3.1.1. DEFINICIONES.....	9
3.1.2. CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO 12	
3.1.3. CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES EN EL PAÍS.....	13
3.2. MARCO NORMATIVO.....	17
3.2.1. NORMA CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES.....	17
3.2.2. LINEAMIENTOS RESOLUTIVOS DE JARU.....	29
3.2.3. RESOLUCION N° 283-2010-OS/CD–Procedimiento para la supervisión del cumplimiento de la normativa sobre contribuciones reembolsables en el servicio público de electricidad.....	32
4. CAPITULO IV: SUPERVISION DE CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES.....	42
4.1. OBJETIVOS	42
4.1.1. Objetivo General.....	42
4.2. ANTECEDENTES.....	42
4.3. JUSTIFICACION	43

4.4.	DEL PROCESO DE SUPERVISIÓN.....	44
4.4.1.	ELABORACIÓN DEL PROGRAMA ANUAL DE SUPERVISIÓN	44
4.4.2.	SELECCIÓN DE MUESTRAS.....	45
4.4.3.	INICIO DE SUPERVISIÓN.....	48
4.4.4.	ELABORACIÓN DEL INFORME DE SUPERVISIÓN.....	49
4.4.5.	ELABORACIÓN DEL INFORME TÉCNICO.....	50
4.5.	PRINCIPALES INCUMPLIMIENTOS DETECTADOS	51
4.5.1.	Barreras en la atención de solicitudes ampliación de potencia.....	51
4.5.2.	Deficiencia en la ampliación de carga y atención de nuevos suministros.	51
4.5.3.	Deficiencias detectadas mediante supervisión in situ.....	52
4.5.4.	Deficiencias en la devolución de reembolso.....	53
4.6.	ELABORACIÓN DEL INFORME DE CONTINUACIÓN DEL IPAS Y CALCULO DE MULTA	53
4.7.	RECURSOS IMPUGNATIVOS- INFORME DE RECONSIDERACIÓN.....	58
4.8.	RESULTADOS.....	58
4.9.	CAMBIOS EN LA BASE NORMATIVA POR D.L. N° 1221.....	86
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89
5.1.	CONCLUSIONES	89
5.2.	RECOMENDACIONES.....	91
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	92
6.1.	DOCUMENTOS LEGALES	92
6.2.	MEDIOS ELECTRONICOS	93
7.	ANEXOS.....	95
7.1.	Valorización De Obras Según Guía De Elaboración Del Valor Nuevo De Reemplazo (VNR) De Las Instalaciones De Distribución Eléctrica	95

1. CAPITULO I: OBJETIVOS

1.1. OBJETIVOS GENERALES

- Describir la gestión de OSINERGMIN en la Supervisión del Cumplimiento de la normativa sobre Contribuciones Reembolsables en el Servicio Público de Electricidad.

1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Describir la base normativa sobre Contribuciones Reembolsables en el servicio público de Electricidad.
- Indicar los lineamientos para la determinación de los indicadores de gestión del Procedimiento para la supervisión de Contribuciones reembolsables.
- Identificar las principales deficiencias detectadas durante la supervisión sobre Contribuciones Reembolsables durante el periodo 2014.
- Exponer el cálculo de sanciones en base a la escala de multas aprobada con la Resolución N° 286-2009-OS/CD.
- Evaluar los cambios al procedimiento de supervisión con la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1221.

2. CAPITULO II: DESCRIPCIÓN ACTIVIDADES REALIZADAS

2.1. OSINERGMIN

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, es una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan.

Se creó el 31 de diciembre de 1996, mediante la Ley N° 26734, bajo el nombre de OSINERG. Inició el ejercicio de sus funciones el 15 de octubre de 1997, supervisando que las empresas eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad.

A partir del año 2007, la Ley N° 28964 le amplió su campo de trabajo al subsector minería y pasó a denominarse OSINERGMIN. Por esta razón, también supervisa que las empresas mineras cumplan con sus actividades de manera segura y saludable.

OSINERGMIN tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. Las labores de regulación y supervisión de esta institución se rigen por criterios técnicos, de esta manera contribuye con el desarrollo energético del país y la protección de los intereses de la población.

2.2. EXPERIENCIA PERSONAL EN EL SECTOR

2.2.1. SUPERVISOR 4

Periodo : del 02/02/2012-03/02/2014

Cargo : Supervisor 4

Gerencia: Coordinación de Oficinas Regionales (Gerencia de Operaciones)

Sede : Arequipa

Actividades desarrolladas

Las sedes desconcentradas del Osinergmin, tienen como objetivo brindar una atención de excelencia, supervisar con prontitud y eficiencia el adecuado abastecimiento de la energía y el cumplimiento de las normas de calidad, seguridad y medio ambiente en la región bajo su administración.

Dentro de la estructura jerárquica de la misma, los supervisores de nivel 4, son considerados como ingenieros en formación, los mismos que se encuentran a cargo de un Especialista Senior.

Para el caso del bachiller, este periodo de formación profesional, se realizó bajo la guía del Especialista Regional en Electricidad, Ing. Victor Bravo Ramos; desarrollando las siguientes funciones:

- Brindar orientación técnica- comercial a los usuarios o clientes sobre consultas trámites de las actividades de distribución y comercialización del sector eléctrico, tales como: obtención de un nuevo suministro, facturación, tarifas eléctricas y opciones tarifarias, cobros indebidos, contribuciones reembolsables, reintegros y recuperos de energía, alumbrado público, seguridad en instalaciones eléctrica y calidad del servicio.
- Mantener actualizado el registro de consultas, denuncias, reclamos e informes técnicos recibidos por la sede en temas de electricidad.
- Brindar la atención a las denuncias de acuerdo a las Cartas de Servicio del Osinergmin y la resolución N° 237-2010-OS/CD, a través de los programas informáticos SIRED y SIGED.

- Brindar la atención de reclamos de los usuarios presentados en la Sede de acuerdo a los plazos de la Resolución N° 671-2007-OS/CD.
- Realizar seguimiento y mantener un registro de las interrupciones del servicio eléctrico en base a los indicadores SAIFI y SAIDI determinados en la Resolución N° 074-2004-OS/CD.
- Brindar atención a las solicitudes de inspección de campo por parte de la JARU referidas a reclamaciones por facturación de consumo excesivo y nuevo suministro, realizando la visita de campo, estimación de consumo teórico y elaboración del proyecto de informe técnico.
- Participar en las inspecciones por accidentes de terceros en instalaciones eléctricas.
- Brindar orientación técnica a los especialistas legales en la elaboración de sus informes y otros documentos, a fin de atender los requerimientos de los ciudadanos.
- Elaboración y revisión de informes técnicos y otros documentos, para la atención de los requerimientos de la Gerencia de Fiscalización Eléctrico (GFE) o Junta de Apelaciones de los Reclamos de los Usuarios (JARU).
- Elaboración de proyectos de disposiciones de medida por riesgo eléctrico grave en atención a la resolución N° 107-2010-OS/CD
- Supervisar las instalaciones de distribución eléctrica por Seguridad Pública de la Empresa concesionaria (Sociedad Eléctrica del Sur Oeste-SEAL) en atención a la Resolución N° 228-2009-OS/CD.

- Realizar el seguimiento de los compromisos de subsanación de las deficiencias de las instalaciones eléctricas por parte de la empresa concesionaria.
- Ejecutar la recolección de recibos de energía eléctrica (Clientes con opción tarifaria BT5B-Residencial) en Centro Educativos de nivel secundario en conformidad de la resolución N° 047-2009-OS/CD.
- Participar en la supervisión coincidente del procedimiento de contraste de medidores de energía eléctrica y del indicador VMRC-veracidad de la ejecución de contraste del procedimiento para la supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica.
- Realizar encuestas de vulnerabilidad del proyecto FISE- Fondo de Inclusión Social Energético en atención a los pedidos de la Gerencia de Línea.
- Participar en las exposiciones y capacitaciones sobre temas vinculados al sector Eléctrico.

Asimismo, se realizaron otras actividades propias de la gestión de la Sede Regional:

- Realizar el seguimiento y control de los convenios firmados con las Municipalidades del Departamento de Arequipa para la atención y recepción de denuncias, bajo el proyecto denominado “Agentes Osinergmin”, brindando el soporte técnico y la asesoría técnica comercial.

- Controlar el nivel de Ecoeficiencia a nivel oficina, elaboración de reportes de gasto de principales insumos: Energía, Agua, Papel, Tóner y gasolina 95 (utilizado en la movilidad de la institución).
- Realizar capacitaciones y auditorías internas (a nivel oficina) en temas de Ecoeficiencia.
- Seguimiento y control de la política del Sistema Integrado de Gestión – SIG, en aras de las auditorías anuales realizadas por el Organismo a través de consultores internos o externos.
- Elaborar los indicadores de rendimiento de la gestión de la Sede de forma mensual.
- Elaboración del proyecto de informe trimestral de gestión de la Sede.
- Desarrollar manuales, instructivos u otros documentos requeridos para el desarrollo de las actividades de la gestión de propia de la sede a fin de promover las mejoras que correspondan.
- Participar en las exposiciones y capacitaciones sobre temas vinculados al sector Energía.

2.2.2. SUPERVISOR 3

Periodo : del 23/06/2014- a la fecha

Cargo : Supervisor de nivel 3

Gerencia : Fiscalización Eléctrica/ Operaciones

Sede : San Isidro-Lima

Actividades desarrolladas

El desarrollo de la actividad profesional se lleva a cabo en la Unidad de Comercialización, el cual comprende el desarrollo de las siguientes actividades:

- Procesamiento y evaluación de información referida a procesos comerciales, remitida por las entidades supervisadas y de otras fuentes, referido a los Procedimientos de Supervisión sobre Facturación y Contribuciones Reembolsables.
- Asistencia de Gabinete en el desarrollo de las actividades del Procedimiento para la Supervisión de la Normativa sobre Contribuciones Reembolsables en el Servicio Público de Electricidad:
 - Seguimiento y medición del Proceso de Supervisión de Contribuciones Reembolsables GFE-UCO-PE-03, para el periodo 2014 y 2015.
 - Elaboración de muestras de los anexos Nros. 02, 03 y 05 del Procedimiento de acuerdo a lo establecido en el Instructivo I1-GFE-UCO-PE-03.
 - Mantenimiento de la trazabilidad del Sistema de Gestión de calidad de acuerdo al numeral 4.2.4 y el numeral 7.5.3 de la norma ISO 9001-2008.
 - Seguimiento y medición de los informes técnicos de disposición, inicio de procedimiento sancionador (IPS), continuación de inicio de procedimiento sancionador, graduación de multa y atención de recurso de reconsideración.
 - Revisión de Informes de Supervisión de acuerdo a lo establecido en el Instructivo I3-GFE-UCO-PE-03.
 - Revisión de Informes Técnicos de acuerdo a lo establecido en el Instructivo I4-GFE-UCO-PE-03.

- Elaboración de Oficios de comunicaciones a empresas concesionarias u otras actividades.
- Actualización de la base de datos de tasas de Intereses TAMN y TIMN.
- Elaboración de indicadores de gestión mensual y anual.
- Elaboración de Informes Trimestrales de Resultados del Proceso GFE-UCO-PE-03.
- Seguimiento de las observaciones, disposiciones y acciones sancionadoras de la Unidad de Comercialización en curso.
- Elaboración de oficios de disposiciones a empresas concesionaria por incumplimiento a la normatividad vigente en temas comerciales.
- Elaboración de Informes Técnicos de Continuación de Inicio de Proceso Sancionador y cálculo de multa.
- Evaluación de recursos impugnativos (reconsideración y apelación) y elaboración de proyecto de informe técnico.
- Informes de supervisión especial respecto a temas de facturación por liquidaciones de acumulaciones de consumos o incrementos tarifarios.
- Atención a las consultas y trámites de los usuarios de electricidad en temas comerciales referidos a facturación de consumo excesivo, tramite de nuevos suministros, instalación de medidores, aplicación de reintegros y recuperos, entre otros.
- Apoyo técnico comercial en las oficinas delegadas de Osinergmin.
- Proponer mejoras en la aplicación, seguimiento y control de los procedimientos.

3. CAPITULO III: MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO

3.1. MARCO TEÓRICO

3.1.1. DEFINICIONES

- **Acuerdo de Devolución:** documento suscrito por el Distribuidor y el Interesado en el cual se estipulan el Importe de la Contribución y las condiciones de su devolución.
- **Ampliación de potencia:** Incremento de la carga contratada del suministro de un usuario que podría requerir el cambio de la conexión o elementos necesarios de ella para atenderla.
- **Concesionaria:** Persona natural o jurídica, nacional o extranjera autorizada para el uso de una concesión definitiva de distribución de energía eléctrica.
- **Conexión:** Conjunto de componentes e instalaciones que están comprendidas desde el punto de entrega (punto de Suministro) hasta los bornes de salida del contador de energía.
- **Contribución:** aporte con carácter reembolsable, prevista en el artículo 83° de la Ley de Concesiones Eléctricas, que efectúan los Usuarios o Interesados
- **Contratista Especialista:** Persona natural o jurídica especializada en la construcción de instalaciones electromecánicas de Sistemas de Distribución con red aérea o subterránea, construcción de subestaciones

eléctricas, incluye construcción civil requerida para estas instalaciones; además tiene conocimientos de la legislación vigente relacionada.

- **Importe de la contribución:** Monto dinerario a ser devuelto al Usuario o Interesado.
- **Interesado:** Persona natural o jurídica que solicita para sí mismo, o a favor de terceros, la dotación del Suministro de energía eléctrica para un predio o conjunto de predios. Asimismo, es el que financia o construye para sí mismo, o a favor de terceros, instalaciones eléctricas bajo el concepto de Contribuciones Reembolsables, de acuerdo con lo establecido por la normativa vigente.
- **Interés compensatorio:** Aquel que constituye la contraprestación por el uso del dinero o de cualquier otro bien.
- **Financiamiento de obras:** Acción de asumir los costos que demande la ejecución de obras de construcción.
- **Norma de Proyectos y Obras (NPO):** Norma de Procedimientos para la Elaboración de Proyectos y Ejecución de Obras en Sistemas de Distribución y Sistemas de Utilización en Media Tensión en Zonas de Concesión de Distribución, aprobada por Resolución Directoral N° 018-2002-EM-DGE, o la que la sustituya.
- **Servicio Público de Electricidad:** Actividades realizadas por la concesionaria destinadas al abastecimiento regular de energía eléctrica para los usuarios hasta el tope establecido en Ley de Concesiones Eléctricas.

- **Suministro:** Servicio eléctrico prestado por el Distribuidor a un Usuario, de acuerdo a características técnicas y comerciales establecidas en el respectivo contrato de Suministro e identificadas mediante un número o código dado por el Distribuidor.
- **Usuario:** Persona natural o jurídica que se encuentra en posesión de un predio, y está en posibilidad de hacer uso legal del suministro eléctrico correspondiente.
- **VNR:** Valor Nuevo de Reemplazo que representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes. Para su fijación, se toma en consideración la Guía de Elaboración del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica, aprobada por OSINERGMIN, o la que la sustituya.

3.1.2. CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Durante la vigencia de la Ley General de Electricidad (Decreto Ley N° 23406), correspondía a los usuarios interesados ejecutar con cargo a sus recursos propios las instalaciones referentes al Sub-Sistema de Distribución Secundaria y las instalaciones de Alumbrado Público, bajo la supervisión de la Empresa de Servicio Público de Electricidad que atendía el área, estas instalaciones se entregaban a la Empresa a título gratuito para ser registrados como bienes capitalizados a nombre del Estado.

Sin embargo, con el objeto de lograr una adecuada provisión de energía eléctrica, la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 28445) introdujo el concepto de Contribuciones Reembolsables, como un mecanismo de financiamiento adecuado dentro de la actividad de distribución eléctrica, con el paradigma de ampliar la infraestructura eléctrica e incrementar el índice de cobertura del servicio público de electricidad.

Este nuevo concepto de financiamiento en el mercado público de electricidad se encuentra normado bajo el alcance los artículos 83°, 84° y 85° de la Ley de Concesiones Eléctricas y los Artículos 166°, 167° y 174° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N° 009-93-EM), los cuales establecen lineamientos generales relacionados con el derecho que tiene el concesionario de poder optar por exigir una contribución reembolsable al usuario para dotación de nuevo suministro o ampliación de potencia contratada

y el derecho que tiene el usuario de obtener la recuperación real de su contribución.

Para complementar los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento se promulgó la Directiva sobre Contribuciones Reembolsables N° 001-96-EM/DGE (Resolución Ministerial N° 346-96-EM-VME), la misma que determinó el procedimiento a seguir vinculado con la modalidad de aporte, derechos y obligaciones de concesionarios y usuarios, oportunidad de determinación de la contribución reembolsable, elección de la modalidad de aporte, de la modalidad de reembolso, entrega del reembolso, plazos proporcionales para la entrega del reembolso que garanticen la recuperación real de lo aportado, así como las sanciones en casos de incumplimiento.

Mediante Resolución Ministerial N° 231-2012-MEM-DM se derogó la Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME, aprobándose la Norma sobre Contribuciones Reembolsables, la misma que entró en vigencia partir del 25/05/2012

3.1.3. CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES EN EL PAÍS

3.1.3.1. SECTOR SANEAMIENTO

La cobertura en el servicio de agua potable fue de 86.1% en el año 2013, por lo que 9 de cada 10 peruanos accedían al servicio en el ambiente urbano; mientras, que 6 de cada 10 peruanos accedían en el ámbito rural, situación que se evidenció debido al insuficiente financiamiento

de inversiones, la insostenibilidad de las inversiones (enfoque de obra y no de servicio público) y el inadecuado modelo de gestión municipal en el sector de saneamiento.

En ese sentido, como mecanismo de acción para cerrar la brecha cuantitativa y cualitativa del déficit de atención del servicio de agua y saneamiento; se determinó aplicación de estrategias de financiamiento, tales como: Aportes reembolsables público- privadas, obras por impuestos y fideicomisos.

La Ley General de Servicios de Saneamiento (Decreto Ley N° 26338) en su artículo 23°, establece que son derechos de las Entidades Prestadoras de Servicios percibir contribuciones con carácter reembolsable, para el financiamiento de la ampliación de la capacidad instalada de la infraestructura existente o para la extensión del servicio hasta la localización del interesado, dentro del ámbito de responsabilidad de la Entidad Prestadora.

Mientras que el artículo 25° de la Ley N° 26338, establece que corresponde a los usuarios de los servicios de saneamiento, ejecutar las obras e instalaciones de servicios de agua potable, alcantarillado sanitario y pluvial o disposición sanitaria de excretas, necesarias en las nuevas habilitaciones urbanas, de conformidad con el proyecto aprobado previamente y bajo la supervisión de la entidad prestadora que opera en esa localidad, la que recepcionará dicha infraestructura con carácter de Contribución Reembolsable por Extensión

Con el objeto de complementar las disposiciones sobre contribuciones reembolsables en el servicio de saneamiento, se promulgo la Resolución N° 046-2010-SUNASS-CD “Directiva sobre contribuciones Reembolsables efectuadas por terceros para Inversiones en los Servicios Públicos”, la cual señala que las poblaciones que no tengan los servicios de saneamiento (servicio de agua potable y desagüe) podrán ejecutar obras que les posibilite contar con estos servicios a través de las contribuciones reembolsables.

Las contribuciones reembolsables son de aplicación para las obras e inversiones que las empresas prestadoras de servicios de saneamiento (EPS) requieran realizar dentro de ámbito de responsabilidad para el cumplimiento del programa de inversiones contenido en el Plan Maestro Optimizado (PMO).

Para que la obra tenga carácter de contribución reembolsable debe cumplir con las siguientes condiciones: el proyecto a ejecutarse debe formar parte de los proyectos de inversión pública contenidos en el Plan Maestro Optimizado, así como con la viabilidad respectiva otorgada en el marco del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP).

Las contribuciones reembolsables son de dos tipos:

- **Contribuciones Reembolsables por Extensión (CRE):** Son aquellas que tienen por objeto extender la cobertura de los servicios de saneamiento hasta el punto de conexión de los interesados. Las obras pueden ser ejecutadas en zonas urbanas pobladas o en terrenos desocupados que serán objeto de

habilitación urbana. Estas obras pueden ser ejecutadas por los pobladores interesados en contar con los servicios de saneamiento o por empresas constructoras que ejecutan obras de habilitación urbana.

- **Contribuciones Reembolsables por Ampliación de Capacidad (CRA):** Son aquellas que tienen por objeto permitir la ampliación de la capacidad de los sistemas de producción de agua y de tratamiento y disposición de aguas servidas. Para tal efecto, la EPS pondrá a consideración de los usuarios sus planes de ampliación de capacidad y la necesidad de contar con una fuente adicional de financiamiento para llevarlo a cabo, solicitando la contribución voluntaria de los usuarios.

Las modalidades de devolución de Las contribuciones reembolsables podrán ser de las siguientes formas: por descuentos en la facturación de servicios de saneamiento, por el valor monetario de la obra; descuentos en servicios colaterales; compensación por deudas y otras que se determinen en el contrato.

3.2. MARCO NORMATIVO

3.2.1. NORMA CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES

La Resolución Ministerial N° 231-2012-MEM-DM publicada el 23/05/2012, detalla los casos de exigencia de contribución reembolsable; así como los plazos para la modalidad de contribución y de devolución que a continuación se desarrolla:

3.2.1.1. CASOS DE EXIGENCIA DE LA CONTRIBUCIÓN

Conforme al artículo 34° de la Ley de Concesiones Eléctricas es obligación del Distribuidor atender solicitudes de nuevos suministros dentro de su zona de concesión en un plazo no mayor a un (01) año; y, en concordancia con los artículos 83°, 85° y 89° de la Ley de Concesiones Eléctricas, así como con los artículos 166° y 174° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Distribuidor sólo podrá exigir a los Usuarios o Interesados una Contribución en los siguientes casos:

- i. Extensión de instalaciones hasta el punto de entrega.
- ii. Atención de nuevos suministros de zonas habitadas, con habilitación urbana y con índice de ocupación predial menor a cuarenta por ciento (40%) determinado por la autoridad municipal competente.
- iii. En nuevas habilitaciones urbanas o nuevas agrupaciones de vivienda referidas en el artículo 85° de la LCE.
- iv. Ampliación de la potencia contratada o en caso de que el Usuario reincida en utilizar una demanda mayor a la contratada,

conforme lo establece el artículo 89° de la LCE y el Distribuidor detecte objetivamente dicha reincidencia.

Para poder exigir la Contribución Reembolsable la ampliación de la Potencia Contratada debe ser mayor de 50 kW. Si la potencia contratada fuese menor, el Interesado mantiene el derecho a efectuar la Contribución Reembolsable.

3.2.1.2. MODALIDAD DE CONTRIBUCIÓN

En concordancia con el artículo 83° de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Usuario podrá elegir una de las siguientes tres (03) modalidades de Contribución: (I) Aporte por kW; (II) Construcción de obras; o, (III) Financiamiento por el solicitante; según las características técnicas y económicas de cada uno de los casos indicados en el Numeral 3.2.1.1. del presente informe.

i. MODALIDAD APORTE POR KW

Aplicable a los casos referidos en los ítems i) y iv) del numeral 3.2.1.1 cuando se requiera el financiamiento de extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega.

a) Importe de la Contribución

- El importe se determina en base a un costo unitario por kW, fijado previamente por el Distribuidor, mediante un procedimiento técnico y económico, debidamente sustentado, informando simultáneamente al OSINERGMIN, de su

fijación y en cada oportunidad que se establezcan modificaciones.

- Para esta modalidad de Contribución, la fecha de determinación del Importe de la Contribución es la fecha en la que el Usuario o Interesado efectúe el pago total o parcial según el acuerdo entre las partes.

b) Obligaciones del Distribuidor

- Fijar con anticipación el costo dinerario por kW para los suministros dentro de su concesión, de acuerdo al nivel de tensión que le corresponda. Deberá exhibir dichos costos unitarios en todas sus oficinas de atención al público, publicarlos conjuntamente con sus pliegos tarifarios y aplicarlos al elaborar los presupuestos de las respectivas solicitudes de los Usuarios o Interesados dentro del plazo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), adjuntando la información referente a modalidades, plazos y condiciones de devolución de la Contribución.
- Notificar al Usuario o Interesado, la determinación del Importe de la Contribución y el plazo para acercarse a suscribir el Acuerdo de Contribución y el Acuerdo de Devolución, correspondiente, previamente firmado por éste, según el Artículo 167° del Reglamento de la Ley de

Concesiones Eléctricas, el mismo que contendrá, entre otros, la modalidad, condiciones y fecha de devolución. Si por causas atribuibles al Usuario o Interesado no se firmara el referido Acuerdo dentro del plazo establecido, la devolución se efectuará automáticamente, en el menor tiempo posible, mediante descuentos en la facturación mensual hasta agotar el monto a ser reembolsado. Si en este supuesto el Concesionario no efectuara la devolución, deberá reconocer los intereses correspondientes.

- Ejecutar por su cuenta y cargo las obras en el plazo acordado con el Usuario o Interesado. Este acuerdo deberá constar en documento suscrito por las partes.

c) Obligaciones del usuario o interesado

- Hacer efectivo el importe de la Contribución elaborado de acuerdo al aporte dinerario por kW de potencia contratada.
- Suscribir el Acuerdo de Contribución, así como el Acuerdo de Devolución dentro del plazo máximo referido en el Artículo 167° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

ii. MODALIDAD DE CONSTRUCCIÓN DE OBRAS

Es aplicable, a los casos referidos de los ítems ii) y iii) del numeral 3.2.1.1.

a) Importe de la Contribución

- El Importe se determina en base al VNR de las obras ejecutadas; definido según los criterios técnicos, económicos y factores de ajuste establecidos por OSINERGMIN, conforme a la Guía de Elaboración del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica.
- Para esta modalidad de Contribución, se considera que el Importe de la Contribución ha sido determinado en la fecha de recepción de obra.

b) Obligaciones del Distribuidor

- Aprobar el proyecto siguiendo el procedimiento establecido en la Normas de Proyectos y Obras- NPO, Resolución Directoral N° 018-2002-EM-DGE, vigente a la fecha de su solicitud. Al documento de autorización o aprobación, el Distribuidor adjuntará la valorización preliminar de las correspondientes instalaciones en función a su VNR, la información referente a modalidades, condiciones y plazos de devolución de la Contribución.
- Supervisar el proyecto y las obras ejecutadas por el Usuario o Interesado de acuerdo a lo establecido en la NPO.
- Emitir y suscribir de manera conjunta con el Contratista Especialista, el Acta de Pruebas satisfactorias, conforme lo establece la NPO.

- Recibir las obras mediante resolución, en la cual se fijará el VNR definitivo, dentro del plazo establecido en el numeral 12.4.2 b) de la NPO. De no producirse la recepción dentro de dicho plazo, se tendrá como fecha de determinación del VNR, la fecha de presentación de la solicitud de Recepción de Obra conforme al numeral 12.4.1 de la NPO.
- Notificar al Usuario o Interesado, en el plazo de diez (10) días calendario de recibidas las obras, la correspondiente resolución indicada en el literal anterior.
- Suscribir el Acuerdo de Devolución de la Contribución Reembolsable, en el plazo establecido en el Artículo 167° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Si por causas atribuibles al Usuario o Interesado no se firmara el referido Acuerdo dentro del plazo establecido, la devolución se efectuará automáticamente, en el menor tiempo posible, mediante descuentos en la facturación mensual hasta agotar el monto a ser reembolsado. Si en este supuesto el Concesionario no efectuara la devolución, deberá reconocer los intereses correspondientes.
- Los costos que demande el cumplimiento de las responsabilidades del Concesionario conforme a lo establecido en la NPO, y demás actividades necesarias para la

recepción de las obras, serán de cuenta y cargo del concesionario.

c) Obligaciones del Usuario

- Ejecutar las obras conforme el proyecto aprobado por el Distribuidor.
- Suscribir el respectivo Acuerdo de Devolución, concordante con la presente Norma, dentro del plazo máximo referido en el artículo 167° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

iii. MODALIDAD DE FINANCIAMIENTO DE OBRAS

Es aplicable, a los casos referidos en el ítem i) del numeral 3.2.1.1.

a) Importe de la Contribución

- El Importe es el que determina el Distribuidor.
- Para esta modalidad de Contribución, la fecha de determinación del Importe de la Contribución es la fecha en la que el Usuario o Interesado efectúe el pago total o parcial según el acuerdo entre las partes.

b) Obligaciones del Distribuidor

- Determinar el Importe de la Contribución.
- Notificar al Usuario o Interesado, la determinación del Importe de la Contribución y el plazo para acercarse a suscribir el Acuerdo de Contribución y el Acuerdo de

Devolución, correspondiente, previamente firmado por éste, según el artículo 167 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el mismo que contendrá, entre otros, la modalidad, condiciones y fecha de devolución. Si por causas atribuibles al Usuario o Interesado no se firmara el referido Acuerdo dentro del plazo establecido, la devolución se efectuará automáticamente, en el menor tiempo posible, mediante descuentos en la facturación mensual hasta agotar el monto a ser reembolsado. Si en este supuesto el Concesionario no efectuara la devolución, deberá reconocer los intereses correspondientes.

- Ejecutar por su cuenta y cargo las obras en el plazo acordado con el Usuario o Interesado. Este acuerdo deberá constar en documento suscrito por las partes.

c) Obligaciones del Usuario

- Pagar el Importe de la Contribución determinado por el Distribuidor en el plazo convenido con éste, para el financiamiento de las obras.
- Suscribir el Acuerdo de Contribución, así como el Acuerdo de Devolución dentro del plazo máximo referido en el Artículo 167° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

3.2.1.3. MODALIDAD DE DEVOLUCIÓN

a) IMPORTE DE DEVOLUCIÓN

Se respetará el carácter financiero de la Contribución, para este fin se considerará los intereses compensatorios establecidos en Artículo 176° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Para el caso de modalidad de Ejecución de Obras, dicho carácter financiero se respetará considerando los factores de ajuste vigentes usados para la elaboración del VNR, aprobados por OSINERGMIN.

Los intereses compensatorios se aplican durante el periodo comprendido desde la fecha de determinación del Importe de la Contribución, hasta la fecha en que se efectúe la Devolución.

Los intereses moratorios se aplican desde la fecha en que venció el plazo que tenía la Concesionaria para efectuar la Devolución, hasta la fecha que se haga efectiva la Devolución.

Quedan exceptuados de la aplicación de intereses, por su naturaleza, las modalidades de devolución mediante energía o acciones, siempre que el Distribuidor haya cumplido con respetar el valor financiero de la contribución según los criterios anteriormente señalados en este literal.

b) MODALIDADES DE DEVOLUCIÓN

Los concesionarios ofrecerán como mínimo dos modalidades de reembolso, teniendo la facultad de considerar entre ellas las siguientes:

- a) Acciones de la empresa concesionaria.- Para efectos de reembolso, la acción se valorizará de acuerdo a su cotización en bolsa al momento de ser entregada al Usuario.
- b) Bonos.
- c) Energía.- Valorizada al precio promedio de la opción tarifaria al momento del primer reembolso.
- d) Efectivo.
- e) Pagarés o letras de cambio.
- f) Otra modalidad pactada entre concesionario y usuarios.

La emisión de acciones y bonos, se regirá por la Ley General de Sociedades, Ley de Mercado de Valores y disposiciones complementarias.

c) ELECCIÓN DE DEVOLUCIÓN

- Dentro de los treinta (30) días calendarios siguientes a la fecha de considerado determinado el monto de la Contribución de acuerdo al literal a) Importe de la Contribución de los ítems i), ii) y iii) del numeral 3.2.1.2, según corresponda, se deberá concretar la modalidad y fecha de la devolución.
- En todos los casos, corresponde al Usuario o Interesado elegir una de las modalidades de devolución establecidas en la presente Norma y que deben ser ofrecidas por el Distribuidor.

- Cuando el Distribuidor se encuentre imposibilitado de atender la modalidad de devolución elegida, deberá sustentar este hecho por escrito al Usuario o Interesado, con copia a OSINERGMIN; sin perjuicio de la reclamación que este último pueda interponer cuando considere vulnerados sus derechos

d) FECHA Y PLAZO DE DEVOLUCIÓN

Para la modalidad de Devolución en Efectivo, la fecha de devolución deberá estar dentro de los plazos máximos establecidos en el presente numeral. El plazo máximo para la devolución, según la modalidad de Contribución, se cuenta a partir de la fecha de determinación del Importe de Contribución conforme a lo establecido en el literal a) Importe de la Contribución de los ítems i), ii) y iii) del numeral 3.2.1.2

- Seis (06) meses cuando el importe unitario de Contribución por Suministro o Conexión fuera inferior a una (01) UIT.
- Doce (12) meses cuando el importe unitario de Contribución por Suministro o Conexión sea mayor a una (01) UIT y menor o igual a dos (02) UIT.
- Dieciocho (18) meses cuando el importe unitario de Contribución por Suministro o Conexión fuera mayor a dos (02) UIT.

El indicador denominado importe unitario de Contribución por Suministro o Conexión resulta de dividir el importe determinado de Contribución entre el número de Conexiones o Suministros.

e) CONDICIONES DE DEVOLUCIÓN

- La devolución deberá efectuarse a quien efectuó la Contribución, ya sean los Usuarios, o Interesados, o a la persona natural o jurídica que ellos designen de acuerdo a Ley. Tratándose de entidades estatales, serán éstas las titulares de la devolución o aquellos organismos que se designen para tal efecto.
- En el caso de nuevas habilitaciones urbanas construidas por inversionistas privados, la devolución será a los Usuarios finales titulares del Suministro eléctrico o a la persona natural o jurídica que estos últimos designen de acuerdo a Ley. La devolución se iniciará a partir de la fecha que el Usuario final haga uso del Servicio Público de Electricidad con la infraestructura materia de la Contribución.
- El Distribuidor, por ningún motivo, podrá cobrar gastos ni comisiones por concepto de devolución de las Contribuciones recibidas.

3.2.2. LINEAMIENTOS RESOLUTIVOS DE JARU

La publicación de los lineamientos resolutivos por parte de la Junta de Apelaciones de Reclamos de los Usuarios – JARU, pretende incentivar conductas que se estiman como eficientes y diligentes de parte de los agentes que participan en el mercado del servicio público de electricidad (usuarios, empresas concesionarias de distribución y terceros con legítimo interés) y generar una adecuada motivación de las resoluciones emitidas en primera instancia.

Para el caso de controversias en materia de Contribuciones Reembolsables se han determinado los siguientes lineamientos:

- **Lineamiento I:** Se declara fundado el reclamo referido al reembolso de la contribución en la modalidad de construcción de obra si se verifica a su existencia, su ejecución por parte del usuario y su utilización por parte de la concesionaria para brindar servicio público de electricidad. En tal supuesto, la contribución reembolsable se determina a partir de la fecha de recepción formal de la obra; si no la hubiere, la oportunidad en que es puesta en servicio; y de no ser posible determinarla, a los quince días a partir de las pruebas eléctricas realizadas a satisfacción de la concesionaria.
- **Lineamiento II:** Se declarará fundado el reclamo referido al reembolso de la contribución en la modalidad de Financiamiento de obra si se verifica el pago efectuado por el usuario para la construcción de la obra y su efectiva realización. En tal supuesto, la determinación de la contribución reembolsable será a partir de la fecha en que es puesta en servicio; será a

partir de la fecha en que es puesta en servicio; y de no ser posible determinarla, a los quince días a partir de las pruebas técnicas realizadas a satisfacción de la concesionaria.

- **Lineamiento III:** Se declarará Fundado el reclamo referido a la modalidad de reembolso de la contribución cuando la concesionaria no haya ofrecido las modalidades de devolución dentro de plazo previsto en la normativa vigente y el usuario solicite una modalidad diferente.
- **Lineamiento IV:** Se declarará fundado el reclamo referido a la actualización de la contribución reembolsable si la concesionaria no ha aplicado un interés compensatorio equivalente al promedio de los promedios ponderados de las tasas activas y pasivas vigentes en el sistema financiero al momento de su aplicación, además de los intereses compensatorios y moratorios establecidos por el artículo 176° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, según corresponda, utilizando las tasas diarias acumuladas por su multiplicación.
- **Lineamiento V:** Se declarará fundado el reclamo referido a la devolución de los intereses de una contribución reembolsable cuando la concesionaria no haya considerado los intereses compensatorios señalados por el numeral 1.4 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE, desde la fecha de determinación de la contribución hasta la fecha de la que disponía para efectuar la devolución.

Asimismo, si la concesionaria no hubiera devuelto la contribución reembolsable dentro del plazo pactado o en su defecto, dentro de los plazos

máximos señalados por el numeral 3.3.2 de la mencionada Directiva, deberá aplicar a partir de dicha fecha y hasta la fecha de devolución de la contribución, los intereses compensatorios y moratorios previstos por el artículo 176° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- **Lineamiento VI:** Se considerará que una deuda derivada de una contribución reembolsable ha prescrito si ha sido invocada por la concesionaria y han transcurrido diez años desde la fecha en que fue recibido la obra por ésta (en caso en que haya sido construido por el usuario) o desde la fecha en que es puesta en servicio (en caso en que el usuario la haya financiado).
- **Lineamiento VII:** Se declarará fundado el reclamo del usuario referido al reembolso de la contribución si la obra fue iniciada bajo el ámbito de la Ley General de Electricidad y recibida durante la vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas, salvo que haya sido financiada a través del Fondo de Ampliaciones.
- **Lineamiento VIII:** Se declarará improcedente el reclamo del usuario referido al reembolso de una contribución realizada con financiamiento del Fonavi.
- **Lineamiento IX:** Se declarará fundado el reclamo de un usuario en el que solicitado que la concesionaria le devuelva el aporte efectuado para la realización de una obra de electrificación, cuando se verifique que dicho aporte constituye una contribución reembolsable y que es él quien la ha

efectuado con recursos propios y no la municipalidad de la localidad en la que se ejecutó

- **Lineamiento X:** Se declarará fundado el reclamo de un usuario que solicite que la concesionaria reembolse el valor financiado para la realización de una obra de electrificación, cuando se verifique que las instalaciones ubicadas fuera de la zona de concesión son utilizadas por la empresa por prestar el servicio público de electricidad a otros usuarios debiendo para ello cumplir con recibir las instalaciones, fijar el valor nuevo de reemplazo y efectuar el reembolso correspondiente al usuario.

3.2.3. RESOLUCION Nº 283-2010-OS/CD–Procedimiento para la supervisión del cumplimiento de la normativa sobre contribuciones reembolsables en el servicio público de electricidad

El procedimiento ha establecido indicadores para evaluar la gestión de la concesionaria sobre este tema, en base a la información proporcionada por la empresa solicitada por el OSINERGMIN en la forma y plazos definidos, siendo la supervisión por periodos anuales y con posteridad al periodo concluido.

La información para la determinación de la muestra estadística, aleatoria y representativa, es deposita semestralmente en la página web del Osinergmin de acuerdo a los siguientes anexos:

- Anexo 02: Información de todos los nuevos suministros o modificación de los existentes atendidos (ejecutados).
- Anexo 03: Información de todas las Contribuciones Reembolsables cuya modalidad de aporte fue concretada y/o iniciada su devolución en el periodo

reportado, inclusive aquellas que habiendo sido determinadas en años anteriores, fueron concretadas o se inició el reembolso en el periodo mensual informado.

- Anexo 05: Información de todas las obras de reforzamiento o extensión de redes, electrificación de zonas habitadas, electrificación de nuevas habilitaciones urbanas o electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas promovidas por el Estado o por inversionistas privados, puestas en servicio pro la concesionaria en el periodo reportado, incluyendo los casos de sistemas de utilización.

La determinación de los indicadores se efectuará en base a los resultados de las inspecciones realizadas en campo y de la evaluación en gabinete de los expedientes de las muestras seleccionadas de los Anexo 02, 03 y 05 del procedimiento para la supervisión correspondiente.

a) DCR: Desviación del Reconocimiento de Contribuciones Reembolsables

Este indicador determina el grado de incumplimiento de la concesionaria, en relación al reconocimiento de las Contribuciones Reembolsables realizadas por los usuarios o interesados para construir o financiar instalaciones eléctricas en vías públicas, teniendo en cuenta lo siguiente:

- De los expedientes de la muestra del anexo N° 02, se inspeccionara en campo los posibles casos de contribuciones en ampliaciones de red en baja tensión, red de media tensión o electrificaciones en

general, en cuyo caso se deberá contar con documentos sustentatorios como: documento de compra de materiales, comprobante de pago al contratista u profesional que realizó la obra, etc.

- De los expedientes de la muestra del anexo N° 05, se inspeccionara en campo los posibles casos de contribuciones reembolsables en electrificación de zonas urbanas y nuevas habilitaciones, sistemas de utilización que son utilizados para brindar el servicio de electricidad; en cuyo caso, se deberá contar con documentos sustentatorios como: resolución de recepción o conformidad de obra por la concesionaria, comprobante de pago a contratista, etc.

El valor del indicador DCR se determina según la siguiente formula:

$$DCR_i = (NIN_i \times N_i / NCM_i) \quad (01)$$

Donde:

NIN = Número de casos de Contribuciones Reembolsables no reconocidas en cada muestra del Anexo N° 2 y 5.

N = Tamaño de las poblaciones del Anexo N° 2 y 5

NCM = Número de casos de cada muestra del Anexo N° 2 y 5.

y;

i = **A2**, según la información de la muestra del Anexo N° 2.

i = **A5**, según la información de la muestra del Anexo N° 5.

La información para la determinación del indicador se obtiene de la muestra de nuevos suministros o modificación de existentes y de la muestra de obras, informadas en los Anexos Nros. 2 y 5, respectivamente.

b) DCE: Desviación del cumplimiento de ofrecer a elección de los usuarios o interesados la modalidad de la Contribución y la forma de su reembolso

Este indicador determina el grado de desviación del cumplimiento de la concesionaria respecto a la obligación de ofrecer, de manera detallada y precisa, para elección de los usuarios o interesados, las alternativas entre construir o financiar las obras, de acuerdo con el artículo 83° de la Ley de Concesiones eléctricas.

Asimismo, determina el grado de desviación del cumplimiento de la concesionaria respecto a la obligación de ofrecer en forma detallada y precisa para elección de los usuarios o interesados, las formas de reembolso de la Contribución de acuerdo con lo establecido en la R.M. N° 231-2012-MEM/DM.

El Valor del indicador DCE se determina en base a la siguiente fórmula:

$$DCE_i = (NCI_i/NCM_i) \times 100 \quad (02)$$

Donde:

NCI = Número de casos de la muestra seleccionada, en los que la concesionaria no ofreció a elección del usuario o interesado las alternativas de las modalidades de aporte ($i=1$) y las formas de reembolso de la Contribución ($i=2$).

NCM = Número de casos de la muestra seleccionada, en los que corresponde evaluar si la concesionaria ofreció las alternativas de las modalidades de aporte ($i=1$) y la forma de reembolso de la Contribución ($i=2$).

y;

i = 1 Luego de la entrada en vigencia de la R.M. N° 231-2012-MEM/DM, la norma no demanda que las concesionarias ofrezcan como mínimo dos modalidades de contribución, situación contrario a lo exigido en la norma derogada Directiva N° 01-96-EM/DGE, la cual mencionaba la exigencia de ofrecer las modalidades entre construir o financiar (artículo 83° de la LCE (literales b) y c)) o en caso de requerirse extensiones de la red secundaria para la atención de nuevos suministros y/o ampliaciones de potencia contratada, la concesionaria deberá ofrecer el aporte por kW (literal a) del artículo 83° de la LCE y numeral 1.2 de la Directiva de CR).

i = 2 Propuesta de la concesionaria a elección del usuario o interesado sobre las formas de reembolso de la Contribución según lo establecido en el numeral 9 de la R.M. 231-2012-EM/DM.

La información para la determinación del indicador se obtiene de la muestra de las obras informadas en el **Anexo N° 3**.

c) DPO: Desviación del monto a reembolsar por las obras financiadas o construidas por los usuarios o interesados.

Este indicador evalúa todos los montos a reembolsar por las obras para atender nuevos suministros, ampliación de potencia, reforzamiento y/o extensión de redes, electrificación de zonas habitadas, electrificación de nuevas habilitaciones urbanas o electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas promovidas por el Estado o por inversionistas privados, etc., comparándolos con los valores determinados por OSINERGMIN.

Para la evaluación del DPO, se debe considerar que los expediente de las obras han sido informadas por la concesionaria, como contribución

reembolsable, los casos a evaluar son obtenidos de la muestra del Anexo N° 03 y se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Para los casos de obras construidas por los usuarios o interesados, se valorizarán las obras en base a los Costos Estándar de Instalaciones de Distribución Eléctrica-SICODI a la fecha de la recepción de la obra y considerando el tipo de cambio del dólar publicado por la Superintendencia de la Banca y Seguros (SBS). En estos caso, se determinará el sector típico de la localidad al cual pertenece la obra teniendo en cuenta que existe una franja paralela a la costa como zona corrosiva de 7 km de ancho con excepción de las provincias indicadas en la Resolución N° 167-2012-OS/CD. Asimismo, se aplicarán los criterios de adaptación de los equipos y materiales a un sistema económicamente adaptado indicado en el Anexo N° 06 de la “Guía de Elaboración del VNR de las Instalaciones de Distribución Eléctrica” aprobado por Resolución N° 329-2004-OS/CD”, establecida la adaptación de la red primaria, subestaciones, red secundaria y alumbrado público, y con los metrados y costos estándar se obtendrá el VNR de cada Obra. La metodología de desarrollo, se expondrá en el numeral XX del presente informe.
- Para los casos de financiamiento, se considerará los montos dinerarios aportados por los usuarios o interesados.

El valor del indicador DPO se determina en base a la siguiente fórmula:

$$DPO = [(\sum IDC / \sum IDO) - 1] \times 100 \quad (03)$$

Donde:

IDC = Importe determinado por la concesionaria (S/).

IDO = Importe determinado por Osinergmin (S/).

d) DPA: Desviación de los plazos de atención del proceso de Contribuciones Reembolsables.

Este indicador determina el grado de desviación con respecto a los plazos máximos establecidos por la normativa vigente sobre Contribuciones Reembolsables del:

- **Plazo para la determinación de la Contribución Reembolsable**
 - **Caso de construcción:** Una obra se determinara en la fecha de su recepción por parte de la concesionaria, de acuerdo a lo indicado en el literal b) del numeral 12.4.2. de la Resolución Directoral N° 018-2002-EM-DGE, siendo el plazo para la atención por parte de la concesionaria dentro de los 10 días útiles de presentado la solicitud de recepción de obra por parte del interesado.
 - **Caso de financiamiento:** la determinación de la contribución reembolsable, será en la fecha de pago parcial o total del presupuesto formulado por la concesionaria.
- **Plazo para concretar la modalidad y fecha de entrega del reembolso** es de 30 días calendarios siguientes a la determinación

de la contribución reembolsable, según lo establecido en el artículo 167° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y el numeral 10.1 de la Resolución Ministerial N° 231-2012-MEM-DM.

- **Plazo para la entrega del reembolso**, se computaran a partir de la oportunidad de determinación de la contribución reembolsable, según el monto de importe unitario de por suministro o conexión
 - Seis meses cuando el importe unitario es inferior a 1 UIT
 - Doce meses cuando el importe unitario fluctúe ente 1 UIT y 2UIT
 - Dieciocho meses cuando el importe unitario es mayor a 2 UIT.

El importe unitario de contribución por suministro o conexión, se obtiene de dividir el importe determinado de la contribución entre el número de conexiones o suministros.

Para el caso de las obras que cuenten con habilitación urbana pero cuyo porcentaje de habitabilidad sea menor al 40%, el plazo para la devolución se contabilizará a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial supera el porcentaje indicado.

El valor del indicador DPA se determina en base a la siguiente formula

$$DPA_i = (NCE_i/NCM_i) \times 100 \quad (04)$$

Donde:

NCE = Número de casos de la muestra con excesos respecto a los plazos máximos establecidos en la Directiva de CR o en la Resolución Directoral N° 018-2002-EM/DGE, según corresponda.

NCM = Número de casos de la muestra, según corresponda.

y:

i = 1 Plazo para la determinación de la Contribución Reembolsable.

i = 2 Plazo para concretar la modalidad y fecha de entrega del reembolso

i = 3 Plazo para la entrega del reembolso.

El valor del indicador DPA es el promedio aritmético de los indicadores DPA de cada ítem (i) evaluado.

La información para la determinación del indicador se obtiene de la muestra de las obras informadas en el Anexo N° 3 del Procedimiento.

e) DMI: Desviación del monto de intereses.

Con este indicador se determina el grado de desviación del monto de los intereses determinado por la concesionaria, respecto del monto de intereses determinado por Osinergmin, de acuerdo a la normativa aplicable.

El monto principal que se considera para determinar los intereses, es el VNR de la contribución reembolsable determinada por la concesionaria (modalidad de construcción) o el monto pagado por el usuario (modalidad de financiamiento)

El cálculo del interés compensatorio se efectuará de acuerdo a la tasa promedio de las tasas nominales activas y pasivas, sin capitalización, de conformidad con la Ley N° 29718 publicada el 03/01/2008, que modifica el Artículo 92° de la Ley de Concesiones Eléctricas y el artículo 176° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Para preservar el carácter financiero de las Contribuciones, cuando no se determine o concrete oportunamente el importe de devolución, se deberá aplicar intereses durante el periodo comprendido desde la fecha correcta de determinación del importe de la Contribución, hasta la fecha que se suscriba el convenio.

El valor del indicador DMI se determina en base a la siguiente fórmula:

$$DMI = [(\sum MIC / \sum MIO) - 1] \times 100 \quad (05)$$

Donde:

MIC = Monto total de intereses determinado por la concesionaria.

MIO = Monto total de intereses determinado por OSINERGMIN.

La información para la determinación del indicador se obtiene de la muestra de las obras informadas en el Anexo N° 3.

4. CAPITULO IV: SUPERVISION DE CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES

4.1. OBJETIVOS

4.1.1. Objetivo General

Describir la gestión realizada por el OSINERGMIN en la Supervisión del Cumplimiento de la normativa sobre Contribuciones Reembolsables en el Servicio Público de Electricidad.

4.2. ANTECEDENTES

A mediados del 2003, OSINERGMIN inició el proceso de creación del Modelo de Gestión Basado en Indicadores, para orientar el accionar de la organización hacia el logro de resultados concretos, que tuvieran efecto directo sobre la sociedad en general.

El modelo de Gestión basado en Indicadores permite traducir las estrategias de mediano plazo, definidas en el Plan Estratégico, a metas e indicadores anuales.

En el modelo, el primer paso es la definición de los indicadores de desempeño, vinculados a las acciones a realizar. Un segundo paso consiste en establecer metas para cada indicador, programándose el cumplimiento de estas a lo largo de todo el periodo de tiempo establecido. El tercer paso implicar realizar mensualmente el seguimiento y monitoreo de los indicadores de desempeño a fin de que considerer a partir de él acciones para mejores los proceso, la planeación estratégica y operativa y la eficiencia en la calidad de los servicios.

Osinergrmin tiene dentro de sus funciones, el velar por el cumplimiento de las normas que regulan la calidad y la eficiencia del servicio brindado al usuario.

Bajo este contexto, en el año 2007, se promulgó el “Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento de la Normativa sobre Contribuciones Reembolsables en el Servicio Público de Electricidad”- Resolución N° 182-2007-OS/CD, el cual tiene por objeto establecer el procedimiento para la atención, por parte de las empresas de distribución eléctrica, del proceso de las contribuciones reembolsables, así como la supervisión por parte de Osinergmin del cumplimiento de la normativa vigente al respecto.

Mediante la Resolución N° 283-2010-OS/CD, se modificó a la Resolución N° 182-2007-OS/CD; esta modificación apuntó a una mejora en la interacción del Organismo y las empresas supervisadas, con el impacto positivo en la mejora de la calidad de actividad comercial desarrollada por las concesionarias del sector eléctrico.

4.3. JUSTIFICACION

El país consolida su desarrollo energético con la entrega de un servicio público de electricidad de calidad y continuo; en ese sentido, el rol del OSINERGMIN, en particular, es la de regular, supervisar y fiscalizar el sector eléctrico con autonomía, capacidad técnica, reglas claras y predecibles.

Osinergmin en su rol de fiscalizador y basado en su modelo de gestión de indicadores, supervisa a las distintas concesionarias del servicio público de electricidad en base a la información reportada por estas de forma muestral.

En el caso de las contribuciones reembolsables efectuados por los usuarios o interesados para acceder al servicio universal del suministro eléctrico, se ha delimitado obligaciones por parte de la concesionaria, toda vez que es un tema de

carácter sensible, el uso adecuado del financiamiento realizado por los usuarios o interesados, a los cuales el Osinergmin vela por la recuperación real de su inversión.

Asimismo, es importante señalar que los estudiantes de pre-grado carecen de conocimientos en materia de fiscalización y supervisión, hecho que se evidencia durante la captación de talentos en el programa de semilleros (Extensión Universitaria) por parte del Osinergmin.

En ese sentido, el presente trabajo describe un panorama general del proceso de Supervisión que realiza el Ente Supervisor en la actividad de Comercialización referida a los aportes reembolsables de los usuarios en el mercado eléctrico; con la finalidad de transmitir los conocimientos técnicos-legales y la metodología del desarrollo del proceso de supervisión a los estudiantes de la Escuela de Ingeniería en Energía en su proceso de formación profesional.

4.4. DEL PROCESO DE SUPERVISIÓN

4.4.1. ELABORACIÓN DEL PROGRAMA ANUAL DE SUPERVISIÓN

Teniendo en consideración el Plan Operativo Anual, determinado por la Gerencia General del Osinergmin, y la cantidad de recursos humanos (supervisores) se elabora el Programa Anual de Supervisión para las 19 empresas concesionarias del mercado eléctrico peruano.

A continuación se detalla las empresas supervisadas:

Tabla N° 01 Concesionarias del Servicio Público de Electricidad

Razon Social	Siglas	Razón Social	Siglas
1. COELVISAC	CEV	11. Electro Dunas	ELD
2. Edecañete	ECA	12. Electro Tocache	ETO
3. Edelnor	EDN	13. Electro Ucayali	EUC
4. Electrocentro	ELC	14. Hidrandina	HID
5. Electronoroeste	ENO	15. Luz del Sur	LDS
6. Electronorte	ELN	16. Sociedad Eléctrica del Sur Oeste (SEAL)	SEA
7. Electro Oriente	EOR	17. Servicios Eléctricos Rioja	RIO
8. Electro Puno	EPU	18. Empresa Municipal Paramonga	EMP
9. Electrosur	ELS	19. Empresa Municipal Utcubamba	EMU
10. Electro Sur Este	ESE		

Fuente: Elaboración Propia

4.4.2. SELECCIÓN DE MUESTRAS

Las empresas concesionarias reportan semestralmente información de los anexos N° 02, 03 y 05 en la forma y plazos establecidos en la Resolución N° 283-2010-OS-CD. Con posterioridad el supervisor encargado verifica la consistencia de la información remitida y procede a su descarga, en caso de detectarse observaciones respecto a la información reportada por parte de la empresa concesionaria, éstas son consignadas en el Informe de Supervisión, como información inexacta o información incompleta de ser el caso.

Las muestras para cada empresa concesionaria son determinadas mediante la herramienta “P.C.R. versión 1.0.1 – Sistema de Selección de Muestras”, la cual

está fundamentada en los parámetros estadísticos que a continuación se detallan:

Tamaño de muestra.

El tamaño de la muestra representativa se determinara para cada empresa concesionaria en la proporción que corresponda.

El tamaño de muestra n para cada empresa concesionaria será determinada por la siguiente relación:

$$n_o = \frac{pqxZ^2}{d^2} \quad (06)$$

Donde

n_o : Tamaño de la muestra representativa de usuarios o interesados a evaluar según corresponda.

p : Es la probabilidad de los casos con incumplimientos o deficiencias.

q : Es la probabilidad de casos con cumplimiento de la normatividad; es decir sin deficiencias.

Z : Es el margen de confianza; es la abscisa de la curva normal que corta una área de α en la colas de la distribución normal (1.96 par un nivel de 95 % de confianza).

d : Es el margen de error o nivel de precisión deseado para la estimación.

Como en la evaluación se realizaran interferencias para todas las empresas concesionarias, y estas disponen de un número de usuarios o interesados diferenciado, los tamaños globales de las muestras deben referirse a poblaciones finitas de modo que la relación (06) debe ser ajustada por un factor de corrección por finitud poblacional usando la siguiente relación:

$$n = \frac{n_o}{1+(n_o-1)/N} \quad (07)$$

Donde n constituye el tamaño de la muestra final a evaluar y N es la población de usuarios o interesados a evaluar que posee una empresa distribuidora en el periodo considerado.

Se utiliza la aproximación de la normal (Z) para la estimación de los parámetros, dado que se espera contar con tamaños de muestra con niveles de confiabilidad suficientes a niveles desagregados.

Una aproximación usualmente utilizada para lograr confiabilidad estadística en muestras donde se asume una distribución binomial en las variables a investigar es considerar la máxima dispersión de la población, asumiendo valores de $P=0,1$ y $q=0,9$. Además se tiene que considerar cierta representatividad a nivel de las Unidades de Negocio de la empresa concesionaria. De este modo se plateara una estimación a priori del tamaño de la muestra al 95% de confianza, con un nivel de precisión dado (d) para las estimaciones, en referencia a la población de clientes de la empresa.

Tabla N° 02 Factores para determinar el tamaño de la muestra

P	Q	Z	D
0.1	0.9	1.96	0.03

Fuente: Elaboración Propia

Los tamaños estimados n_0 serán ajustados por la finitud de las poblaciones de usuarios o interesados, de modo que al hacer uso de la relación (07) se obtendrá el tamaño de la muestra final.

A continuación, se muestra un ejemplo de aplicación, para una población total de 4010 registros se obtiene una muestra representativa de 351 expedientes, con

los factores que se han tomado para determinar el tamaño de la referida muestra:

Tabla N° 03 Determinación del tamaño de la muestra

Variable	Valores	Fórmulas	Descripción
p	0.5	50%	Probabilidad de incumplimiento
q	0.5	50%	Probabilidad de incumplimiento
e	0.05	3%	Margen de error
z	1.96	1.96	Margen de confianza 95%
no	384	$= (p) \times (q) \times (z/e)^2$	Muestra población infinita
N	4010		Población
n	351	$= no / (1 + (no-1)/N)$	Muestra ajustada (se redondea hacia arriba)

Fuente: Elaboración Propia

En consecuencia se obtiene el tamaño de la muestra, que resulta ser de 351

casos a supervisar.

4.4.3. INICIO DE SUPERVISIÓN

Durante el mes de enero del año en ejecución, se remite mediante oficio las muestras del Anexo N° 03 “Obras con Contribuciones Reembolsables” a las concesionarias a supervisa, con la finalidad que estas remitan los expedientes de estas para la evaluación en gabinete correspondiente.

De acuerdo al Programa Anual de Supervisión del procedimiento de Contribuciones Reembolsables y antes del inicio de la supervisión, se comunica a la concesionaria, la muestra de los anexos N° 02 y 05 a evaluar durante el proceso de supervisión así como la designación del supervisor de campo correspondiente.

El periodo de supervisión es de 30 días calendarios; no obstante, en casos especiales se puede ampliar hasta en 60 días calendarios.

El supervisor designado realiza las actividades de supervisión en campo y determinación de los indicadores de acuerdos a los lineamientos establecidos en el Instructivo N° I2-GFE-UCO-PE-03.

Como resultado del proceso de supervisión, se obtienen los registros: Acta de Inicio de la Supervisión y Acta de Inspección para cada anexo reportado.

4.4.4. ELABORACIÓN DEL INFORME DE SUPERVISIÓN

La elaboración del Informe de Supervisión se realiza según el instructivo N° I3-GFE-UCO-PE-03. El Informe de Supervisión deberá contener: Caratula, Carta de presentación, Resumen Ejecutivo, Índice, Introducción, Objetivo, Base Legal, Resultados, Conclusiones y Anexos.

El plazo para la elaboración, verificación y corrección y remisión del Informe de Supervisión es de 5 días hábiles contados desde la fecha de culminación del periodo de supervisión.

Con la validación del Informe de Supervisión por parte del Coordinador del Proceso, este es remitido a la concesionaria, con la finalidad que esta emita sus descargos respectivos en un plazo de 10 días hábiles (determinados en el numeral 27.4 del Reglamento de Supervisión del Osinergmin.). Cuando el Informe de Supervisión, no contiene incumplimientos este es archivado en la Unidad de Comercialización, remitiéndose a una copia a la concesionaria, para su conocimiento.

Asimismo, la concesionaria puede solicitar ampliación de plazo para la presentación de sus descargos, el plazo máximo a otorgarse es de 10 días hábiles adicionales.

4.4.5. ELABORACIÓN DEL INFORME TÉCNICO

La elaboración del Informe de Técnico de Evaluación de Descargos al Informe de supervisión se realiza según el instructivo N° I4-GFE-UCO-PE-03. El Informe Técnico deberá contener: Objetivo, Base Legal, Antecedentes, Análisis Técnico de los Incumplimientos, Conclusiones, Recomendaciones y Anexos.

El plazo para la elaboración, edición, validación, tratamientos de productos no conformes y remisión del Informe Técnico es de 20 días hábiles contados desde la fecha de presentación de descargos por parte de la concesionaria. Si la concesionaria presenta descargos complementarios dentro de los 20 días hábiles, el plazo se ampliará en 10 días hábiles adicionales.

Cuando la concesionaria no cumple con presentar sus descargos, el plazo de 20 días hábiles se contabilizará a partir del quinto día hábil siguiente de la fecha de vencimiento de plazo de entrega de descargos de la concesionaria.

Cuando el Informe Técnico contiene resultados sujetos a sanción, la Unidad de Comercialización envía dicho informe a la Asesoría Legal recomendando el inicio del procedimiento administrativo sancionador, caso contrario es remitido a las concesionarias mediante el oficio.

4.5. PRINCIPALES INCUMPLIMIENTOS DETECTADOS

4.5.1. Barreras en la atención de solicitudes ampliación de potencia.

- Comunicar al usuario que el suministro requiere una expansión sustancial de la red primaria con necesidad de un proyecto, cuando en realidad no se requiere del mismo.
- Condicionar la atención de una solicitud de incremento de potencia en BT, a la entrega de un área de terreno del interesado, para la instalación de una SED de la concesionaria
- El no reconocimiento de las contribuciones reembolsables de los usuarios (Utilización de terminología no establecida en la normatividad: “Acometida larga”, “Uso exclusivo”, “Servicio”, “Sistema de Utilización en Baja Tensión, etc.).

4.5.2. Deficiencia en la ampliación de carga y atención de nuevos suministros.

- Instalación de suministros alimentados a través de las denominadas “CONEXIONES O ACOMETIDAS LARGAS”, en las que se presenta al interesado las extensiones de la red como si fueran parte de la conexión del usuario y que la extensión adicional a la regulada obedece a interés exclusivo del interesado.
- Este tipo de conexiones no están reconocidas ni reguladas, por lo que constituyen una irregularidad al trasladar al interesado los costos por extender sus redes que deberían asumir ya sea directamente o a través de la contribución del interesado la cual tiene carácter reembolsable.

4.5.3. Deficiencias detectadas mediante supervisión in situ.

- No otorgar a los usuarios la facultad de elegir entre construir o financiar los proyectos de extensión de redes; algunas veces imponen el aporte reembolsable en la modalidad de construcción de obras (Artículo 83° de la Ley de Concesiones Eléctricas).
- No cumplir con los procesos de aprobación y recepción de obras de los sistemas de distribución eléctrica, ejecutados por terceros (Resolución Ministerial N° 018-2002 EM/DGE).
- No ofrecer al usuario todas las modalidades de devolución de las contribuciones efectuadas. Muchas veces, se limitan – solo - a ofrecer la devolución en energía (kW.h).
- No se valoriza correctamente las obras en función al Valor Nuevo de Reemplazo – VNR (Guía para la elaboración del VNR -Resolución N° 329-2004-OS/CD)
- No garantizar la recuperación real del aporte reembolsable (Artículo 84° de la Ley de Concesiones Eléctricas y el numeral 1.4 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE).
- No concretar la modalidad y fecha de entrega del reembolso dentro de los 30 días cal. siguientes de la fecha de la determinación de la contribución reembolsable (Artículo 167° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y la Directiva N° 001-96-EM/DGE).
- Mediante la suscripción de Transacciones Extrajudiciales, incumplen la normativa vigente sobre contribuciones reembolsables.

- Alegando la poca rentabilidad que logran en la comercialización del servicio eléctrico en algunos casos, no atienden o se niegan a cumplir, con la obligación que tienen que reconocer a los aportantes de estas obras, el VNR, logrando suscribir transacciones en las cuales reciben las instalaciones a valores simbólicos. A esto se suma el argumento de que muchas de estas obras se encuentran fuera de su zona de concesión, por lo que tampoco se interesan en ampliar dicha zona de concesión.

4.5.4. Deficiencias en la devolución de reembolso

- Indicar al interesado que la devolución de la contribución reembolsable se efectuará a la Municipalidad (al momento del aporte o del reembolso).
- Presupuestar cobros no reembolsables para la extensión de redes de baja tensión.
- No se cumple con efectuar la devolución de los aportes reembolsables a pesar de haber suscrito convenios de devolución con los usuarios

4.6. ELABORACIÓN DEL INFORME DE CONTINUACIÓN DEL IPAS Y

CALCULO DE MULTA

Luego del Inicio de procedimiento administrativo sancionador y persistir los incumplimientos detectados en la supervisión, se procede a evaluar los descargos presentados por la concesionaria y proyectar la sanción-multa correspondiente.

El cálculo de multa se realiza en base a lo determinado en el Anexo N° 15 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica aprobada con

resolución N° 286-2009-OS/CD, el cual en su numeral III), expone la metodología del cálculo de sanción para cada indicador de gestión supervisado en el procedimiento Resolución N° 283-2010-OS/CD:

a) **DCR: Desviación del reconocimiento de contribuciones reembolsables.**

La multa para el indicador DCR, resultará de la aplicación de la siguiente fórmula y a la valorización según los “Cuadros de Multas para Solicitudes y Obras con carácter de Reembolso no Reconocidas por la Concesionaria.”

$$NINI_{total} = (NINI_{A2}) + (NINI_{A5}) \quad (08)$$

Donde:

$NINI_{A2}$ = Número de contribuciones reembolsables no reconocidas inferidas del Anexo N° 2.

$NINI_{A5}$ = Número de contribuciones reembolsables no reconocidas inferidas del Anexo N° 5.

Las contribuciones reembolsables no reconocidas inferidas se determinan por la siguiente expresión:

$$NINI_i = NIN \times N / NCM \times P \quad (09)$$

Donde:

i = Según sean del Anexo N° 2 o del Anexo N° 5 del procedimiento.

NIN = Número de casos de contribuciones reembolsables no reconocidas pertenecientes a la muestra

N = Población

NCM = Número total de casos de la muestra

P = Tasa máxima de ajuste (=0.05). En razón a que la tasa esperada de la población de solicitudes y obras no declaradas es a lo más 5% de la población.

- 0.05 Es aplicable cuando el tamaño de la muestra no supere el 10% de la población a inferir ($NCM < 10\%$ de N).

- 1.00 Es aplicable cuando el tamaño de muestra sea igual o mayor al 10% de la población a inferir ($NCM \geq 10\%$ de N).

La valorización de la multa para el indicador DCR en soles se efectúa relacionando la cantidad de casos no reconocidos por la concesionaria, inferidos a nivel poblacional, con las penalizaciones expresadas en UIT, según rangos especificados en los cuadros que a continuación se muestran:

Tabla N° 04 Solicitudes – Anexo 2 del procedimiento

NINI_{A2}- Numero de contribuciones reembolsables no reconocidas inferidas		Multa
DE	HASTA	N° DE UIT
1	5	2
6	10	6
11	15	10
16	20	14
21	25	18
26	30	22
31	35	26
36	a más	38

Fuente: Resolución N° 286-2009-OS/CD

Tabla N° 05 Obras – Anexo 5 del procedimiento

NINI_{A5}- Numero de contribuciones reembolsables no reconocidas inferidas	Multa
HASTA	N° DE UIT
1	2
6	6
11	10
16	14
21	18
26	22
31	26
36	38

Fuente: Resolución N° 286-2009-OS/CD

- b) **DCE: Desviación del cumplimiento de la elección de los usuarios o interesados sobre la modalidad de la contribución y la forma de su reembolso.**

La multa para el indicador DCE, corresponderá a la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Multa_{DCE} = (DCE/100 \times FOA \times CRP) \quad (10)$$

Donde:

FOA = Factor por Omisión Administrativa = determinado por la diferencia del sobregiro bancario (20%) y la tasa de descuento (12%), resultando 8%, la que será aplicada al importe total de las contribuciones reembolsables denominado CRP.

CRP = Contribuciones Reembolsables a VNR contraídas por la concesionaria durante el periodo supervisado.

- c) **DPO: Desviación de los presupuestos o valorización de las obras financiadas o construidas por los usuarios o interesados.**

La multa para el indicador DPO, corresponderá a la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Multa_{DPO} = (|DPO|/100 \times \sum IDO \times N/n) \quad (11)$$

Donde:

|DPO| = valor absoluto del DPO obtenido.

N = Población

n = Tamaño de la muestra

IDO = Importe calculado por OSINERGMIN (S/.)

d) **DPA: Desviación de plazos de atención sobre aportes y devolución de las contribuciones reembolsables.**

La multa para el indicador DPA, corresponderá a la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Multa_{DPA} = (DPA/100 \times FOA \times CRP) \quad (12)$$

Donde:

FOA = Factor por Omisión Administrativa = determinado por la diferencia del sobregiro bancario (20%) y la tasa de descuento (12%), resultando 8%, la que será aplicada al importe total de las contribuciones reembolsables denominado CRP.

CRP = Contribuciones Reembolsables a VNR contraídas por la concesionaria durante el período supervisado.

e) **DMI: Desviación del monto de intereses**

La multa para el indicador DMI, corresponderá a la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Multa_{DMI} = (|DMI|/100 \times \sum MIO \times N/n) \quad (13)$$

Donde:

|DMI| = valor absoluto del DMI obtenido.

N = Población

n = Tamaño de la muestra

MIO = Monto total de intereses calculado por OSINERGMIN (S/.)

La multa determinada por el área técnica es remitida a la Asesoría para la proyección de la Resolución de Sanción correspondiente.

4.7. RECURSOS IMPUGNATIVOS- INFORME DE RECONSIDERACIÓN

Se debe precisar, que la Gerencia de Fiscalización Eléctrica es la Autoridad en Primera Instancia Administrativo y de acuerdo a lo establecido en el Ley del Procedimiento Administrativo Sancionador, de considerar correspondiente, la empresa concesionaria puede presentar su recurso impugnativo de reconsideración.

Los argumentos y nuevas pruebas remitidas por la empresa concesionaria son evaluados por la Unidad de Comercialización desde el punto de vista Técnico-Comercial y superarse el incumplimiento parcialmente, se recalcula la sanción de acuerdo a lo indicado en el numeral presente, caso contrario de aceptarse las nuevas pruebas, las imputación se archiva.

4.8. RESULTADOS

La supervisión del cumplimiento de la normativa sobre contribuciones reembolsables en el servicio público de electricidad, referida al año 2014, comprendió la evaluación anual de 5 indicadores de gestión establecidos en el procedimiento aprobado con resolución N° 283-2010-OS/CD.

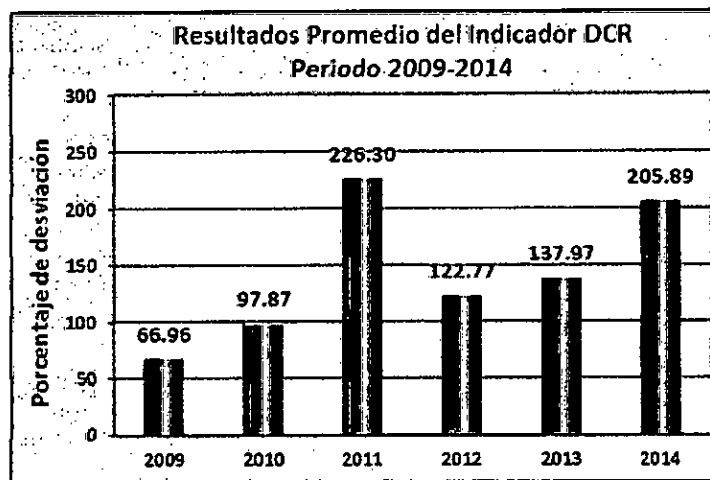
El procedimiento es de aplicación a las 19 concesionarias de distribución más representativas a nivel nacional.

a) Desviación del reconocimiento de contribuciones reembolsables. (DCR)

En el Gráfico N° 01 se aprecia el grado de incumplimiento promedio por parte de las concesionarias como resultado del proceso de supervisión realizado anualmente, como se observa el indicador respecto a los años 2012 y 2013 se ha incremento en un 80%, dado que, en el caso del Indicador DCR_{A2}, la empresa

Luz del Sur S.A.A. alcanzo un valor elevado de 3 542.36 lo que generó este incremento.

Grafico N° 01: Resultados Promedio del Indicador DCR



Fuente: Osinergmin

Asimismo, en el cuadro siguiente se detalla los valores alcanzados por las concesionarias en la supervisión del año 2014:

Tabla N° 06: Resultados del Indicador DCR periodo 2014

Concesionarias	Siglas	DCR _{A2}	DCR _{A5}	DCR
EMSEMSA	EMP	0.00	0.00	0.00
EMSEUSAC	EMU	0.00	0.00	0.00
Electro Sur Medio S.A.A	ESM	0.00	5.69	5.69
COELVISAC	CEV	0.00	0.00	0.00
Electronorte S.A.	ELN	62.99	6.60	69.59
Electro Oriente S.A.	EOR	0.00	12.27	12.27
Electrocentro S.A.	ELC	0.00	5.25	5.25
Electro Tocache S.A.	ETO	0.00	0.00	0.00
SERSA	RIO	0.00	0.00	0.00
Hidrandina S.A.	HID	115.14	7.13	122.27
Electronoroeste S.A.	ENO	0.00	21.89	21.89
Electro Sur S.A.A.	ELS	23.63	1.18	24.81
Electro Ucayali S.A.	EUC	0.00	2.24	2.24

Cálculo

Se determina en base a la formula (01)

$$DCR_{A2} = (NIN_{A2} \times N_{A2} / NCM_{A2})$$

$$\text{Cálculo } DCR_{A2} = 35 \times 38\,560 / 381 = 3\,542.26$$

- **Para el indicador DCR_{A5}:** La concesionaria Electronoroeste S.A. obtuvo un valor ascendente a 21.89, toda vez que, de las inspecciones técnicas de campo, efectuadas a las instalaciones correspondientes a las obras de la muestra del Anexo N° 05, se detectaron 18 obras de infraestructura eléctricas que no fueron reconocidas por la concesionaria como contribuciones reembolsables:
 - En 15 obras, Electronoroeste S.A. emitió un documento de “Conformidad de Obra” en el cual precisa, que las obras se encuentran fuera del área de concesión y se desarrollaron en el marco de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, motivo por el cual, las calificó como Sistemas Eléctricos Rurales (SER); sin embargo, la concesionaria no evidenció la calificación respectiva, según lo dispone el Artículo 3° de la Ley N° 28749.
 - En 01 obra - Sistema de Utilización, se observó que la estructura que sirve para la derivación de la línea MT en 10 kV, y que conforma la infraestructura eléctrica para el sistema de utilización (de propiedad del usuario), sirve indebidamente de soporte para el alimentador 01 (de la SET Piura Centro) de propiedad de la concesionaria.

- En 02 obras en baja tensión, referidas a extensiones de la red de distribución secundaria construidas como recursos de los usuarios; los mismos que son tratados por la concesionaria como “instalaciones particulares en baja tensión”, se debe indicar que la Resolución Directoral N° 018-2002-EM/DGE, solo considera como sistemas independiente y de propiedad/administración de los interesados a los Sistemas de Utilización en Media Tensión. Asimismo, el artículo 24 de la Ley de Concesiones Eléctricas, faculta solamente a las concesionarias de distribución, a utilizar bienes de uso público para la construcción y operación de redes de distribución, para el servicio Público de Electricidad

Determinación del Indicador.

N° de Anexo	Población Informada	Muestra
Anexo N° 05	90	70

Cálculo

Se determina en base a la formula (01)

$$DCR_{A5} = (NIN_{A5} \times N_{A5} / NCM_{A5})$$

$$\text{Cálculo } DCR_{A5} = 18 \times 90 / 74 = 21.89$$

Estimación de la Sanción

A continuación se detalla la sanción que correspondería por el incumplimiento del indicador DCR; no obstante, se debe precisar que la determinación de la sanción se realiza con posterioridad al Inicio de un Proceso Sancionador.

- **Para el indicador DCR_{A2}:** La concesionaria Luz del Sur S.A.A. obtuvo un valor ascendente a 3542.26 en el periodo de supervisión 2014.

La sanción se determina en base a la formula (09)

$$NINI_{A2} = (NIN_{A2} \times N_{A2} / NCM_{A2}) \times P$$

NIN _{A2}	N _{A2}	NCM _{A2}	P
35	38 560	381	0.05

$$\text{Cálculo } NINI_{A2} = (35 \times 38\ 560 / 381) \times 0.05 = 177.11$$

Por tanto, comparando el valor del NINI obtenido en la tabla N° 02 "Solicitudes- Anexo 2 del procedimiento"

NINI _{A2} - Numero de contribuciones reembolsables no reconocidas inferidas		Multa
DE	HASTA	N° DE UIT
1	5	2
6	10	6
11	15	10
16	20	14
21	25	18
26	30	22
31	35	26
36	a más	38

La sanción queda determinada en 38 UIT.

- **Para el indicador DCR_{A5}:** La concesionaria Electronoroeste S.A. obtuvo un valor ascendente a 21.89 en el periodo de supervisión 2014.

La sanción se determina en base a la formula (09)

$$NINI_{A5} = (NIN_{A5} \times N_{A5} / NCM_{A5}) \times P$$

NIN _{A2}	N _{A2}	NCM _{A2}	P
18	90	74	1

$$\text{Cálculo } NINI_{A2} = (18 \times 90 / 74) \times 1 = 21.89$$

Por tanto, comparando el valor del NINI obtenido de la tabla N° 03

“Obras - Anexo 5 del procedimiento”

NINI_{A5}- Numero de contribuciones reembolsables no reconocidas inferidas	Multa
HASTA	N° DE UIT
1	2
6	6
11	10
16	14
21	18
26	22
31	26
36	38

La sanción queda determinada en 18 UIT.

Asimismo, en el cuadro siguiente se detalla los valores de las sanciones estimadas para las concesionarias por el incumplimiento del Indicador DCR en la supervisión del año 2014:

Tabla N° 07: Sanciones estimadas para el Indicador DCR periodo 2014

Concesionarias	Siglas	NINI_{A2}	Multa_{A2}	NINI_{A5}	Multa_{A5}	Multa_{Total}
EMSEMSA	EMP	0	0	0	0	0
EMSEUSAC	EMU	0	0	0	0	0
Electro Sur Medio S.A.A	ESM	0	0	5.69	2	2
COELVISAC	CEV	0	0	0	0	0
Electronorte S.A.	ELN	3.15	2	6.6	6	8
Electro Oriente S.A.	EOR	0	0	12.27	10	10
Electrocentro S.A.	ELC	0	0	5.25	2	2
Electro Tocache S.A.	ETO	0	0	0	0	0
SERSA	RIO	0	0	0	0	0
Hidrandina S.A.	HID	5.76	2	7.13	8	10

Concesionarias	Siglas	NINI _{A2}	Multa _{A2}	NINI _{A5}	Multa _{A5}	Multa _{Total}
Electronoroeste S.A.	ENO	0	0	21.89	18	18
Electro Sur S.A.A.	ELS	1.18	2	1.18	2	4
Electro Ucayali S.A.	EUC	0	0	2.24	2	2
SEAL	SEA	4.78	2	1.33	2	4
Electro Puno S.A.A.	EPU	0	0	0	0	0
Electro Sur Este S.A.A.	ESE	0	0	8.7	6	6
Edecañete	ECA	0	0	0	0	0
Edelnor	EDN	0	0	0	0	0
Luz del Sur S.A.A.	LDS	177.11	38	0	0	38
Total					104 UIT	

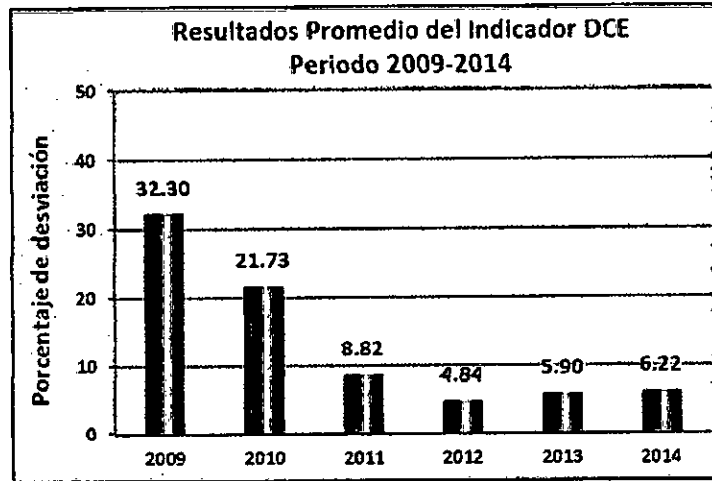
Fuente: Elaboración Propia

En ese sentido, de mantenerse los incumplimientos durante el proceso de fiscalización se alcanzaría un importe de multa por el indicador DCR ascendente a 104 UIT y considerando el valor de la UIT para el año 2015 de S/. 3 850.00 Nuevos soles, el sanción sería de S/. 400 400.00 Nuevos Soles.

b) Desviación del cumplimiento de ofrecer a elección de los usuarios o interesados la modalidad de la contribución y la forma de su reembolso. (DCE)

En el Gráfico N°02 se aprecia el grado de incumplimiento promedio por parte de las concesionarias como resultado del proceso de supervisión realizado anualmente, como se observa el indicador se mantiene respecto a años anteriores, toda vez que las concesionarias vienen implementando las acciones correctivas con el fin de cumplir con ofrecer a los usuarios o interesados las modalidades de aporte y las modalidades de devolución de acuerdo a la normativa vigente.

Grafico N° 02: Resultados Promedio del Indicador DCE



Fuente: Osinergmin

Asimismo, en el cuadro siguiente se detalla los valores alcanzados por las concesionarias en la supervisión del año 2014:

Tabla N° 08: Resultados del Indicador DCE periodo 2014

Concesionarias	Siglas	DCE (%)
EMSEMSA	EMP	0.00
EMSEUSAC	EMU	50.00
Electro Sur Medio S.A.A	ESM	0.00
COELVISAC	CEV	10.00
Electronorte S.A.	ELN	3.33
Electro Oriente S.A.	EOR	0.00
Electrocentro S.A.	ELC	7.41
Electro Tocache S.A.	ETO	0.00
SERSA	RIO	0.00
Hidrandina S.A.	HID	2.22
Electronoroeste S.A.	ENO	20.00
Electro Sur S.A.A.	ELS	7.14
Electro Ucayali S.A.	EUC	0.00
SEAL	SEA	0.00
Electro Puno S.A.A.	EPU	0.98
Electro Sur Este S.A.A.	ESE	15.91

Concesionarias	Siglas	DCE (%)
Edcafiete	ECA	0.00
Edelnor	EDN	0.00
Luz del Sur S.A.A.	LDS	1.19
Valor promedio		6.22

Fuente: Elaboración Propia

Del cuadro precedente se observa que:

- La empresa EMSEUSAC alcanzo el valor del indicador ascendente a 50%, toda vez que para el indicador DCE₂ alcanzó un valor de 100%, ya que, en los casos de la muestra evaluada, la concesionaria no ha evidenciado haber ofrecido a los interesados, las modalidades, plazos y demás condiciones del reembolso de la contribución, como lo establece el numeral 9 de la Norma sobre Contribuciones Reembolsables aprobado por la Resolución Ministerial N° 231-2012-MEM/DM.

Determinación del Indicador.

El resultado del indicador DCE, es el promedio aritmético de los DCE₁ (modalidades de contribuciones) y DCE₂ (modalidades de reembolso)

N° de Anexo	Población Informada	Muestra
Anexo N° 03	3	3

Cálculo

Se determina en base a la formula (02)

$$DCE_i = (NCI_i / NCM_i) \times 100$$

$$\text{Cálculo } DCR_1 = (0/3) \times 100 = 0,00\%$$

$$\text{Cálculo } DCR_2 = (3/3) \times 100 = 100,00\%$$

$$DCE = \frac{DCE_1 + DCE_2}{2} = \frac{0,00 + 100,00}{2} = 50,00\%$$

- La empresa Electronoroeste S.A. alcanzo el valor del indicador ascendente a 20%, toda vez que para el indicador DCE_1 alcanzó un valor de 40% referido a:
 - En una obra, la concesionaria no evidenció haber ofrecido a elección del usuario o interesado las modalidades de contribución construir o financiar las obras de infraestructura desarrollados, incumplimiento lo establecido en el Artículo 166° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
 - En una obra, la concesionaria no evidenció haber otorgado al usuario la modalidad de aporte por kW (S/. por kW) o haber solicitado el financiamiento respectivo, ya que esta obra corresponde a una extensión de la red secundaria para atender con el suministro eléctrico al predio del solicitante, incumpliendo lo establecido en el literal a) del Artículo 83° de la Ley de Concesiones Eléctricas y numeral 4.1 y 4.4 de la Norma de Contribuciones Reembolsables aprobada con Resolución Ministerial N°231-2012-MEM/DM

Determinación del Indicador.

N° de Anexo	Población Informada	Muestra
Anexo N° 03	5	5

Cálculo

El resultado del indicador DCE, es el promedio aritmético de los DCE_1 (modalidades de contribuciones) y DCE_2 (modalidades de reembolso)

Se determina en base a la formula (02)

$$DCE_i = (NCI_i / NCM_i) \times 100$$

$$\text{Cálculo } DCE_1 = (2/5) \times 100 = 40,00\%$$

$$\text{Cálculo } DCE_2 = (0/0) \times 100 = 0,00\%$$

$$DCE = \frac{DCE_1 + DCE_2}{2} = \frac{40,00 + 0,00}{2} = 20,00\%$$

Estimación de la Sanción

A continuación se detalla la sanción que correspondería por el incumplimiento del indicador DCE; no obstante, se debe precisar que la determinación de la sanción se realiza con posterioridad al Inicio de un Proceso Sancionador.

La sanción se determina en base a la formula (10)

$$Multa_{DCE} = (DCE / 100 \times FOA \times CRP)$$

- Para el caso en particular de la empresa EMSEUSAC:

DCE	FOA	CRP
20%	8%	S/. 22 082.26

Cálculo

$$Multa_{DCE} = (DCE / 100 \times FOA \times CRP)$$

$$Multa_{DCE} = (20\% / 100 \times 8\% \times 22\,082.26) = S/. 883.29 \text{ Nuevos Soles.}$$

- Para el caso en particular de la empresa Electronoroeste S.A.:

DCE	FOA	CRP
20%	8%	S/. 318 093.18

Cálculo

$$Multa_{DCE} = (DCE / 100 \times FOA \times CRP)$$

$Multa_{DCE} = (20\% / 100 \times 8\% \times 318\,093.18) = S/. 5\,089.49$ Nuevos Soles.

Asimismo, en el cuadro siguiente se detalla los valores de las sanciones estimadas para las concesionarias por incumplimiento del Indicador DCE en la supervisión del año 2014:

Tabla N° 09: Sanciones estimadas para el Indicador DCE periodo 2014

Concesionarias	Siglas	DCE (%)	CRP (S/.)	Multa (S/.)
EMSEMSA	EMP	0	0.00	0.00
EMSEUSAC	EMU	50	22 082.26	883.29
Electro Sur Medio S.A.A	ESM	0	3 117 628.72	0.00
COELVISAC	CEV	10	389 404.09	3 115.23
Electronorte S.A.	ELN	3.33	1 098 835.94	2 927.30
Electro Oriente S.A.	EOR	0	0.00	0.00
Electrocentro S.A.	ELC	7.41	449 143.01	2 662.52
Electro Tocache S.A.	ETO	0	0.00	0.00
SERSA	RIO	0	0.00	0.00
Hidrandina S.A.	HID	2.22	5 252 453.80	9 328.36
Electronoroeste S.A.	ENO	20	318 093.18	5 089.49
Electro Sur S.A.A.	ELS	7.14	2 699 845.13	15 421.52
Electro Ucayali S.A.	EUC	0	0.00	0.00
SEAL	SEA	0	1 937 341.25	0.00
Electro Puno S.A.A.	EPU	0.98	1 043 828.63	818.36
Electro Sur Este S.A.A.	ESE	15.91	675 275.27	8 594.90
Edecañete	ECA	0	99 024.19	0.00
Edelnor	EDN	0	398 719.73	0.00
Luz del Sur S.A.A.	LDS	1.19	3 863 940.87	3 678.47
			TOTAL	S/ 52,519.44

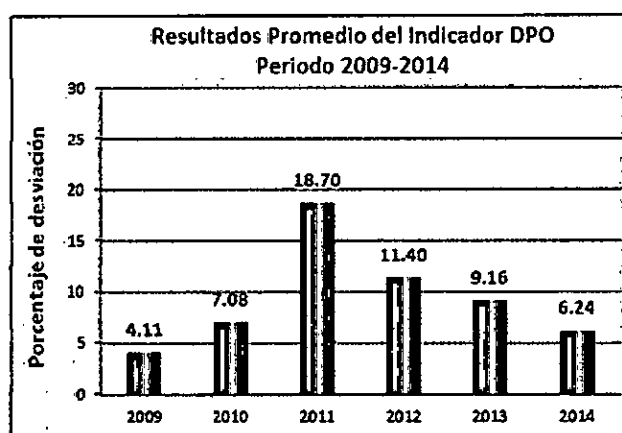
Fuente: Elaboración Propia

En ese sentido, de mantenerse los incumplimientos durante el proceso de fiscalización se alcanzaría un importe de multa por el indicador DCE ascendente a S/. 52 519.44 Nuevos Soles.

c) Desviación del monto a reembolsar por las obras financiadas o construidas por los usuarios o interesados. (DPO)

Como se verifica del cuadro siguiente, la disminución del valor del indicador para el 2014 respecto los resultados obtenidos años anteriores, responde a que las concesionarias vienen adecuándose a la normativa vigente, esto es, valorizando las obras según los criterios técnicos establecidos en la resolución N° 329-2004-OS/CD y precios establecidos regulados por este Organismo.

Gráfico N° 03: Resultados Promedio del Indicador DPO



Fuente: Osinergmin

Asimismo, en el cuadro siguiente se detalla los valores alcanzados por las concesionarias en la supervisión del año 2014:

Tabla N° 10: Resultados del Indicador DPO periodo 2014

Concesionarias	Siglas	DPO (%)	Desviación (S/.)
EMSEMSA	EMP	0.00	0.00
EMSEUSAC	EMU	0.00	0.00
Electro Sur Medio S.A.A	ESM	-22.76	666 837.11
COELVISAC	CEV	-6.82	28 487.44
Electronorte S.A.	ELN	-12.12	151 587.95

Concesionarias	Siglas	DPO (%)	Desviación (S/.)
Electro Oriente S.A.	EOR	-3.59	15 422.40
Electrocentro S.A.	ELC	-10.22	43 793.87
Electro Tocache S.A.	ETO	0.00	0.00
SERSA	RIO	0.00	0.00
Hidrandina S.A.	HID	-2.68	116 118.01
Electronoroeste S.A.	ENO	-26.42	113 365.02
Electro Sur S.A.A.	ELS	-1.96	52 632.83
Electro Ucayali S.A.	EUC	0.00	0.00
SEAL	SEA	-8.40	177 566.19
Electro Puno S.A.A.	EPU	-5.40	42 675.17
Electro Sur Este S.A.A.	ESE	-5.66	40 509.54
Edecañete	ECA	-6.61	7 004.01
Edelnor	EDN	-2.48	821.67
Luz del Sur S.A.A.	LDS	-3.35	124 062.82
Valor promedio		-6.24	S/11580 884.03

Fuente: Elaboración Propia

Del cuadro precedente se observa que a la empresa Electronoroeste S.A. alcanzó el mayor de valor de desviación (-26,42%), lo cual se sustenta principalmente en que una obra la concesionaria no considera que esta se encuentra ubicada dentro de la zona de ambiente corrosivo, debiendo por ello valorizar los armados típicos, según lo dispuesto en el numeral 1.3.2 del Anexo N° 6 de la Resolución N° 329-2004-OS/CD

Tabla N° 11 Valorización de Obra- Zona Corrosiva

Obra N° 1: Ampliación del Substema de Distribución Secundaria y alumbrado Público en 380-220V, SED's 225-20 y 226-20 y 227-20, Centro Poblado Menor la Tortuga; Vice, Sechura Plura.									
Resolución de Recepción de Obra N° R-084-2013									
DATOS PARA LA ADAPTACIÓN Y VALORIZACIÓN			Sector Típico: Se aplicará criterios de adaptación del Sector Típico 2 y la Resolución N° 167-2012-OS/CD.			Zona Corrosiva:	SI		
Financiado por: Usuario									
Adaptación B. T. 380/220 V	Postes:	Postes de concreto (Anexo N° 6, pág. 17 de 58)		Fecha de VNR, de la Supervisión:	Fecha de determinación de la CR por la concesionaria	Fecha de Solicitud de la recepción de obra			
	Conductores:	Autoportantes de Cobre (Numeral 1.3.2 del Anexo N° 6 pag. 26 de 58)		08/02/2013	09/04/2013	26/01/2013			
Caso 14: Redes Autoportantes		En el caso de redes autoportantes que cuenten con redes de SP y AP se deberá presentar primero los cables de SP y luego los cables correspondientes al AP, el código VNR en ambos casos es el mismo (Anexo N° 1, pág 8 de 23)			Tipo de Cambio SBS (valor venta para VNR supervisión)				
					2.579				
Costos estandar de precios VNR aplicados:		Por la supervisión			Por la concesionaria				
		Vigentes del 01/11/2009 al 31/10/2013			Vigentes del 01/11/2009 al 31/10/2013				
Código VNR GART	Descripción componentes de la obra			Unidad	Cantidad concesionaria	Cantidad * Supervisión	Costo Unitario US\$	Tipo de Cambio	VNR S/.
L-Armados Típicos									
CS050116	RED AEREA SP+AP AUTOPORTANTE DE CU 3x50 mm2 + 1x16 mm2+ portante (SP)			km	0.758	0.758	33 815.89	2.579	66 106.07
CS050116	RED AEREA SP+AP AUTOPORTANTE DE CU 3x50 mm2 + 1x16 mm2+ portante (AP/SP)			km	0.758	0.758	6 878.22	2.579	13 446.11
CS035116	RED AEREA SP+AP AUTOPORTANTE DE CU 3x35 mm2 + 1x16 mm2+ portante (SP)			km	0.316	0.316	23 124.56	2.579	18 845.68
CS035116	RED AEREA SP+AP AUTOPORTANTE DE CU 3x35 mm2 + 1x16 mm2+ portante (AP+SP)			km	0.316	0.316	6 521.89	2.579	5 315.11
CS025110	RED AEREA SP+AP AUTOPORTANTE DE CU 3x25 mm2 + 1x10 mm2+ portante (SP)			km	0.703	0.703	21 522.24	2.579	39 020.62
CS025110	RED AEREA SP+AP AUTOPORTANTE DE CU 3x25 mm2 + 1x10 mm2+ portante (AP+SP)			km	0.703	0.703	5 199.97	2.579	9 427.74
CS016110	RED AEREA SP+AP AUTOPORTANTE DE CU 3x16 mm2 + 1x10 mm2+ portante (SP)			km	0.615	0.615	16 394.79	2.579	26 003.53
CS016110	RED AEREA SP+AP AUTOPORTANTE DE CU 3x16 mm2 + 1x10 mm2+ portante (AP/SP)			km	0.615	0.615	5 199.97	2.579	8 247.59
LU07002	LUMINARIA CON LAMPARA DE 70 W VAPOR DE SODIO (pastoral metálico 1,5 m x 1,5" de diametro)			Eq.	59	59	90.62	2.579	13 788.83
Valorización Total de la Supervisión:									200 201.28
Valorización de la concesionaria									96 308.84
Diferencia									103 892.44

Fuente: Elaboración Propia

Estimación de la Sanción

A continuación se detalla la sanción que correspondería por el incumplimiento del indicador DPO; no obstante, se debe precisar que la determinación de la sanción se realiza con posterioridad al Inicio de un Proceso Sancionador.

La sanción se determina en base a la formula (11)

$$Multa_{DPO} = (|DPO|/100 \times \sum IDO \times N/n)$$

Para el caso de la empresa **Electronoroeste S.A.**:

DPO	IDO	N	n
-26.42%	432 330.13	5	5

Cálculo

$$Multa_{DPO} = (|DPO|/100 \times \sum IDO \times N/n)$$

$$Multa_{DPO} = (|-26.42\%| / 100 \times 432\,330.13 \times 5/5) = S/. 114\,221.62 \text{ Nuevos Soles.}$$

Asimismo, en el cuadro siguiente se detalla los valores de las sanciones estimadas para las concesionarias por incumplimiento del Indicador DPO en la supervisión del año 2014:

Tabla N° 12: Sanciones estimadas para el Indicador DPO periodo 2014

Concesionarias	Siglas	DPO (%)	IDO	N	n	Multa _{DPO}
EMSEMSA	EMP	0.00	0.00	0	0	0.00
EMSEUSAC	EMU	0.00	16 608.57	3	3	0.00
Electro Sur Medio S.A.A	ESM	-22.76	2 930 075.28	50	45	740 983.48
COELVISAC	CEV	-6.82	417 891.53	5	5	28 500.20
Electronorte S.A.	ELN	-12.12	910 613.30	18	18	110 366.33
Electro Oriente S.A.	EOR	-3.59	429 706.70	3	3	15 426.47
Electrocentro S.A.	ELC	-10.22	428 327.82	27	27	43 775.10
Electro Tocache S.A.	ETO	0.00	0.00	0	0	0.00
SERSA	RIO	0.00	0.00	0	0	0.00
Hidrandina S.A.	HID	-2.68	4 338 237.79	50	45	129 183.08
Electronoroeste S.A.	ENO	-26.42	432 330.13	5	5	114 221.62
Electro Sur S.A.A.	ELS	-1.96	2 690 137.43	21	21	52 726.69
Electro Ucayali S.A.	EUC	0.00	0.00	0	0	0.00
SEAL	SEA	-8.40	2 114 907.44	32	32	177 652.22
Electro Puno S.A.A.	EPU	-5.40	789 645.25	58	51	48 493.51
Electro Sur Este S.A.A.	ESE	-5.66	715 784.81	22	22	40 513.42
Edecañete	ECA	-6.61	106 028.20	2	2	7008.46
Edelnor	EDN	-2.48	33 069.84	3	3	820.13
Luz del Sur S.A.A.	LDS	-3.35	3 708 266.97	46	42	136 058.08
TOTAL						S/. 1 645 728.82

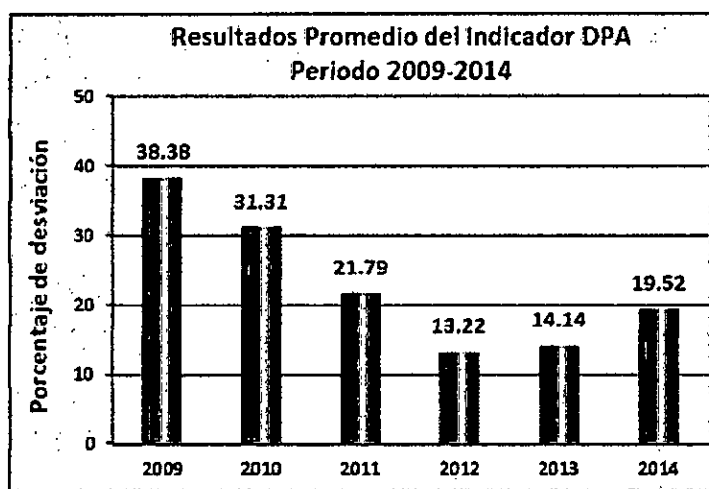
Fuente: Elaboración Propia

En ese sentido, de mantenerse los incumplimientos durante el proceso de fiscalización se alcanzaría un importe de multa por el indicador DPO ascendente a S/. 1 645 728.82 Nuevos Soles.

d) Desviación de plazos de atención del proceso de contribuciones reembolsables. (DPA)

En el Gráfico N° 04, se aprecia que a partir de la implementación del procedimiento durante el año 2010, las concesionarias vienen ajustándose a los plazos normados para la determinación, concretización y devolución de las contribuciones reembolsables que solicitaron a los usuarios.

Gráfico N° 04: Resultados Promedio del Indicador DPA



Fuente: Osinergmin

Asimismo, en el cuadro siguiente se detalla los valores alcanzados por las concesionarias en la supervisión del año 2014:

Tabla N° 13 Resultados del Indicador DPA periodo 2014

Concesionarias	Siglas	DPA (%)
EMSEMSA	EMP	0.00
EMSEUSAC	EMU	11.11
Electro Sur Medio S.A.A	ESM	10.37
COELVISAC	CEV	6.67
Electronorte S.A.	ELN	20.00
Electro Oriente S.A.	EOR	0.00
Electrocentro S.A.	ELC	32.09
Electro Tocache S.A.	ETO	0.00
SERSA	RIO	0.00
Hidrandina S.A.	HID	24.44
Electronoroeste S.A.	ENO	60.00
Electro Sur S.A.A.	ELS	14.29
Electro Ucayali S.A.	EUC	0.00
SEAL	SEA	34.38
Electro Puno S.A.A.	EPU	20.26
Electro Sur Este S.A.A.	ESE	51.52
Edecañete	ECA	50.00
Edelnor	EDN	22.22
Luz del Sur S.A.A.	LDS	13.49
Valor promedio		19.52

Fuente: Elaboración Propia

Del cuadro precedente se observa que la empresa Electronoroeste S.A. alcanzo el valor del indicador ascendente a 60%, toda vez que:

- Para el indicador DPA₁ -Plazo para la determinación de la contribución reembolsable, alcanzó un valor de 60%, dado que, en 3 casos de la muestra evaluada, la concesionaria no presentó evidencia de cumplir con lo establecido en el numeral 12.4.2 de la R.D. N° 018-2002-EM/VME.
- Para el Indicador DPA₂ - Plazo para concretar la modalidad y fecha reembolso, alcanzó el valor de 80%, el incumplimiento está referido a que en 4 obras de la muestra evaluada, la concesionaria suscribió el documento

por el cual concretó la modalidad y fecha de entrega de reembolso, fuera del plazo establecido en el Artículo 167° de Reglamento de Ley Concesiones Eléctricas.

- Para el Indicador DPA₃ – Plazo para efectuar la devolución, alcanzó el valor de 40%, en dos obras la concesionaria estableció en el Acta de Devolución por Contribución Reembolsable, el plazo máximo de devolución como lo dispone el numeral 3.3.2 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE. Asimismo, la concesionaria valorizó la cantidad de energía a devolver al precio de la tarifa vigente al 03/09/2010, transgrediendo lo establecido en el numeral 3.1.c) de la Directiva N° 001-96-EM/DGE (Energía- Valorizada el precio promedio de la opción tarifaria al momento del primer reembolso), siendo incorrecto el cálculo de la cantidad de energía a devolver.
- Para el caso en particular de la Obra Subsistema de Distribución Primaria, Secundaria e instalaciones de Alumbrado Público, para la “Asociación de Desarrollo Urbano de Sullana I Etapa”, sectores es A1, A2, A3, A4, A5, A6, B1, J1, J4 y AE-JE radio RPP”, Sullana, Piura.

Tabla N° 14: Evaluación Indicador DPA

Obras	Evaluación y resultado del análisis
Obra Subsistema de Distribución Primaria, Secundaria e instalaciones de Alumbrado Público, para la “Asociación de Desarrollo Urbano de Sullana I Etapa”, sectores es A1, A2, A3, A4, A5, A6, B1, J1, J4 y AE-JE radio RPP”, Sullana, Piura.	<p>1. Oportunidad para determinar la Contribución Reembolsable.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El 11/01/2013, el contratista especialista solicitó la Recepción y Puesta en Servicio de la Obra. • Con fecha 09/04/2013, Electronoroeste S.A. emitió la Resolución de Recepción de Obra R-082-2013, incumpliendo con el literal b) del numeral 12.4.2 de la Resolución Directoral N° 018-2002-EM/VME (plazo no mayor a los 10 días hábiles) <p>2. Plazo para concretar la modalidad y fecha de entrega del reembolso.</p>

Obras	Evaluación y resultado del análisis
	<ul style="list-style-type: none"> El 09/04/2013, Electronoroeste S.A. determinó la contribución reembolsable mediante la Resolución de Recepción de obra R-082-2013. El 06/09/2013, Electronoroeste S.A. suscribió con la Asociación el documento "Acta de Contribución Reembolsable", incumpliendo con el artículo 167° del RLCE.
	<p>2. Plazo de devolución</p> <ul style="list-style-type: none"> El monto total del VNR a favor de la Asociación es S/. 164 705,21 y el número de conexiones es de 348; por lo tanto el indicador "Importe Unitario de Contribución por Conexión" es de S/. 473.29 (menor a una UIT) y el plazo previsto para la devolución según la Norma de Contribuciones Reembolsables es de 6 meses. No obstante, la concesionaria devolvió el VNR superior a los 6 meses.

Fuente: Elaboración Propia

Determinación del Indicador.

N° de Anexo	Población Informada	Muestra
Anexo N° 03	5	5

El resultado del indicador DPA, es el promedio aritmético de los indicadores DPA_1 , DPA_2 y DPA_3 (modalidades de contribuciones).

Cálculo

Se determina en base a la formula (04)

$$DPA_i = (NCE_i / NCM_i) \times 100$$

$$\text{Cálculo } DPA_1 = (3/5) \times 100 = 60,00\%$$

$$\text{Cálculo } DPA_2 = (4/5) \times 100 = 80,00\%$$

$$\text{Cálculo } DPA_3 = (2/5) \times 100 = 40,00\%$$

$$DPA = \frac{DPA_1 + DPA_2 + DPA_3}{3} = \frac{60,00 + 80,00 + 40,00}{3} = 60,00\%$$

Estimación de la Sanción

A continuación se detalla la sanción que correspondería por el incumplimiento del indicador DPA; no obstante, se debe precisar que la determinación de la sanción se realiza con posterioridad al Inicio de un Proceso Sancionador.

La sanción se determina en base a la fórmula (12)

$$Multa_{DPA} = (DPA/100 \times FOA \times CRP)$$

Para el caso de la empresa **Electronoroeste S.A.**:

DPA	FOA	CRP
60%	8%	S/. 318 093.18

Cálculo

$$Multa_{DPA} = (DPA/100 \times FOA \times CRP)$$

$$Multa_{DPA} = (60\% / 100 \times 8\% \times 318\,093.18) = S/. 15\,268.47 \text{ Nuevos Soles.}$$

Asimismo, en el cuadro siguiente se detalla los valores de las sanciones estimadas para las concesionarias por incumplimiento del Indicador DPA en la supervisión del año 2014:

Tabla N° 15: Sanciones estimadas para el Indicador DPA periodo 2014

Concesionarias	Siglas	DPA (%)	CRP (S/.)	Multa (S/.)
EMSEMSA	EMP	0.00	0.00	0.00
EMSEUSAC	EMU	11.11	22 082.26	196.27
Electro Sur Medio S.A.A	ESM	10.37	3 117 628.72	25 863.85
COELVISAC	CEV	6.67	389 404.09	2 077.86
Electronorte S.A.	ELN	20	1 098 835.94	17 581.38
Electro Oriente S.A.	EOR	0.00	0.00	0.00
Electrocentro S.A.	ELC	32.09	449 143.01	11 530.40
Electro Tocache S.A.	ETO	0.00	0.00	0.00
SERSA	RIO	0.00	0.00	0.00
Hidrandina S.A.	HID	24.44	5 252 453.8	102 695.98

Concesionarias	Siglas	DPA (%)	CRP (S/.)	Multa (S/.)
Electronoroeste S.A.	ENO	60.00	318 093.18	15 268.47
Electro Sur S.A.A.	ELS	14.29	2 699 845.13	30 864.63
Electro Ucayali S.A.	EUC	0.00	0.00	0.00
SEAL	SEA	34.38	1 937 341.25	53 284.63
Electro Puno S.A.A.	EPU	20.26	1 043 828.63	16 918.37
Electro Sur Este S.A.A.	ESE	51.52	675 275.27	27 832.15
Edecañete	ECA	50.00	9 9024.19	3 960.97
Edelnor	EDN	22.22	39 8719.73	7 087.64
Luz del Sur S.A.A.	LDS	13.49	3 863 940.87	41 699.65
TOTAL				S/. 356,862.24

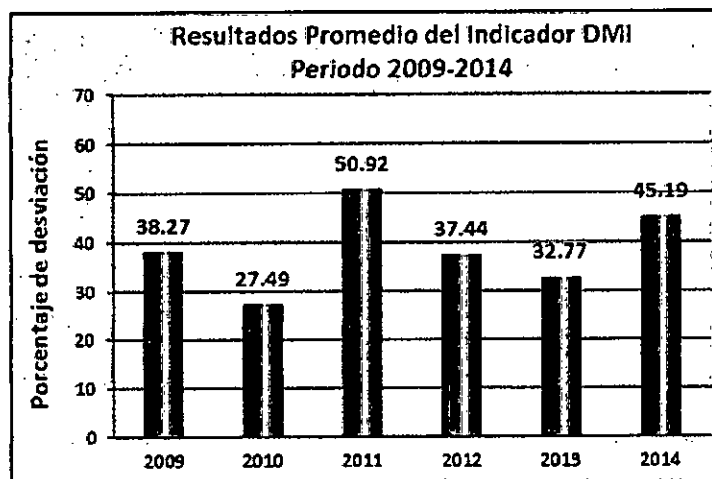
Fuente: Elaboración Propia

En ese sentido, de mantenerse los incumplimientos durante el proceso de fiscalización se alcanzaría un importe de multa por el indicador DPA ascendente a S/. 356 862.24 Nuevos Soles.

e) Desviación del monto de intereses. (DMI)

Como se verifica del grafico siguiente, el incremento suscitado en el valor del indicador para el 2014 respecto los resultados obtenidos durante los años 2012 y 2013, se debe a que las concesionarias COELVISAC, SEAL S.A., Electro Sur Este S.A., Edecañete S.A. y Edelnor S.A.A obtuvieron una desviación del 100%.

Grafico N° 05: Resultados Promedio del Indicador DMI



Fuente: Osinergmin

Asimismo, en el cuadro siguiente se detalla los valores alcanzados por las concesionarias en la supervisión del año 2014:

Tabla N° 16: Resultados del Indicador DMI periodo 2014

Concesionarias	Siglas	DMI (%)
EMSEMSA	EMP	0.00
EMSEUSAC	EMU	0.00
Electro Sur Medio S.A.A	ESM	0.00
COELVISAC	CEV	-100.00
Electronorte S.A.	ELN	-54.84
Electro Oriente S.A.	EOR	0.00
Electrocentro S.A.	ELC	-0.13
Electro Tocache S.A.	ETO	0.00
SERSA	RIO	0.00
Hidrandina S.A.	HID	-23.71
Electronoroeste S.A.	ENO	-82.77
Electro Sur S.A.A.	ELS	-99.07
Electro Ucayali S.A.	EUC	0.00
SEAL S.A.	SEA	-100.00
Electro Puno S.A.A.	EPU	-96.14
Electro Sur Este S.A.A.	ESE	-100.00
Edecañete S.A.	ECA	-100.00

Concesionarias	Siglas	DMI (%)
Edelnor S.A.A.	EDN	-100.00
Luz del Sur S.A.A.	LDS	-1.89
Valor promedio:		-45.19

Fuente: Elaboración Propia

Para la evaluación de este indicador se efectuó con la documentación recibida por las concesionarias referida a los casos con contribución reembolsable y bajo las siguientes consideraciones:

- Para el cálculo de los intereses se tomó como monto principal, el VNR determinado por la concesionaria.
- Los Intereses se calcularon por el incumplimiento en el plazo para la suscripción del Convenio de Devolución de aportes suscrito entre la concesionaria y los usuarios o interesados.
- Para los casos en particular, los cuales se determinaron antes de la modificación del Artículo 92°, Decreto Ley N° 29178 publicada el 03/01/2008, la misma que entre otros, señala en su último párrafo lo siguiente: "...Precísese que los intereses aplicable a las relaciones que se generen por la prestación del servicio público de electricidad, en cualquier aspecto, se efectuará a una tasa nominal y simple no procediendo capitalización alguna...". En ese sentido, se debe considerar dos etapas de cálculo:
 - En la Primera Etapa, se debe calcular los intereses a la fecha correcta de la determinación de la contribución reembolsable hasta el 03/01/2008, considerando la capitalización de Intereses.

- En la segunda Etapa, el cálculo se debe establecer desde el 04/01/2008, hasta la fecha que se concretó la modalidad y fecha de devolución del reembolso; es decir, hasta la suscripción del convenio de devolución de la contribución reembolsable.
- A continuación se detalle el siguiente ejemplo: obra “Red de Distribución Secundaria para la comunidad de Huaraccopata”
 - En la primera etapa se calculó los intereses desde la fecha correcta de la determinación de la contribución reembolsable (05/08/2007) hasta el 03/01/2008, considerando la capitalización de los intereses.

$$\text{Interes capitalizable} = \text{Monto principal} \times \left(\frac{FA_b}{FA_{a-1}} - 1 \right) \quad (14)$$

Donde:

Monto Principal: VNR determinada por la concesionaria.

FA_{a-1}: Factor diario acumulado en la fecha de inicio (Determinación).

FA_b: Factor diario acumulado en la fecha de actualización.

Tabla N° 17: Cálculo de Interés con capitalización

Cálculo del interés con capitalización desde el 31/01/199 al 03/01/2008						
Monto Principal S/.	Fecha de Inicio (determinación)	Fecha de actualización	Factor (A) 05/08/2007	Factor (B) 03/01/2008	División de Factores (B)/(A)	Interés Compensatorio S/.
8155.78	05/08/2007	01/01/2008	44.69784	47.05758	1.052793155	430.57

Fuente: Elaboración propia

- En la segunda etapa el cálculo se estableció desde 04/01/2008 hasta la fecha que se concretó la modalidad y fecha de devolución del

reembolso, hasta la suscripción del convenio de devolución de la contribución reembolsable (21/01/2013).

$$\text{Interes nominal} = \text{Monto principal} \times (FA_b - FA_a) \quad (15)$$

Donde:

Monto Principal: VNR determinada por la concesionaria.

FA_b: Factor diario acumulado en la fecha de Concretización

FA_a: Factor diario acumulado en la fecha de inicio.

Tabla N° 18: Cálculo de Interés simple

Cálculo del Interés simple (Modificación del Art: 92° del LCE publicado el 02/01/2008)						
Monto Principal S/.	Fecha de Inicio del Interés Simple	Fecha de actualización	Factor (A) 04/01/2008	Factor (B) 21/01/2013	División de Factores (B)-(A)	Interés Compensatorio S/.
8155.78	04/01/2008	21/01/2013	5.60374	5.99782	0.39408	3214.03

Fuente: Elaboración propia

Estimación de la Sanción

A continuación se detalla la sanción que correspondería por el incumplimiento del indicador DMI; no obstante, se debe precisar que la determinación de la sanción se realiza con posterioridad al Inicio de un Proceso Sancionador.

La sanción se determina en base a la fórmula (13)

$$\text{Multa}_{DMI} = (|DMI|/100) \times \sum MIO \times N/n$$

Para el caso de la empresa **Electro Sur S.A.**:

DMI	MIO	N	n
-99.07%	341 690.32	21	21

Cálculo

$$\text{Multa}_{DMI} = (|DMI|/100) \times \sum MIO \times N/n$$

4.9. CAMBIOS EN LA BASE NORMATIVA POR D.L. N° 1221

Con fecha 24 de setiembre de 2015, se publicó en el diario peruano el Decreto Legislativo N° 1221, con la finalidad de mejorar la Regulación de la Distribución de Electricidad para Promover el acceso a la Energía Eléctrica en el Perú, modificando los artículos: 6, 7, 22, 23, 25, 26, 28, 29, 30, 31, 34, 36, 37, 38, 64, 66, 67, 70, 72, 82, 83, 85 y 90 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

a) Modificación del Artículo 83° de la Ley de Concesiones Eléctricas

Al respecto se debe señalar, que el artículo 83° de la Ley de Concesiones Eléctricas determina las modalidades de contribuciones reembolsables, el cual a la letra indica que "...Estas contribuciones tendrán la siguiente modalidad, para la elección del usuario...".

En ese sentido, se debe precisar que la naturaleza del indicador DCEi1 del procedimiento de Supervisión, determina el grado de desviación del cumplimiento de la concesionaria respecto a la obligación de ofrecer las modalidades aportes reembolsables para la elección de los usuarios, las alternativas de construir o financiar las obras o en caso de requerirse extensiones de la red secundaria para nuevos suministros y/o ampliación de potencia contratada, la modalidad de aporte por kW.

Sin embargo, el Decreto Legislativo N° 1221 modificó el Artículo 83° en su segundo párrafo: "Estas contribuciones tendrán las siguientes modalidades, que deberán ser determinadas previo acuerdo entre el concesionaria y el usuario"

En ese sentido, la modificación del artículo 83° establece un acuerdo de partes entre la concesionaria y el usuario para la elección de la modalidad contribución; es decir, la modalidad bajo con la que se ejecutara la obra será el resultado de un ofrecimiento implícito de las modalidades de las contribución por parte de la concesionaria.

Por tanto, el indicador DCEi1 carecería de objeto de supervisión, no siendo materia de observación para la supervisión gestión de las concesionarias en materia de contribuciones reembolsables en el año 2016.

b) Modificación del Artículo 85° de la Ley de Concesiones Eléctricas

El artículo 84° de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que la recuperación real de las contribuciones reembolsables se efectúa a través de factores de reajuste establecidos en el reglamento; ahora bien, estos factores no se encuentran establecidos explícitamente en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Así pues, el criterio de la supervisión para la actualización del VNR de la obra en la fecha de su determinación, supervisado en la evaluación del indicador DMI, es en base a la tasa de cambio de moneda extranjera publicada por la Superintendencia de Banca, Seguro y AFP (SBS), toda vez que, las contribuciones reembolsables representan montos sujetos a devolución producto de financiamientos por parte de los usuarios. En ese sentido, su recuperación real debería estar asociada a mecanismo financieros (Aplicación de tasas de intereses y periodos de pago) que consideren el costo del dinero en el tiempo

Sin embargo, la modificación del artículo 85° de la Ley de Concesiones Eléctricas por el Decreto Legislativo N° 1221, establece que para la actualización de las contribuciones, se efectuaran teniendo en cuenta que los factores de reajuste corresponden a los factores de reajuste de las tarifas.

En tal sentido, es importante señalar que dichos factores tarifarios tienen la finalidad de reflejar variaciones de costos de los insumos a efectos de mantener su valor real, tal como se presenta en obras de construcción donde a partir de un presupuesto se efectúa una valorización aplicando factores de reajuste, reconociéndose la variación de costos de los insumos durante el periodo de ejecución de las obras, con lo cual se efectúa su liquidación.

Por tanto, estos factores de actualización tarifarios no reflejan la naturaleza del VNR de las contribuciones reembolsables y mucho menos son aplicables para calcular su evolución o actualización en el tiempo; menos aún, cuando existan incumplimientos por parte de las concesionarias en los plazos para determinar o concretar las contribuciones reembolsables.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

5.1.1. El procedimiento de Supervisión sobre Contribuciones Reembolsables establece cinco (05) indicadores de gestión, los cuales no consideran alguna tolerancia de infracción, siendo el Indicador DPO el más relevante, toda vez que evalúa la determinación del importe a reembolsar al usuario.

5.1.2. La deficiencia más relevantes en materia de Contribuciones Reembolsables se encuentra referida a que las concesionarias no realizan correctamente la valorización de las obras en función al Valor Nuevo de Reemplazo, generando importes indebidos por S/. 1 580 884.03 Nuevos Soles para el periodo de supervisión 2014.

5.1.3. La determinación de las sanciones por incumplimientos a la normativa sobre Contribuciones Reembolsables, se realiza en base a la escala de multas aprobada con Resolución N° 286-2009-OS/CD, la cual cuantifica la gravedad del daño al interés público o bien jurídicamente protegido y el beneficio ilícito obtenido por la concesionaria, la cual se estima para el periodo de supervisión 2014 al monto ascendente de S/. 3 022 197.44 Nuevos Soles.

- Para el Indicador DCR se alcanzó una multa de 104 UITs.
- Para los Indicadores DCE y DPA, se determina en base al monto total de las contribuciones reembolsables contraídas en el periodo de supervisión, ascendiendo las sanciones estimadas a S/. 52 519.4 y S/. 356 862.24 Nuevos soles respectivamente.

- Para los Indicadores DPO y DMI, se determina en base las desviaciones de los importes supervisados, ascendiendo las sanciones estimadas a S/. 1 645 728.82 y S/. 566 686.94 Nuevos soles respectivamente.

5.1.4. Los cambios en el procedimiento de supervisión con la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1221, esencialmente radica en que carece de objeto de supervisión el indicador DCE₁ y la utilización de los factores de reajuste de las tarifas eléctricas para la actualización de las contribuciones reembolsables.

5.1.5. Para el desarrollo de la supervisión sobre Contribuciones Reembolsables, se aplicó los conocimientos teóricos y prácticos adquiridos en el desarrollo de la carrera universitaria en la Escuela de Ingeniería en Energía, así como, los conocimientos impartidos en el Curso de Extensión Universitaria y los adquiridos en el formación profesional en el OSINERGMIN, verificando el cumplimiento de la normativa vigente por parte de las concesionarias del Servicio Público de Electricidad.

5.1.6. Es materia de fiscalización por parte del OSINERGMIN, la gestión realizada por las distintas concesionarias del servicio eléctrico sobre Contribuciones Reembolsables, razón por la cual, este Organismo a través del procedimiento de supervisión y escala de multas, supervisa que estas cumplan con lo indicado en la normativa vigente, con el fin de que los usuarios recuperen el valor real financiero de sus aportes y que tengan acceso al servicio público de electricidad con celeridad.

5.2. RECOMENDACIONES

- 5.2.1.** Para la determinación del Indicador DPO, se debe realizar la actualización del Anexo N° 06 de la Resolución N° 329-2004-OS-CD “Guía que establece criterios técnicos para la valorización a VNR”, toda vez que su última actualización fue en año 2006 y debido a los cambios tecnológicos, esta no considera nuevos tipos de conductores y armados.
- 5.2.2.** Toda vez que la principal deficiencia en la que incurren las concesionarias, es la incorrecta valorización de las obras en base a los criterios establecidos en la Resolución N° 329-2004-OS-CD, OSINERGMIN debe implementar acciones de capacitación a los distribuidores con la finalidad de cambiar el enfoque de supervisión disuasiva en base a sanciones y multas a una supervisión preventiva y permanente.
- 5.2.3.** La Legislación del Mercado Eléctrico Peruano sobre Contribuciones Reembolsables debe velar que los usuarios obtengan la recuperación real de la contribución realizada; no obstante la utilización de los factores de reajuste tarifaria, no reconocerían el carácter financiero de estas, por lo cual el ente normativo del mercado eléctrico debería formular factores propios que reconozcan el valor financiero de estas.
- 5.2.4.** En el plan de Estudios de la Escuela Académico Profesional de Ingeniería en Energía se debe dar mayor énfasis a temas referentes a la legislación y supervisión del mercado eléctrico, con la finalidad que los egresados cuenten con bases sólidas en el momento de ingresar a laborar en empresas de este rubro.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

6.1. DOCUMENTOS LEGALES

- Ley 25844- MINEM. *Ley de Concesiones Eléctricas y modificatorias*. (noviembre 19, 1992) Art.83-85.
- Perú. Ministerio de Energía y Minas. *Decreto Supremo N° 009-93-EM*: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y modificatorias
- Perú. OSINERGMIN (2013). *Resolución OSINERGMIN N° 171-2013-OS/CD*. Reglamento de Supervisión y Fiscalización de Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN.
- Perú. OSINERGMIN (2010). *Resolución OSINERGMIN N° 283-2010-OS/CD*. Procedimiento para la supervisión del cumplimiento de la normativa sobre Contribuciones Reembolsables en el servicio público de electricidad.
- Perú. Ministerio de Energía y Minas (1996). *Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME*: Aprueba la Directiva N° 001-96-EM/DGE - Sobre Contribuciones Reembolsables y su Devolución a Usuarios de Energía Eléctrica, vigente hasta el 22 de mayo del 2012.
- Perú. Ministerio de Energía y Minas (2012). *Resolución Ministerial N° 231-2012-MEM/DM*: Aprueba la Norma de Contribuciones Reembolsables, vigente desde el 23 de mayo del 2012.
- Perú. OSINERGMIN (2010). *Resolución OSINERGMIN N° 329-2004-OS-CD*. Guía de Elaboración del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las Instalaciones de Distribución Eléctrica.

- Perú. Ministerio de Energía y Minas (2002). *Resolución Directoral N° 018-2002-EM/DGE*. Procedimiento para la Elaboración de Proyectos y Ejecución de Obras en Sistemas de Distribución y Sistemas de Utilización en Media Tensión en Zonas de Concesión de Distribución (NPO)
- Perú. OSINERGMIN (2010). *Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 286-2009-OS/CD*. Anexo 15 de la escala de Multas y Sanciones por incumplimiento de Procedimiento para la Supervisión de Cumplimiento de la Normatividad sobre Contribuciones Reembolsables en el Servicio Público de Electricidad.
- Perú. OSINERGMIN- Junta de Apelaciones de las Reclamaciones de los Usuarios (2009). *Resolución de Sala Plena N° 002-2009-OS/JARU*. Parte II de los Lineamientos Resolutivos de la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios –JARU.
- Decreto Legislativo N° 1221 - MINEM. Decreto Legislativo que mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para promover el acceso a la Energía Eléctrica en el Perú. (setiembre 24, 2015)

6.2. MEDIOS ELECTRONICOS

- **OSINERGMIN (2013).** *Memoria Institucional 2012*. [en línea] Recuperado el 22 de octubre de 2015. De http://issuu.com/osinergmindigital/docs/memoria_institucional_osinergmin_20
- **Luz del Sur S.A.A. (2015).** *Información sobre Contribuciones Reembolsables*. [en línea] Recuperado el 20 de octubre de 2015. De

<https://www.luzdelsur.com.pe/preguntas-frecuentes/contribuciones-reembolsable.html>

- **Nuñez, V & Bautista, F. (2012).** *Las Contribuciones Reembolsables como mecanismo de financiamiento en el sector eléctrico.* [en línea] Recuperado el 13 de setiembre de 2015. De <http://www.santivanez.com.pe/wp-content/uploads/2012/07/05sector-electrico.pdf>
- **Defensoría del Pueblo (2012).** *Informe sobre Contribuciones Reembolsables provenientes de los Aportes de los Pobladores y el FONAVI a las Empresas Eléctricas elaborado por Defensoría del Pueblo.* [en línea] Recuperado el 10 de setiembre de 2015. De <http://www.defensoria.gob.pe/portal-noticias.php?n=8268>
- *Contribuciones Reembolsables en el sector Saneamiento* (2015, 09 de Julio). Señal Alternativa. [en línea] Recuperado el 12 de setiembre de 2015. De <http://senalalternativa.com/noticias/locales/pobladores-pueden-construir-obras-de-saneamiento-mediante-contribuciones-reembolsables.html>
- **Von Hesse, L. (2014)** *Política Sectorial en agua y saneamiento.* [en línea] Recuperado el 15 de setiembre de 2015. De http://www.comexperu.org.pe/media/files/foro/Foro_20141021%5CPresentaci%C3%B3n%20del%20Sr.%20Milton%20Von%20Hesse.pdf
- **OSINERGMIN (2015)** *¿Qué es Osinergmin?.* [en línea] Recuperado el 15 de setiembre de 2015. De http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/quienes_somos#sthash.jtaUdNwP.dpuf

7. ANEXOS

7.1. Valorización De Obras Según Guía De Elaboración Del Valor Nuevo De Reemplazo (VNR) De Las Instalaciones De Distribución Eléctrica

El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) representa como el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además:

- Los gastos financieros durante el período de la construcción, calculados con una tasa de interés que no podrá ser superior a la Tasa de Actualización, fijada en el artículo 79° de la LCE.
- Los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas
- Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

Para la determinación del indicador DPO referido a la modalidad de construcción, definido en el Procedimiento N° 283-2010-OS/CD expuesto en el numeral xx del presente informe, se utilizan los criterios de adaptación de las redes de distribución eléctrica según los armados definidos en la Guía del VNR (Anexo 06 de la Resolución N° 329-2004-OS/CD), para valorizar obras a través de los Costos Estándar de Inversión de los Sistemas de Distribución - SICODI para el reconocimiento de la contribución reembolsable.

A continuación se exponen los criterios definidos en la Guía del VNR:

Criterios Generales

- Los factores tarifarios no se aplican a la valorización del VNR Art. 84° de la LCE y 154° del RLCE en vista que estos factores de actualización (Índice de precios al por mayor, promedio general de sueldos, precio de combustible, derechos

arancelarios, precio internacional del cobre/aluminio, tasa de cambio) corresponden a aspectos puramente tarifarios en vista que no está definido el factor de actualización para la contribución reembolsable entonces se considera el tipo de cambio de recepción de la obra.

- Si un obra se encuentra en una zona corrosiva y está ejecutada con redes de aluminio, para su valorización este será adaptado según los criterios de al guía del VNR es decir con conductores de cobre.
- Zona Corrosiva, se define al área adyacente y paralela a la costa de 7 km de ancho, con excepción de las provincias indicadas en la resolución N° 167-2012-OS/CD
- Las equivalencias de los calibres de conductores, luminarias y transformadores se encuentran en detalle en la guía del VNR
- Los sectores de distribución típicos son instalaciones de distribución eléctrica con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento; en ese sentido, la Resolución N° 329-2004-OS/CD consignó 4 sectores típicos; sin embargo, en atención a la Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE y la Resolución N° 205-2013-OS/CD, crea nuevos sectores típicos (1 al 6 y Sector Típico Especial), sustituyendo las equivalencias de criterios de adaptación según el cuadro siguiente:

CÓDIGOS NUEVOS (2013 - 2017)			CÓDIGOS ANTERIORES (2009 - 2013)		Criterios de adaptación
Código	Descripción	Sector	Código	Descripción	
1	Urbano de Alta Densidad	S.T. 1	1	Urbano de Alta Densidad	S.T. 1
2	Urbano de Media	S.T. 2	2	Urbano de Media Densidad	S.T. 2
3	Urbano de Baja Densidad	S.T. 3	3	Urbano de Baja Densidad	S.T. 2
4	Urbano - Rural	S.T. 4	4	Urbano - Rural	S.T. 3
5	Rural de Media Densidad	S.T. 5	5	Rural	S.T. 4
6	Rural de Baja Densidad	S.T. 6	5		
7	Sector Típico Especial	S.T.	6	Sector Típico Especial	S.T. 2

- No obstante, para la valorización de las obras, los precios si se consideran los determinados para cada sector típico, toda vez que en el SICODI si se muestra esa información.
- Para identificar el Sector Típico de la Obra, se verificara lo indicado en el Artículo N° 01 de la Resolución N° 205-2013-OS/CD Anexo N° 01 “Clasificación de los sistemas de distribución eléctrica para el periodo de noviembre 2013 al 31 de octubre de 2017”.
- Para el Sector Típico 1, el proceso de adaptación se realizará de acuerdo a las zonas geográficas de densidad de carga y tipo de ambiente, clasificando en zonas según el detalle del cuadro adjunto:

Zona	Descripción	Densidad de Carga
1	Alta Densidad	Mayor o igual 4MW/km ²
2	Media Densidad Ambiente No Corrosivo	Mayor o igual a 2 MW/km ² y menor a 4 MW/km ²
3	Media Densidad Ambiente Corrosivo	Mayor o igual a 2 MW/km ² y menor a 4 MW/km ²
4	Baja Densidad Ambiente No Corrosivo	Menor a 2 MW/km ²
5	Baja Densidad Ambiente Corrosivo	Menor a 2 MW/km ²

- Para la valorización de redes autoportantes de SP y AP, se deberá valorizar primero los cables correspondientes al SP y luego los cables que corresponden al AP, el código VNR en ambos casos es el mismo tal como se establece en el caso 14 del Anexo 01 de la guía del VNR.
- Las puestas a tierra en redes de distribución eléctrica se considerara el tipo envolvente, debido a que la GART considera como un equipo económicamente

adaptado en conductores neutros, con los detalles que se consideraran en el SICODI será según el cuadro siguiente

- En obras donde existen redes de SP, redes de AP no tienen luminarias de AP entonces se valorizaran las redes de SP y AP.
- En redes de SP sobre estructuras de MT, se valoriza según el caso 5 del Anexo 1 de la Guía del VNR

MATERIALES UTILIZADOS EN UNA OBRA DE MEDIA TENSION, PARA SER ADAPTADOS SEGÚN EL SECTOR TÍPICO QUE LE CORRESPONDA COMO MODELO PARA LA VALORIZACION

OBRA DE SUB- SISTEMA DISTRIBUCIÓN PRIMARIA EN 10KV- 220 V		
Fecha de Recepción de obra		01/09/2013
Tipo de Cambio – Portal SBS		3.247
Costo Estándar SICODI		2013
Item	Material	Cantidad
1	Conductor de cobre protegido 3X70 mm ²	0.6 Km
2	Conductor de cobre protegido 3X50 mm ²	0.7 Km
3	Conductor de cobre protegido 3X35 mm ²	0.9 Km
4	Subestación de 250 KVA compacta pedestal trifásico	1
5	Subestación de 150 KVA compacta pedestal trifásico	1

6	Subestación de 100 KVA trifásico convencional	1
7	Subestación de 50 KVA trifásico convencional	1
8	Postes de concreto	---

MEDIA TENSION

CASO I: SECTOR TÍPICO 1

Este sector típico está dividido en zonas geográficas de densidad de carga

ZONA 1 (Alta densidad)

Red Aérea

Criterios básicos.

Elemento	Ítem Guía VNR Res. 329-2004- OS/CD	Criterio
Conductor adaptado	Anexo N° 6 Pág. 2	Conductores cambian a: N2XSY
Tabla de equivalencias	Anexo 6 Pág. 7-9	N2XSY CU Protegido 70 mm ² → 95 mm ² CU Protegido 50 mm ² → 70 mm ² CU Protegido 35 mm ² → 50 mm ²
Poste adaptado	Anexo N° 6 Pág. 2	Concreto
Equipos de control	Anexo N° 6 Pág. 12	Reportado
Tipo y Potencia de SED MT/BT	Anexo N° 6 Pág. 10	SED 250 KVA Com. Ped. 3Ø → Com. Ped. 3Ø SED 150 KVA Com. Ped. 3Ø → Com. Ped. 3Ø SED 100 KVA 3Ø convencional → Com. Ped. 3Ø

Elemento	Ítem Guía VNR Res. 329-2004- OS/CD	Criterio
		SED 50 KVA 3Ø convencional → Com. Ped 3Ø

Valorización

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$	Tipo de Cambio	VNR Referencial \$/.
N209503	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x95 mm ²	km	0.6	154,716.28	3.247	301,418.26
N207003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x70 mm ²	km	0.7	141,397.38	3.247	321,382.11
N205003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x50 mm ²	km	0.9	136,229.88	3.247	398,104.58
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	33,986.22	3.247	110,353.26
SP15004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 150 kVA (3F)	Unidad	1	31,140.98	3.247	101,114.76
SP10004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 100 kVA (3F)	Unidad	1	29,972.77	3.247	97,321.58
SP05004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 50 kVA (3F)	Unidad	1	28,804.57	3.247	93,528.44
Total:						1,423,222.98

Red Subterránea

La Guía de cálculo de VNR aprobada con Resolución N° 329-2004-OS/CD, en la página N° 02 del Anexo 06, considera que para la zona 1 del Sector Típico 1, los cables subterráneos son N2XSY; por lo cual la valorización sería la misma que la mostrada en el ítem anterior para la adaptación de Red Área

ZONA 2 (media densidad, ambiente no corrosivo)

Red Aérea

Criterios básicos.

Elemento	Ítem Guía VNR Res. 329-2004-OS/CD	Criterio
Conductor adaptado	Anexo N° 6 Pág. 2	Conductores cambia a: Aluminio Desnudo
Tabla de equivalencias	Anexo 6 Pág. 7-9	AA Desnudo

		CU Protegido 70 mm ² → 120 mm ² CU Protegido 50 mm ² → 95 mm ² CU Protegido 35 mm ² → 70 mm ²
Poste adaptado	Anexo N° 6 Pág. 2	Concreto
Equipos de control	Anexo N° 6 Pág. 12	Reportado
Tipo y Potencia de SED MT/BT	Anexo N° 6 Pág. 10	SED 250 KVA Com. Ped. 3Ø → Com. Ped. 3Ø SED 150 KVA Com. Ped. 3Ø → Biposte 3Ø SED 100 KVA 3Ø convencional → Biposte. 3Ø SED 50 KVA 3Ø convencional → Monoposte 3Ø

VALORIZACION

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USS	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
AA12003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x120 mm ²	km	0.6	24,614.57	3.247	47,954.11
AA09503	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x95 mm ²	km	0.7	24,093.82	3.247	54,762.84
AA07003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x70 mm ²	km	0.9	21,634.68	3.247	63,223.03
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	33,986.22	3.247	110,353.26
SB15004	S.E. AEREA BIPOSTE 150 kVA (3F)	Unidad	1	10,252.63	3.247	33,290.29
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,523.37	3.247	27,675.38
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	5,318.50	3.247	17,269.17
Total:						354,528.07

Red Subterránea

Criterios básicos

Elemento	Ítem Guía VNR Res. 329-2004-OS/CD	Criterio
Conductor adaptado	Anexo N° 6 Pág. 2	Conductores cambia a: N2XSY
Tabla de equivalencias	Anexo 6 Pág. 7-9	N2XSY CU Protegido 70 mm ² → 95 mm ² CU Protegido 50 mm ² → 70 mm ² CU Protegido 35 mm ² → 50 mm ²
Poste adaptado	Anexo N° 6 Pág. 2	Concreto
Equipos de control	Anexo N° 6 Pág. 12	Reportado
Tipo y Potencia de SED MT/BT	Anexo N° 6 Pág. 10	SED 250 KVA Com. Ped. 3Ø → Com. Ped. 3Ø SED 150 KVA Com. Ped. 3Ø → Biposte 3Ø SED 100 KVA 3Ø convencional → Biposte. 3Ø SED 50 KVA 3Ø convencional → Monoposte 3Ø

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USS	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
N209503	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x95 mm ²	km	0.6	154,716.28	3.247	301,418.26
N207003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x70 mm ²	km	0.7	141,397.38	3.247	321,382.11
N205003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x50 mm ²	km	0.9	136,229.88	3.247	398,104.58
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	33,986.22	3.247	110,353.26
SB15004	S.E. AEREA BIPOSTE 150 kVA (3F)	Unidad	1	10,252.63	3.247	33,290.29
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,523.37	3.247	27,675.38
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	5,318.50	3.247	17,269.17
Total:						1,209,493.04

ZONA 3 (media densidad, ambiente corrosivo)

Red Aérea

Criterios básicos

Elemento	Ítem Guía VNR Res. 329-2004-OS/CD	Criterio
Conductor adaptado	Anexo N° 6 Pág. 2	Conductores cambia a: Cobre Desnudo
Tabla de equivalencias	Anexo 6 Pág. 7-9	CU Desnudo CU Protegido 70 mm ² → 70 mm ² CU Protegido 50 mm ² → 50 mm ² CU Protegido 35 mm ² → 35 mm ²
Poste adaptado	Anexo N° 6 Pág. 2	Concreto
Equipos de control	Anexo N° 6 Pág. 12	Reportado
Tipo y Potencia de SED MT/BT	Anexo N° 6 Pág. 10	SED 250 KVA Com. Ped. 3Ø → Com. Ped. 3Ø SED 150 KVA Com. Ped. 3Ø → Biposte 3Ø SED 100 KVA 3Ø convencional → Biposte. 3Ø SED 50 KVA 3Ø convencional → Monoposte 3Ø

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$	Tipo Cambio	de	VNR Referencial S/.
CU07003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x70 mm ²	km	0.6	43,797.01	3.247		85,325.33
CU05003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x50 mm ²	km	0.7	35,905.55	3.247		81,609.72
CU03503	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x35 mm ²	km	0.9	30,347.27	3.247		88,683.83
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	33,986.22	3.247		110,353.26
SB15004	S.E. AEREA BIPOSTE 150 kVA (3F)	Unidad	1	10,252.63	3.247		33,290.29
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,523.37	3.247		27,675.38
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	5,318.50	3.247		17,269.17
Total:							444,206.98

Red Subterránea

La Guía de cálculo de VNR aprobada con Resolución N° 329-2004-OS/CD, en la página N° 02 del Anexo 06, considera que para la zona 3 del Sector Típico 1, se debe mantener la longitud de red reportada y se realiza el cambio de tecnología a cables N2XSY; por lo cual la valorización sería la misma que se desarrolló para la adaptación en red subterránea en la Zona 2.

ZONA 4 (Baja densidad ambiente no corrosivo)

Red Aérea

Criterios básicos.

Elemento	Ítem Guía VNR Res. 329-2004- OS/CD	Criterio
Conductor adaptado	Anexo N° 6 Pág. 3	Conductores cambia a: Aluminio Desnudo
Tabla de equivalencias	Anexo 6 Pág. 7-9	AA Desnudo CU Protegido 70 mm ² → 120 mm ² CU Protegido 50 mm ² → 95 mm ² CU Protegido 35 mm ² → 70 mm ²
Poste adaptado	Anexo N° 6 Pág. 2	Concreto
Equipos de control	Anexo N° 6 Pág. 12	Reportado
Tipo y Potencia de SED MT/BT	Anexo N° 6 Pág. 10	SED 250 KVA Com. Ped. 3Ø → Com. Ped. 3Ø SED 150 KVA Com. Ped. 3Ø → Biposte 3Ø SED 100 KVA 3Ø convencional → Biposte. 3Ø SED 50 KVA 3Ø convencional → Monoposte 3Ø

Valorización

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USS	Tipo Cambio de	VNR Referencial S/.
AA12003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x120 mm ²	km	0.6	24,614.57	3.247	47,954.11
AA09503	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x95 mm ²	km	0.7	24,093.82	3.247	54,762.84

AA07003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x70 mm2	km	0.9	21,634.68	3.247	63,223.03
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	33,986.22	3.247	110,353.26
SB15004	S.E. AEREA BIPOSTE 150 kVA (3F)	Unidad	1	10,252.63	3.247	33,290.29
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,523.37	3.247	27,675.38
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	5,318.50	3.247	17,269.17
Total:						354,528.07

Red Subterránea		
Conductor adaptado	Anexo N° 6 Página N° 2	N2XSY

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USS	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
N209503	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x95 mm2	km	0.500	109,877	2.884	158 442.20
N207003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x70 mm2	km	0.600	103,459	2.884	179 024.93
N205003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x50 mm2	km	0.800	96,288	2.884	222 156.34
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	19,809	2.884	57 129.33
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,755	2.884	31 018.29
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,698	2.884	25 085.23
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	6,130	2.884	17 677.56
Total:						690 533.89

ZONA 5 (Baja densidad ambiente corrosivo)**Red Aérea****Criterios básicos.**

Conductor adaptado	Anexo N° 6 Página N° 3	Cobre desnudo
Tabla de equivalencias	Anexo 6 Pág. 7-9	Autoportante de cobre
Poste adaptado	Anexo N° 6 Página N° 2	Concreto

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
CU07003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x70 mm2	km	0.500	34,333	2.884	49 508.07
CU05003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x50 mm2	km	0.600	28,284	2.884	48 942.88
CU03503	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x35 mm2	km	0.800	23,068	2.884	53 222.67
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	19,809	2.884	57 129.33
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,755	2.884	31 018.29
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,698	2.884	25 085.23
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	6,130	2.884	17 677.56
Total:						282 584.03

Red Subterránea

Conductor adaptado	Anexo N° 6 Página N° 2	N2XSY
--------------------	------------------------	-------

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
N209503	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x95 mm2	km	0.500	109,877	2.884	158 442.20
N207003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x70 mm2	km	0.600	103,459	2.884	179 024.93
N205003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x50 mm2	km	0.800	96,288	2.884	222 156.34

SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	19,809	2.884	57 129.33
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,755	2.884	31 018.29
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,698	2.884	25 085.23
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	6,130	2.884	17 677.56
Total:						690 533.89

CASO II: SECTOR TÍPICO 2

Tipo y Potencia de SSEE

Anexo N° 6 Página N° 25

kVA adaptado y tipo existente	SE Existente	SE adaptada
> 640 KVA y 3 Ø	Compacta o convencional	Convencional 3 Ø
<= 640kVA y > 225 kVA y 3 Ø	Todas las SE	Compacta Pedestal 3 Ø
<=225 kVA y > 50 kVA y 3 Ø	Todas las SE	Biposte 3 Ø
<=50 kVA y 3 Ø	Todas las SE	Monoposte 3 Ø
<= 37.5 kVA y 1 Ø	Todas las SE	Monoposte 1 Ø
>37.5 kVA y 1 Ø	Todas las SE	Monoposte 3 Ø

Equipos de Protección y Seccionamiento

Anexo N° 6 Página N° 18

Se reconoce de acuerdo a la función que cumplen (Troncales, clientes en MT, Transformación MT/BT)

ZONA NO CORROSIVA

Red Aérea

Criterios básicos.

Conductor adaptado	Anexo N° 6 Página N° 17	Aluminio desnudo
Tabla de equivalencias	Anexo 6 Pág. 21-24	Autoportante de aluminio
Poste adaptado	Anexo N° 6 Página N° 17	Concreto

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USS	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
AA12003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x120 mm ²	km	0.500	17,295	2.884	24 940.04
AA09503	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x95 mm ²	km	0.600	15,653	2.884	27 086.07
AA07003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x70 mm ²	km	0.800	14,188	2.884	32 734.14
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	19,079	2.884	55 024.79
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,533	2.884	30 376.19
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,475	2.884	24 443.17
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	5,907	2.884	17 035.47
Total:						211 639.87

Red Subterránea

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 17

N2XSY, cuando la longitud de la red subterránea no supere el 14% de la longitud total a nivel de sistema eléctrico Si el porcentaje es mayor se procede al cambio de los cables subterráneos por conductores de aluminio desnudo, comenzando por las secciones más delgadas hasta no superar el porcentaje indicado

Considerando que las redes subterráneas no superan el 14% de la longitud a nivel del sistema eléctrico

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USS	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
N209503	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x95 mm2	km	0.500	105,102	2.884	151 557.21
N207003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x70 mm2	km	0.600	98,684	2.884	170 762.97
N205003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x50 mm2	km	0.800	91,514	2.884	211 140.39
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	19,079	2.884	55 024.79
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,533	2.884	30 376.19
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,475	2.884	24 443.17
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	5,907	2.884	17 035.47
Total:						660 340.18

ZONA CORROSIVA

Red Aérea

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 22-24

Cobre desnudo

autoportantes de cobre

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USS	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
CU07003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x70 mm2	km	0.500	31,785	2.884	45 834.19
CU05003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x50 mm2	km	0.600	25,736	2.884	44 534.21
CU03503	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x35 mm2	km	0.800	20,520	2.884	47 344.46
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	19,079	2.884	55 024.79
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,533	2.884	30 376.19
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,475	2.884	24 443.17

SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	5,907	2.884	17 035.47
Total:						264 592.48

Red Subterránea

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 17

N2XSY, cuando la longitud de la red subterránea no supere el 14% de la longitud total a nivel de sistema eléctrico Si el porcentaje es mayor se procede al cambio de los cables subterráneos por conductores de cobre desnudo, comenzando por las secciones más delgadas hasta no superar el porcentaje indicado.

Considerando que las redes subterráneas no superan el 14% de la longitud a nivel del sistema eléctrico

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USS	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
N209503	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x95 mm2	km	0.500	105,102	2.884	151 557.21
N207003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x70 mm2	km	0.600	98,684	2.884	170 762.97
N205003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x50 mm2	km	0.800	91,514	2.884	211 140.39
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	19,079	2.884	55 024.79
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,533	2.884	30 376.19
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,475	2.884	24 443.17
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	5,907	2.884	17 035.47
Total:						660 340.18

CASO III: SECTOR TÍPICO 3

Tipo y Potencia de SSEE

Anexo N° 6 Página N° 25

kVA adaptado y tipo existente	SE Existente	SE adaptada
> 640 KVA y 3 Ø	Compacta o convencional	Convencional 3 Ø
<= 640kVA y > 225 kVA y 3 Ø	Todas las SE	Compacta Pedestal 3 Ø
<=225 kVA y > 50 kVA y 3 Ø	Todas las SE	Biposte 3 Ø
<=50 kVA y 3 Ø	Todas las SE	Monoposte 3 Ø
<= 37.5 kVA y 1 Ø	Todas las SE	Monoposte 1 Ø
>37.5 kVA y 1 Ø	Todas las SE	Monoposte 3 Ø

Equipos de Protección y Seccionamiento

Anexo N° 6 Página N° 18

Se reconoce de acuerdo a la función que cumplen (Troncales, clientes en MT, Transformación MT/BT)

ZONA NO CORROSIVA

Red Aérea

Criterios básicos.

Conductor adaptado	Anexo N° 6 Página N° 17	Aluminio desnudo
Tabla de equivalencias	Anexo 6 Pág. 21-24	Autoportante de aluminio
Poste adaptado	Anexo N° 6 Página N° 17	Concreto

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
AA12003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x120 mm ²	km	0.500	17,295	2.884	24 940.04
AA09503	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x95 mm ²	km	0.600	15,653	2.884	27 086.07
AA07003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x70 mm ²	km	0.800	14,188	2.884	32 734.14

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USS	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	19,079	2.884	55 024.79
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,533	2.884	30 376.19
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,475	2.884	24 443.17
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	5,907	2.884	17 035.47
Total:						211 639.87

Los Criterios, se consideran los mismos del Sector Típico 2

Red Subterránea

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 17

N2XSY, cuando la longitud de la red subterránea no supere el 14% de la longitud total a nivel de sistema eléctrico Si el porcentaje es mayor se procede al cambio de los cables subterráneos por conductores de aluminio desnudo, comenzando por las secciones más delgadas hasta no superar el porcentaje indicado

Considerando que las redes subterráneas no superan el 14% de la longitud a nivel del sistema eléctrico

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USS	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
N209503	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x95 mm2	km	0.500	105,102	2.884	151 557.21
N207003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x70 mm2	km	0.600	98,684	2.884	170 762.97
N205003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x50 mm2	km	0.800	91,514	2.884	211 140.39
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	19,079	2.884	55 024.79
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,533	2.884	30 376.19
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,475	2.884	24 443.17

SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	5,907	2.884	17 035.47
Total:						660 340.18

Los Criterios, se consideran los mismos del Sector Típico 2

ZONA CORROSIVA

Red Aérea

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 22-24

Cobre desnudo
autoportantes de cobre

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$	Tipo de Cambio	VNR Referencial \$/
CU07003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x70 mm2	km	0.500	31,785	2.884	45 834.19
CU05003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x50 mm2	km	0.600	25,736	2.884	44 534.21
CU03503	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x35 mm2	km	0.800	20,520	2.884	47 344.46
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	19,079	2.884	55 024.79
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,533	2.884	30 376.19
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,475	2.884	24 443.17
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	5,907	2.884	17 035.47
Total:						264 592.48

Los Criterios, se consideran los mismos del ST 2

Red Subterránea

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 17

N2XSY, cuando la longitud de la red subterránea no supere el 14% de la longitud total a nivel de sistema eléctrico Si el porcentaje es mayor se procede al cambio de los cables subterráneos por conductores de cobre desnudo, comenzando por las secciones más delgadas hasta no superar el porcentaje indicado

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USS	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
N209503	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x95 mm2	km	0.500	105,102	2.884	151 557.21
N207003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x70 mm2	km	0.600	98,684	2.884	170 762.97
N205003	RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x50 mm2	km	0.800	91,514	2.884	211 140.39
SP25004	S.E. COMPACTA PEDESTAL 250 kVA (3F)	Unidad	1	19,079	2.884	55 024.79
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,533	2.884	30 376.19
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,475	2.884	24 443.17
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	5,907	2.884	17 035.47
Total:						660 340.18

Los Criterios, se consideran los mismos del ST 2, Resolución Osinerg N° 336-2006-OS/CD

CASO IV: SECTOR TÍPICO 4

Criterios básicos

Poste adaptado

Anexo N° 6 Página N° 31

Madera

Tipo y Potencia de SSEE

Anexo N° 6 Página N° 39

kVA adaptado y tipo existente	SE Existente	SE adaptada
> 50 kVA 3 Ø	Todas las SED	Biposte 3 Ø
<=50 kVA y 3 Ø	Todas las SED	Monoposte 3 Ø
<= 37.5 kVA y 1 Ø	Todas las SED	Monoposte 1 Ø
>37.5 kVA y 1 Ø	Todas las SED	Monoposte 3 Ø

Equipos de Protección y Seccionamiento

Anexo N° 6 Página N° 32

Se reconocen seccionadores fusible (cut-out) y recloser de acuerdo con el número de vías asociadas a las troncales, laterales y enlaces en MT. Se considera pararrayos en zona de selva y sierra.

ZONA NO CORROSIVA

Red Aérea

Criterios básicos.

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 31

Aluminio desnudo

Tabla de equivalencias

Anexo 6 Pág. 36-38

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
AA12003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x120 mm2	km	0.500	13,447	2.884	19 390.20
AA09503	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x95 mm2	km	0.600	11,804	2.884	20 426.26
AA07003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x70 mm2	km	0.800	10,469	2.884	24 154.75
SB25004	S.E. AEREA BIPOSTE 250 kVA (3F)	Unidad	1	13,871	2.884	40 003.27
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,139	2.884	29 239.49
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,081	2.884	23 306.47
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	4,757	2.884	13 718.55
Total:						170 239.00

Los Criterios, se consideran los mismos del ST 3, Resolución Osinerg N° 336-2006-OS/CD

Red Subterránea

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 31

Aluminio desnudo

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
AA12003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x120 mm2	km	0.500	13,447	2.884	19 390.20
AA09503	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x95 mm2	km	0.600	11,804	2.884	20 426.26
AA07003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x70 mm2	km	0.800	10,469	2.884	24 154.75
SB25004	S.E. AEREA BIPOSTE 250 kVA (3F)	Unidad	1	13,871	2.884	40 003.27
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,139	2.884	29 239.49
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,081	2.884	23 306.47

SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	4,757	2.884	13 718.55
Total:						170 239.00

ZONA CORROSIVA

Red Aérea

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 31

Cobre desnudo

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
CU07003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x70 mm2	km	0.500	27,855	2.884	40 166.22
CU05003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x50 mm2	km	0.600	21,806	2.884	37 732.65
CU03503	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x35 mm2	km	0.800	17,007	2.884	39 237.97
SB25004	S.E. AEREA BIPOSTE 250 kVA (3F)	Unidad	1	13,871	2.884	40 003.27
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,139	2.884	29 239.49
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,081	2.884	23 306.47
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	4,757	2.884	13 718.55
Total:						223 404.63

Red Subterránea

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 31

Cobre desnudo

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
CU07003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x70 mm2	km	0.500	27,855	2.884	40 166.22
CU05003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x50 mm2	km	0.600	21,806	2.884	37 732.65
CU03503	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x35 mm2	km	0.800	17,007	2.884	39 237.97
SB25004	S.E. AEREA BIPOSTE 250 kVA (3F)	Unidad	1	13,871	2.884	40 003.27
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,139	2.884	29 239.49

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USS	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,081	2.884	23 306.47
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	4,757	2.884	13 718.55
Total:						223 404.63

CASO V: SECTOR TÍPICO 5

ZONA NO CORROSIVA

Criterios básicos.

Tipo y Potencia de SSEE

Anexo N° 6 Página N° 39

Poste adaptado

Anexo N° 6 Página N° 45

Madera

kVA adaptado y tipo existente	SE Existente	SE adaptada
> 50 kVA 3 Ø	Todas las SED	Biposte 3 Ø
<=50 kVA y 3 Ø	Todas las SED	Monoposte 3 Ø
<= 37.5 kVA y 1 Ø	Todas las SED	Monoposte 1Ø
>37.5 kVA y 1 Ø	Todas las SED	Monoposte 3 Ø

Equipos de Protección y Seccionamiento

Anexo N° 6 Página N° 46

Se reconocen seccionadores fusible (cut-out) y recloser de acuerdo con el número de vías troncales, laterales y asociadas a las enlaces en MT. Se considera pararrayos en zona de selva y sierra.

Red Aérea

Criterios básicos.

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 45

Aluminio desnudo

Tabla de equivalencias

Anexo 6 Pág. 50-52

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$ (**)	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
AA12003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x120 mm2	km	0.500	14,834	2.884	21 391.32
AA09503	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x95 mm2	km	0.600	11,804	2.884	20 426.26
AA07003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x70 mm2	km	0.800	10,469	2.884	24 154.75
SB25004	S.E. AEREA BIPOSTE 250 kVA (3F)	Unidad	1	13,871	2.884	40 003.27
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,139	2.884	29 239.49
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,081	2.884	23 306.47
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	4,757	2.884	13 718.55
Total:						172 240.12

Los Criterios, se consideran los mismos del ST 4, Resolución Osinerg N° 336-2006-OS/C

Red Subterránea

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 45

Aluminio desnudo

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$ (**)	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
AA12003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x120 mm2	km	0.500	14,834	2.884	21 391.32
AA09503	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x95 mm2	km	0.600	11,804	2.884	20 426.26
AA07003	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x70 mm2	km	0.800	10,469	2.884	24 154.75
SB25004	S.E. AEREA BIPOSTE 250 kVA (3F)	Unidad	1	13,871	2.884	40 003.27
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,139	2.884	29 239.49
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,081	2.884	23 306.47
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	4,757	2.884	13 718.55
Total:						172 240.12

ZONA CORROSIVA**Red Aérea**

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 45

Cobre desnudo

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
CU07003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x70 mm2	km	0.500	27,855	2.884	40 166.22
CU05003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x50 mm2	km	0.600	21,806	2.884	37 732.65
CU03503	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x35 mm2	km	0.800	17,007	2.884	39 237.97
SB25004	S.E. AEREA BIPOSTE 250 kVA (3F)	Unidad	1	13,871	2.884	40 003.27
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,139	2.884	29 239.49
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,081	2.884	23 306.47
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	4,757	2.884	13 718.55
Total:						223 404.63

Red Subterránea

Conductor adaptado

Anexo N° 6 Página N° 46

Cobre desnudo

Código VNR GART	Descripción componentes sistema	Unidad	Cantidad	Costo Unitario US\$	Tipo de Cambio	VNR Referencial S/.
CU07003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x70 mm2	km	0.500	27,855	2.884	40 166.22
CU05003	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x50 mm2	km	0.600	21,806	2.884	37 732.65
CU03503	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x35 mm2	km	0.800	17,007	2.884	39 237.97
SB25004	S.E. AEREA BIPOSTE 250 kVA (3F)	Unidad	1	13,871	2.884	40 003.27
SB16004	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	Unidad	1	10,139	2.884	29 239.49
SB10004	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	Unidad	1	8,081	2.884	23 306.47
SM05004	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	Unidad	1	4,757	2.884	13 718.55
Total:						223 404.63