

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Evaluación del Valor Nuevo de Reemplazo (V.N.R.) 2018
del sistema de distribución eléctrica de EDELSA para la
determinación de tarifas eléctricas**

Jhunion Omar Huaranga Flores
Aldo Vilchez Vera

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2019

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

ASESORA

Ing. Rosario Jesús Márquez Espíritu

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecemos a Dios por habernos guiado por el camino de una buena educación, de la felicidad y salud; en segundo lugar, a nuestros padres, quienes a lo largo de nuestras vidas nos han apoyado formándonos como personas de bien.

DEDICATORIA

Dedicamos este proyecto de tesis a Dios y a nuestros padres. A Dios porque ha estado con nosotros en cada paso, cuidándonos y dándonos fortaleza para continuar. A nuestros padres, quienes a lo largo de nuestras vidas han velado por nuestro bienestar y educación.

ÍNDICE

ASESORA	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
DEDICATORIA	iv
ÍNDICE	v
RESUMEN.....	x
ABSTRACT	xi
INTRODUCCIÓN.....	xii
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO	1
1.1. Planteamiento y Formulación del Problema.....	1
1.1.1. Planteamiento del problema	1
1.1.2. Formulación del problema	4
1.2. Objetivos	5
1.2.1. Objetivo general	5
1.2.2. Objetivos específicos.....	5
1.3. Justificación e Importancia.....	5
1.3.1. Justificación.....	5
1.3.2. Importancia.....	6
1.4. Hipótesis.....	6
1.4.1. Hipótesis general.....	6
1.4.2. Hipótesis específicas	6
1.4.3. Operacionalización de variables (descripción de variables)	7
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	8
2.1. Antecedentes del Problema.....	8
2.1.1. Antecedentes Nacionales	8
2.1.2. Antecedentes Internacionales.....	9
2.2. Bases Teóricas.....	12

2.2.1.	Valor nuevo de reemplazo	12
2.2.2.	Tarifas eléctricas	24
2.3.	Definición de Términos Básicos.....	31
2.3.1.	Tasa interna de retorno (TIR)	31
2.3.2.	Sistema económicamente adaptado (SEA)	32
2.3.3.	Zona de concesión	32
2.3.4.	Información catastral	32
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA		33
3.1.	Método y Alcance de Investigación.....	33
3.1.1.	Método de investigación	33
3.1.2.	Tipo de la investigación	33
3.1.3.	Nivel de la investigación	34
3.2.	Diseño de investigación	34
3.3.	Población y muestra	35
3.4.	Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.....	35
3.4.1.	Técnicas de la investigación	35
3.4.2.	Instrumentos de la investigación.....	35
CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		37
4.1.	Resultados del Tratamiento y Análisis de la Información (Tablas y Figuras).....	37
4.1.1.	Análisis de la información	37
4.1.2.	Resultados del tratamiento	57
4.2.	Prueba de Hipótesis	61
4.3.	Discusión de Resultados	63
CONCLUSIONES		66
RECOMENDACIONES.....		67
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		68
ANEXOS.....		71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución de clientes Edelsa 2017-2018.....	2
Figura 2. Operacionalización de variables	7
Figura 3. Diagrama de instalaciones.....	13
Figura 4. Etapas del VNR.	17
Figura 5. Red aérea de SP y AP.....	20
Figura 6. Red de AP sobre estructura exclusiva.	21
Figura 7. Red de SP sobre estructura exclusiva.	21
Figura 8. Estructura de MT de uso compartido por red aérea de SP y AP.	22
Figura 9. Varias redes de SP y AP en una sola estructura.....	22
Figura 10. Red de SP y AP sin estructura.....	23
Figura 11. Formación de los precios de electricidad.	25
Figura 12. Etapas de estudio de costos del VAD.	29
Figura 13. Representación gráfica de una curva de demanda diaria.....	31
Figura 14. Recorrido de las instalaciones de Edelsa (Recloser).	37
Figura 15. Levantamiento de puntos GPS.	38
Figura 16. Plano de Edelsa 2018.....	39
Figura 17. Costo total de SED Monoposte de 65 KVA.	50
Figura 18. Valorización de SED existentes VNR GIS.....	51
Figura 19. Modelo de fijación 2018-2022, sector típico 3.	56
Figura 20. Evaluación del VNR 2017-2018	57

Índice de tablas

Tabla 1 Tasa de crecimiento de clientes de Edelsa	3
Tabla 2 VNR y VAD de Edelsa	4
Tabla 3 Estructura de SED adaptado.....	19
Tabla 4 Adaptación de equipos de protección	19
Tabla 5 Redes autoportantes.....	23
Tabla 6 Empresas.....	39
Tabla 7 Sistema eléctrico.....	40
Tabla 8 Diagrama de carga de la salida de MT.....	41
Tabla 9 Tramo de MT	42
Tabla 10 Equipo de protección y seccionamiento	43
Tabla 11 Estructura	44
Tabla 12 Subestación	45
Tabla 13 Tramo de BT	46
Tabla 14 Equipo de alumbrado público.....	47
Tabla 15 Acometida.....	48
Tabla 16. Adaptación SED.....	49
Tabla 17 Costos de inversión adaptado en el SICODI.....	52
Tabla 18 Costos de Inversión Adaptadas en el VNR GIS	53
Tabla 19 VNR adaptado Edelsa.....	54
Tabla 20 Asignación de COyM	55
Tabla 21 Variables del VAD.....	57
Tabla 22 Resultado en media tensión.....	58
Tabla 23 Resultados en baja tensión.....	59
Tabla 24 Resultados de las SED	60
Tabla 25 Matriz de datos.	60
Tabla 26 Estadísticos descriptivos.....	61
Tabla 27 Cálculo estadístico de prueba y de p valor para la hipótesis general.....	62
Tabla 28 Coeficientes de estudio	63

Índice de ecuaciones

Ecuación 1. Valor Nuevo De Reemplazo.....	18
Ecuación 2. Adaptación Para Sed.....	18
Ecuación 3. Cargos Fijos.....	27
Ecuación 4. Vadmt.....	27
Ecuación 5. Vadsed.....	27
Ecuación 6. Vadbt.....	28
Ecuación 7. Factores De Economía De Escala.....	28
Ecuación 8. Constantes Del Vad.....	35

RESUMEN

El objetivo principal es determinar de qué manera la evaluación del valor nuevo de reemplazo (VNR) 2018 del sistema de distribución eléctrica de Edelsa influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD), en tal efecto el VNR se calculó y evaluó de acuerdo a la guía de elaboración del VNR de las Instalaciones de distribución eléctrica y para la determinación del valor agregado de distribución (VAD) se utilizó los términos de referencia para la elaboración del costo del VAD.

Asimismo, mediante los cálculos realizados se obtuvo como resultado que la empresa Edelsa tiene una valorización total de sus instalaciones adaptadas tanto en media tensión, baja tensión y subestaciones; cuyo monto es de 1897.41 miles de soles (miles S/) al año 2018 y para la fijación del VAD total es de S/ 325.98 kw-mes.

En conclusión, la aplicación del análisis estadístico de F de Fisher del estadístico descriptiva, nos brinda un resultado en el cual la evidencia empírica indica que el nivel de significancia fue un valor de $p=0.00$; por ello la evaluación del VNR 2018 de Edelsa influye de manera positiva en la determinación de tarifas eléctricas, obteniendo una constante de 1.27 de la anualidad del VNR, 0.56 de la máxima demanda y una constante fija de 271.38, conllevando a una ecuación lineal que está representada por $VAD=1.278^a+0.56b+271.38$.

Palabras claves: valor nuevo de reemplazo, tarifas eléctricas, valor agregado de distribución.

ABSTRACT

The main objective is to determine how the evaluation of the new replacement value (VNR) 2018 of the Edelsa electricity distribution system influences the determination of electricity rates (VAD), in this effect the VNR was calculated and evaluated according to the VNR preparation guide for the Electrical Distribution Facilities and for the determination of the added value of distribution (VAD) the terms of reference were used for the preparation of the cost of the VAD.

Through the calculations made, it was obtained as a result that the Edelsa company has a total valuation of its facilities adapted both in medium voltage, low voltage and substations; whose amount is 1897.41 thousand soles (thousand S /) per year 2018 and for the fixation of the total VAD is S / 325.98 kw-month.

In conclusion, the application of Fisher's F statistical analysis of the descriptive statistic gives us a result in which the empirical evidence indicates that the level of significance was a value of $p = 0.00$; Therefore, the evaluation of Edelsa's 2018 VNR positively influences the determination of electricity rates, obtaining a constant of 1.27 of the annuality of the VNR, 0.56 of the maximum demand and a fixed constant of 271.38, leading to a linear equation that is represented by $VAD = 1,278th + 0.56b + 271.38$.

Keywords: new replacement value, electricity rates, distribution added value.

INTRODUCCIÓN

Las empresas de distribución eléctricas o concesionarias tienen como misión la distribución de energía eléctrica. En la actualidad, debido al incremento de la demanda las concesionarias realizan inversiones en infraestructura y equipamiento de sus instalaciones de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 76 de la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual menciona que el VNR representa el costo de mejorar o cambiar todas las obras y bienes físicos asignados a la prestación del servicio de electricidad con precios vigentes y en la actualidad con la tecnología utilizada. En conformidad a esto las empresas concesionarias tienen la obligación de reportar al ente supervisor Osinergmin de acuerdo a la guía de elaboración del VNR.

El mercado eléctrico retribuye a las empresas concesionarias las inversiones efectuadas en sus propias instalaciones eléctricas de MT, BT, SED, así como también de las instalaciones no eléctricas (terrenos, vehículos, equipos de medición, etc.) mediante la retribución económica que es la tarifa eléctrica donde involucra el valor agregado de distribución (VAD) que se calcula independientemente a las concesionarias que suministran energía eléctrica a más de 50000 usuarios, caso contrario para las empresas menores se calcula agrupando teniendo en cuenta al sector típico al que pertenece.

En el presente trabajo de investigación se evalúa el valor nuevo de reemplazo (VNR) 2018 del sistema de distribución eléctrica de Edelsa para la determinación de tarifas eléctricas, lo que permite un cálculo del VNR adaptado del 2018, y a partir de ello determinar un VAD acorde a cada instalación, teniendo como limitaciones las pérdidas y/o reajustes que Osinergmin realiza.

La presente tesis se divide en cuatro capítulos. En el capítulo I, se presenta el planteamiento y formulación del problema, los objetivos, justificación e importancia.

En el capítulo II, se detalla el marco teórico que engloba los antecedentes del problema, las bases teóricas (la metodología, técnicas de investigación); y las definiciones de términos básicos.

En el capítulo III, se detalla la metodología aplicada en la investigación, diseño de la investigación, donde resalta el método científico universal. De igual forma las técnicas e instrumentos de recolección de datos.

Finalmente, en el capítulo IV, se muestra el análisis de información detallado, resultados del tratamiento, y el proceso de comprobación de las hipótesis planteado en la investigación. La tesis, se entrega a disposición de los jurados, para la evaluación, correcciones y críticas que se pudieran realizar, las mismas que serán recibidas constructivamente.

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1. Planteamiento y Formulación del Problema

1.1.1. Planteamiento del problema

La industria eléctrica en el Perú está definida por tres actividades principales: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica bajo los alcances de la ley de concesiones eléctricas (LCE), que es la ley madre del subsector de electricidad, que rige la actuación de todos los agentes que participan en el mercado eléctrico para asegurar la generación eficiente de la energía eléctrica y sus respectivos reglamentos.

Asimismo, las formas de retribución económica de las inversiones realizadas en cada actividad son determinadas por los principios económicos definidos como precios *spot* de generación, peaje de conexión al sistema principal de transmisión, costos medios de transmisión secundaria, complementaria y el valor agregado de distribución (VAD), donde todas se encuentran reguladas por el Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (Osinermin), que tiene la función de supervisar, fiscalizar y velar por el cumplimiento de la ley de concesiones eléctricas, salvo la actividad de generación, cuyos precios para el mercado regulado se fijan a través de licitaciones públicas en el Sistema Interconectado (SEIN) y precios en barra regulados por Osinermin, mientras para el mercado libre se rige mediante oferta y demanda.

Además, el mercado eléctrico paga para devolver las inversiones efectuadas en instalaciones eléctricas y no eléctricas de las empresas concesionarias, mediante la retribución económica que es el VAD, donde se basa a una empresa modelo eficiente que tiene como componentes que son los costos asociados al usuario, pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y los costos estándares de inversión que representa el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), operación y mantenimiento por unidad de potencia suministrada asociados a la distribución, donde se calcula la tasa interna de retorno (TIR) por un periodo de 25 años, cuya fijación se realiza cada cuatro años.

Edelsa es una empresa de distribución eléctrica ubicada en el centro poblado de San Ramón de Pangoa, distrito de San Martín de Pangoa, provincia de Satipo, concesionaria de distribución eléctrica, regularizando su zona de concesión el año 2016, que brinda el servicio de carácter público de electricidad a 1623 usuarios regulados al año 2018, donde mantiene un contrato de suministro de electricidad con la empresa generadora Egesur en 22.9 KV. En el transcurso de los años, en la provincia de Satipo se han suscitado cambios culturales, sociales, tecnológicos, y el incremento de la población que se da en mayor frecuencia ya sea por migración de las personas de otros lugares, y donde la

demanda eléctrica crece día a día. Por lo tanto, la empresa eléctrica Concesionaria Edelsa realiza proyectos, ampliaciones, modificación de redes entre otras para brindar energía eléctrica a todos los usuarios eléctricos que se encuentren dentro de su zona o área de concesión, con un servicio de calidad y al menor coste posible.

En la Figura 1, se detalla la evolución de número de clientes mensual del año 2017 al 2018 de Edelsa, donde se puede apreciar que el mes de enero de 2017 a enero de 2018, hay un crecimiento de 156 clientes, mientras en el año 2018 del mes de noviembre a diciembre, existe un crecimiento de cuatro clientes.

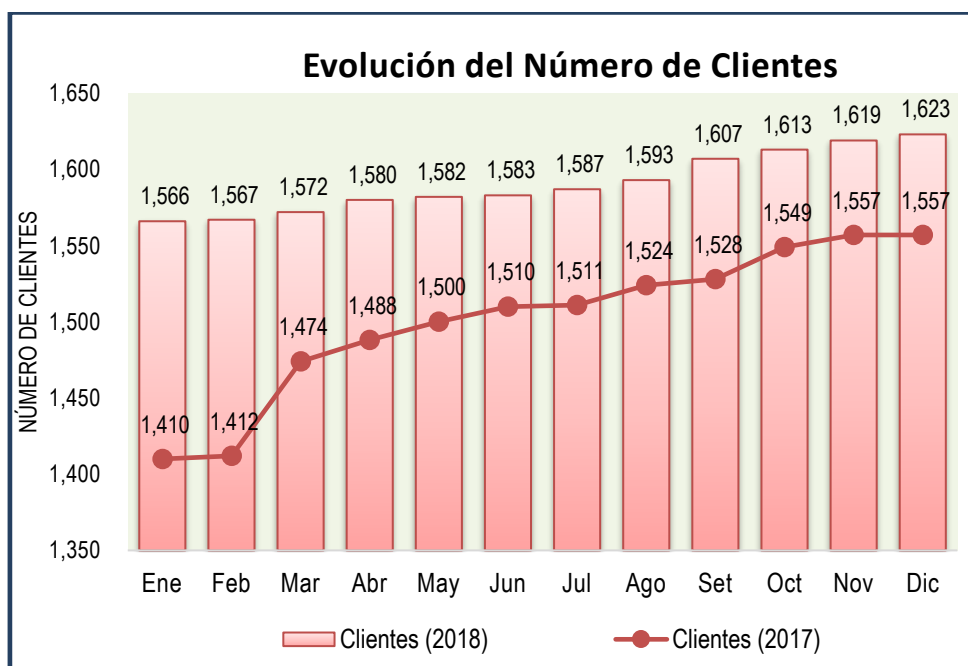


Figura 1. Evolución de clientes Edelsa 2017-2018.

En la Tabla 1, se muestra el crecimiento de clientes en la empresa Edelsa anualmente desde el año 2009 al año 2018, donde en el año 2011 existe la mayor tasa de crecimiento anual con un 17.25%, mientras al año 2018, un 4.24% con un total de 1623 clientes.

Tabla 1

Tasa de crecimiento de clientes de Edelsa

Mes	Total de Clientes	Tasa Crec. Anual
2008		
2009	888	
2010	951	7.09%
2011	1 115	17.25%
2012	1 196	7.26%
2013	1 197	0.08%
2014	1 228	2.59%
2015	1 296	5.54%
2016	1 406	8.49%
2017	1 557	10.74%
2018	1 623	4.24%

En la Tabla 2, se muestra el VNR y el VAD de las fijaciones del 2001 en adelante de Edelsa, las resoluciones se publicaron en octubre de dichos años por Osinergmin, donde se observa que Edelsa entre la fijación del 2001 al 2013 no reportó sus VNR correspondientes de sus instalaciones, debido a que no contaba con los profesionales calificados para el entendimiento de la elaboración del VNR. Por ende, Osinergmin le calculó un valor promedio en relación y proporción a una empresa modelo para todas las empresas pequeñas. En el año 2017 por primera vez se presentó los metrados correspondientes y ascendió el VNR de sus instalaciones del periodo 2018-2022 a un

monto de S/. 1 512 240, mientras el VAD asciende a un valor de S/. 130.718 kw-mes, a partir de la regulación del 2018 el VAD se calcula por empresas, agrupando a empresas menores a 50000 usuarios, a comparación de los años anteriores que solo se emitía por sectores típicos únicamente. Del cual se ha constatado los resultados obtenidos en cada periodo de regulación que han sido valorizados sin un VNR real, siendo perjudicial para la empresa por no estar valorizado correctamente la inversión en sus instalaciones.

Tabla 2

VNR y VAD de Edelsa

AÑO	VNR S/.	VAD S./kw-mes			
		VADM T	VADB T	VADSE D	TOTAL L VAD
2001-2005	0	7.687	30.969	-	38.656
2005-2009	0	7.777	30.966	-	38.743
2009-2013	0	9.162	38.508	6.394	54.064
2013-2018	0	10.898	44.607	9.089	64.594
2018-2022	1 512 240	26.173	91.403	13.142	130.718

Nota: Tomado de "Resolución 157-2018", por Osinergmin, 15 de octubre de 2018, Lima, Perú. <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>.

Por ello, la presente investigación propone determinar y evaluar el VNR correspondiente al año 2018 que refleje las inversiones reales de las instalaciones de distribución e inversiones de las instalaciones no eléctricas para poder determinar la tarifa real (VAD), la que garantice la retribución de las inversiones, por lo cual es de suma importancia el desarrollo y la obtención de estos resultados.

1.1.2. Formulación del problema

A. Problema general

¿De qué manera la evaluación del valor nuevo de reemplazo (VNR) 2018 del sistema de distribución eléctrica de Edelsa influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD)?

B. Problemas específicos

- ¿Cuál es la influencia de la valorización de redes de media tensión del sistema de distribución eléctrica de Edelsa 2018 en la determinación de tarifas eléctricas (VAD)?
- ¿Cuál es la influencia de la valorización de redes de baja tensión del sistema de distribución eléctrica de Edelsa 2018 en la determinación de tarifas eléctricas (VAD)?
- ¿Cuál es la influencia de la valorización de subestaciones del sistema de distribución eléctrica de Edelsa 2018 en la determinación de tarifas eléctricas (VAD)?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Determinar de qué manera la evaluación del valor nuevo de reemplazo (VNR) 2018 del sistema de distribución eléctrica de Edelsa influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).

1.2.2. Objetivos específicos

- Determinar de qué manera influye la valorización de redes de media tensión del sistema de distribución eléctrica de Edelsa 2018 en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).
- Determinar de qué manera influye la valorización de redes de baja tensión del sistema de distribución eléctrica de Edelsa 2018 en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).
- Determinar de qué manera influye la valorización de subestaciones del sistema de distribución eléctrica de Edelsa 2018 en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).

1.3. Justificación e Importancia

1.3.1. Justificación

Justificación social. El presente trabajo de investigación se justifica socialmente por el requerimiento de cumplir con la evaluación del valor nuevo de reemplazo y la determinación de las tarifas eléctricas, de manera adecuada y óptima, en bien de los clientes y de la sociedad en general.

Justificación técnica. La presente tesis considerará la infraestructura eléctrica necesaria para cumplir con los estándares de calidad establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) y la correcta evaluación del VNR.

Justificación económica. La evaluación del VNR del sistema eléctrico de Edelsa, ubicada en el distrito de San Ramón de Pangoa, contribuirá a la determinación de costos óptimos y reales de las inversiones realizadas en sus instalaciones eléctricas y no eléctricas, para la obtención de las tarifas eléctricas.

1.3.2. Importancia

La investigación es de suma importancia por el hecho que cada empresa eléctrica y/o concesionaria debe proporcionar la información de sus instalaciones eléctricas al ente supervisor Osinergmin, para posterior ser calculado su VNR y determinar las tarifas eléctricas para la retribución a cada empresa, teniendo en cuenta el tiempo de vida útil de cada equipo e instalación.

1.4. Hipótesis

1.4.1. Hipótesis general

La evaluación del valor nuevo de reemplazo (VNR) 2018 del sistema de distribución eléctrica de Edelsa, influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).

1.4.2. Hipótesis específicas

- La valorización de redes de media tensión del sistema de distribución eléctrica de Edelsa 2018, influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).
- La valorización de redes de baja tensión del sistema de distribución eléctrica de Edelsa 2018, influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).
- La valorización de subestaciones del sistema de distribución eléctrica de Edelsa 2018, influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).

1.4.3. Operacionalización de variables (descripción de variables)

En la Figura 2 se detalla la operacionalización, TATI para la independiente como dependiente

VARIABLE	TIPO DE VARIABLE	CONCEPTUALIZACIÓN	DIMENSIONES	INDICADOR	INSTRUMENTO
INDEPENDIENTE: VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR)	N: Cuantitativa C: Simple F: Independiente	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Según Miranda C. el Valor Nuevo de Reemplazo, representa el costo de mejorar o cambiar todas las obras y bienes físicos asignados a prestar el mismo servicio con la tecnología utilizada y precios vigentes el mismo que comprende dos partes, el VNR eléctrico y el VNR no eléctrico. ✓ Asimismo, el VNR es importante y fundamental para las empresas distribuidoras ya que contiene una información de sus instalaciones, sea el caso de su valorización, vida útil (equipo e instalaciones), entre otros. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Redes de Media Tensión. ➤ Redes de Baja tensión. ➤ Subestaciones. ➤ Instalaciones no eléctricas. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Soles ➤ Km MT ➤ Km BT ➤ Km SED 	<ul style="list-style-type: none"> • GPS • VNR GIS • AutoCAD
DEPENDIENTE: TARIFAS ELECTRICAS	N: Cuantitativa C: Simple F: Dependiente	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Según Miranda C. menciona que las tarifas de electricidad en el Perú están establecidas según el marco legal vigente del sector de la electricidad de manera económica y eficiente, cuya estructura es conforme a los componentes de cada sistema eléctrico; como la generación (producción), transmisión (transporte) y distribución (venta al usuario final). ✓ Según los términos de referencia para la elaboración del costo del VAD de Osinergmin, señala que el VAD, es el costo que representa inversiones de la concesionaria para poner en disposición del usuario o cliente sobre la energía y potencia desde la barra equivalente de MT, hasta el punto de empalme de la acometida correspondientes. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Anualidad del VNR. ➤ Costo de operación y mantenimiento anual. ➤ Máxima demanda del sistema eléctrica de EDELSA. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Soles ➤ KW 	<ul style="list-style-type: none"> • Modelo matemáticos establecidos en la normatividad por OSINERGMIN

Figura 2. Operacionalización de variables

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes del Problema

En los siguientes antecedentes se muestra algunos estudios tanto nacional como internacional con respecto al tema de tesis:

2.1.1. Antecedentes Nacionales

El informe de suficiencia titulado “Tarifas de distribución en el mercado eléctrico peruano” aporta una metodología que pretende describir una teoría sobre la regulación en la distribución eléctrica, de las experiencias de otros países y su implementación en el caso peruano del modelo regulatorio llamado Price Cap donde, realizan incentivos a las empresas concesionarias que han realizado inversiones en sus redes eléctricas y el uso de nuevas tecnologías en sus instalaciones. Y de ello concluyó que la implementación del método de regulación Price Cap en el Perú no requiere información diferente como la que recopila el modelo de empresa eficiente vigente actualmente en el país, que busca costos eficientes, por ende, la regulación por Price Cap mejora la eficiencia en su periodo de fijación de la tarifa eléctrica (2).

La tesis “Valorización estándar de sistemas de transmisión” tiene como propósito analizar una metodología de valorización del sistema de transmisión con respecto al marco regulatorio peruano, el cual nos menciona que el pago en sistemas de transmisión viene dado por costos vigentes en el mercado eléctrico descrito en el marco regulatorio tales como el Sistema Económicamente Adaptado (SEA), VNR y los costos medios y de ellos se elaboran módulos eficientes para el reconocimiento de Osinergmin. El cual concluye que el marco regulatorio peruano determina una valorización posterior o después ejecutada la obra, dando origen a que se valore un sistema ficticio y no el que está construido, además se corre el riesgo que en un nuevo proceso regulatorio mediante el SEA parte o toda la instalación no sea valorizada. Además, concluyó que los criterios para la elaboración de módulos, se den a base de consideraciones técnicas, justificando un adopción técnica y económica, por ella la valorización de las subestaciones de Eteselva es mayor a la de Osinergmin en vista a que sus equipos principales y complementarios son más caros y que estos reflejan los costos básicos (3).

2.1.2. Antecedentes Internacionales

El informe titulado “El valor nuevo de reemplazo en el cálculo de las tarifas de distribución eléctricas” tuvo el objetivo de la publicación es de determinar las características, asimismo el cálculo y efecto que tiene el valor nuevo de reemplazo sobre las tarifas de distribución eléctrica, donde explica y da a conocer el concepto del VNR en el cual dicho cálculo del VNR es realizada en primera instancia por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Para la determinación de la tarifa eléctrica se tiene 3 componentes principales: precio en generación, precio en transmisión y el precio en distribución (cálculo del VNR), asimismo el VNR es imprescindible para el cálculo de las tarifas por dos motivos primordiales: primero la influencia que tiene el VNR en el VAD preliminar y segundo el VNR para determinar la rentabilidad de cada empresa (4).

La tesis “Análisis comparativo de los estudios de valores agregados distribución”, tuvo el objetivo principal de establecer el nacimiento u origen de las diferencias que presentaron los estudios del VAD realizados en el último proceso tarifario 2008 en Chile para sus seis áreas típicas. Asimismo, se realizó el análisis crítico de los resultados de consultores del CNE y de los consultores contratados por las empresas donde analizó los VAD de ambos y la metodología con las que fueron determinadas. Concluyó que, en las seis áreas de distribución, los consultores de la misma empresa determinaron valores mayores de sus componentes del VAD que el consultor del CNE, del cual solo en algunos casos es inversa, sea el caso del sector típico 1. Así mismo, presenta resultados de las diferencias calculadas del VNR, dando como resultado que hay una diferencia con respecto al consultor del CNE y de la empresa en donde en el sector típico 1 hay una diferencia de 1.11% y en el sector típico 3 de 37.67% (5).

En el artículo “Análisis del sistema tarifario de la distribución de energía eléctrica. La fijación del valor nuevo de reemplazo (VNR)” tuvo el objetivo de responder algunas interrogantes de la aplicación del artículo 118 de la Ley General de Servicios Eléctricos en Chile, en el proceso de fijación de nuevas tarifas eléctricas a las empresas concesionarias. Además, presentó como resultado que las empresas concesionarias estén en la obligación de presentar su VNR de sus instalaciones, acompañado de un informe auditado, a la Superintendencia antes del 30 de junio de dicho año; en donde la Superintendencia fija el VNR, para lo cual podrá aceptar o modificar el valor comunicado por la empresa en un plazo de 30 días, y de no existir un acuerdo entre ambas partes, el VNR será determinado por una comisión pericial. La publicación aporta una metodología del procesamiento y validez del VNR por parte de las empresas concesionarias chilenas, donde el periodo de

regulación del VNR es de 4 años como en el caso de nuestro país, y en consecuencia para la determinación de las tarifas eléctricas (6).

En el artículo “Naturaleza jurídica y atribuciones de comisión pericial que determinada el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones de distribución eléctrica”, realizado en la Pontificia Universidad Católica de Chile, aporta una metodología del cálculo del monto del valor nuevo de reemplazo de las empresas eléctricas según la Ley de Servicios Eléctricos de Chile, a partir de un análisis de la naturaleza y las atribuciones de la comisión pericial, en función independientes de las partes como también apegado a las normas legales y reglamento, el cual indica lo siguiente que el VNR se calcula cada cuatro años en el cual tendría comunicación y envío de información con la Superintendencia de Chile, ya que el VNR corresponde al valor de todas las instalaciones en su concesión de cada empresa (7).

En el artículo “Incorporación de los derechos en la determinación del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones eléctricas” aportó una metodología sobre los derechos que están en conflicto el cálculo del VNR, por ende, este trabajo tiene como objeto un análisis de los temas que vienen generando conflicto en el proceso de la fijación y determinación del VNR, entre ellos, el cobro de derechos por parte de ciertas autoridades tales como las municipalidades y la dirección de vialidad los cuales parece contravenir el derecho a utilizar en forma gratuita los bienes nacionales de uso público conferido por la Ley de Eléctrica, el cual indica lo siguiente, el VNR por la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles), denominado “real”, debe ser diferente por el VNR “teórico” que es utilizado por el CNE en el cálculo tarifario, ambos tienen diferentes finalidades, el primero se basa en la realización de “chequeo de rentabilidad agregada”, el último se enfoca en el cálculo de “Costos Estándares de Inversión” (8).

En la tesis titulada “Subsidios cruzados en el pago del valor agregado de distribución en el área típica N. 1” aportó una metodología para estimar las tarifas para los clientes regulados del área típica N.1, mediante un modelo PECO, que es un *software* para optimizar redes de AT y BT, se calculó el costo estándar de inversión, y en consecuencia se determinó el VNR y VAD. Además, se concluyó que los consumidores que pagan el VAD de baja tensión aérea, están pagando un 32% más de lo que les corresponde en general, subsidiando anualmente a los demás en \$7.360 millones de un total de \$63.948 millones, en pesos del 31 de diciembre del 2003, asimismo los consumidores del VAD de alta tensión aérea, VAD de alta tensión subterránea, VAD de baja tensión subterránea, están pagando correspondiente un 12%, 4% y 34% menos de lo que corresponde (9).

En la tesis titulada “Tarifa de energía eléctrica para la ciudad de la Paz” aportó una metodología del cálculo de costos marginales y precios sombra con la ayuda de un modelo de programación lineal, para fijar las tarifas eléctricas en forma práctica, a través de una nueva estructuración y un mayor ajuste de la tarifa, debido a la reclasificación en base al consumo de los clientes. Donde concluyó que, comparando la tarifa actual en vigencia, con la tarifa que se propone, se puede apreciar que el cargo mínimo mensual es de Bs 4.00 bolívares y el que propone es de Bs 1.70 bolívares, donde el monto por kwh asciende de 0.035 a 0.105 Bs bolívares y la que propone va de 0.01 a 4.35 Bs bolívares. el cargo por demanda es de 2.50 a 6.11 Bs/kw y la propuesta es de 2.35 a 4.58 Bs/kw. Con esto se pretende lograr una equidad de acuerdo a la potencia y los precios fijos (10).

En la tesis realizado “Fronteras de eficiencia, metodología para la determinación del Valor Agregado de Distribución” aportó una metodología desarrollada en el uso de técnicas estadísticas y análisis envolvente de datos (DEA), que es una técnica para definir la frontera de eficiencia en el VAD, y fijar un costo para las empresas de distribución o concesionarias. Donde concluyó que el modelo aplicado a las empresas de distribución de Chile, dejó como evidencia que el 57.2% de las empresas son consideradas técnicamente eficientes, y el 43.8% son ineficientes en las empresas de menor tamaño, por lo cual reafirma la separación de las empresas por área de servicio (11).

En la tesis titulada “Determinación del VAD para una empresa modelo eficiente. Paso de una red real a una red eficiente” se abordó el análisis del VAD, que no es más que el costo de la actividad que una empresa opere en una determinada área o concesión, así mismo las discrepancias sobre el VNR dada en los costos reales que invierte una empresa distribuidora y las que reconoce el regulador. Se advirtió que hay problemas de ajuste en la red real estipulada con la distribuidora, por ello se debe desarrollar un análisis y discrepancia del VNR, en donde el costo reconocido se debe intentar discernir entre aspectos económicos en la planificación y los aspectos técnicos con costos de inversión iniciales que han sido simuladas con una inflación de 3% y minorada está a 80% para considerar mejoras en eficiencia. Se concluyó que el VNR se comporta bien en escenarios económicos estables, sectores eléctricos prudentes y pérdidas controladas, así mismo menciona que el horizonte de 30 años de estudio es imprescindible debido a la evolución de la red, lo cual debería ser más razonable en un horizonte de 10 años (12).

2.2. Bases Teóricas

2.2.1. Valor nuevo de reemplazo

2.2.1.1. Definición

El valor nuevo de reemplazo representa el costo de mejorar o cambiar todas las obras y bienes físicos asignados a prestar el mismo servicio con la tecnología utilizada y precios vigentes el mismo que comprende dos partes, el VNR eléctrico y el VNR no eléctrico (13). Asimismo, el VNR es importante y fundamental para las empresas distribuidoras ya que contiene una información de sus instalaciones, sea el caso de su valorización, vida útil (equipo e instalaciones), entre otros.

2.2.1.2. Guía del VNR de las Instalaciones de distribución eléctrica

2.2.1.2.1. Información de las instalaciones de distribución eléctrica

Según la Guía del VNR de Osinergmin, se señala que toda la información abarca datos de las instalaciones, tanto eléctricas, y no eléctricas que es destinada a la prestación de servicios de distribución eléctrica, donde las instalaciones eléctricas se clasifican en redes de media tensión, redes de baja tensión, subestaciones, y conexiones, como se aprecia en la Figura 3 (14).

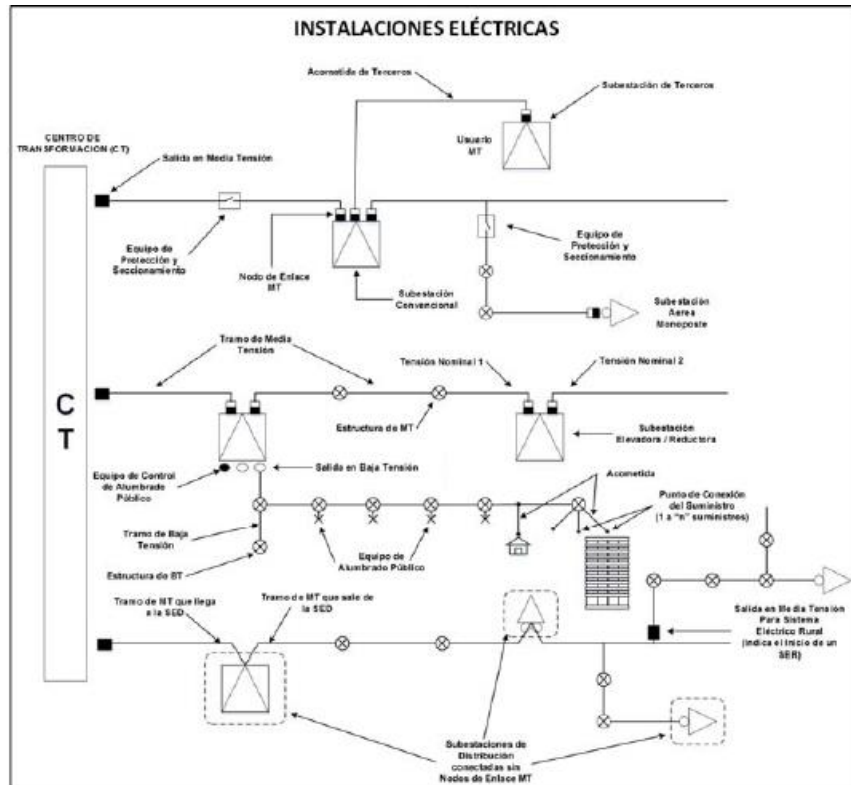


Figura 3. Diagrama de instalaciones. Tomado de “Guía del VNR”, por Osinergmin, 27 de diciembre de 2017, Lima, Perú. Disponible de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>.

Redes de media tensión (MT). Comprende todas las redes tanto aéreas y subterráneas, así mismo involucra equipos de seccionamiento y de protección en un rango de tensión de 1 a 30 KV, los cuales comprende lo siguiente:

- Salida de MT. Es el vínculo del centro de transformación con la red de media tensión, donde inicia el alimentador de media tensión.
- Tramo de MT. Es una parte o fracción de la red de MT con una misma cantidad de fases, material, sección y disposición de conductores, limitado entre dos estructuras o por otro tramo de red, empleado para el transporte de electricidad entre dichos puntos.
- Equipos de protección. Grupo de componentes, cuya función principal es de detectar fallas como sucesos imprevistos en la red eléctrica, abriendo para el aislamiento.
- Estructura. Conjunto de elementos cuya función principal es soportar las redes de MT, equipos de seccionamiento y protección, redes de BT y equipos de alumbrado público.

- Centro de generación distribuida. Comprenden elementos que inyectan energía a la red de media o baja tensión cuya generación eléctrica está dada por (minihidráulica, energía fotovoltaica, eólica, gas natural, entre otros).

Subestaciones. Engloba subestaciones elevadoras/reductoras, subestaciones de seccionamiento y subestaciones de distribución, los cuales comprende las siguientes:

- Subestaciones elevadoras/reductora. Son aquellas subestaciones encargadas y/o destinadas a reducir o elevar el nivel de tensión en media tensión, donde aloja como principal equipo al transformador, así mismo a equipos de protección y seccionamiento.
- Subestaciones de seccionamiento Son instalaciones donde se encuentra principalmente equipos de protección y seccionamiento, cuya función principal o de utilidad es de maniobrar la transferencia de carga entre alimentadores.
- Subestaciones de distribución. Al igual que las subestaciones elevadoras, comprende equipos principales como el transformador, equipos de protección y seccionamiento, destinadas a la reducción de nivel de tensión de media a baja tensión.

Redes de baja tensión (BT). Trabajan a un nivel de tensión menor a 1 KV, donde involucra redes aéreas, subterráneas del servicio particular y las instalaciones del alumbrado público (AP).

- Salida de BT. Es el vínculo entre la SED y la red de BT, donde inicia la distribución de circuitos.
- Tramo de BT. Es una parte o fracción de la red de BT con una misma cantidad de fases, material, sección y disposición de conductores, limitado entre dos estructuras o por otro tramo de red, empleado para el transporte de electricidad entre dichos puntos
- Equipo de AP. Elementos conformados por accesorios de conexión, luminaria y lámpara, con la finalidad de iluminar vías públicas, parques públicos, espacios libres etc.
- Equipos de control de AP. Equipos auxiliares que faculta la conexión y desconexión de las instalaciones de AP en forma automática y/o manual.

Conexiones. Comprende el punto de conexión y las acometidas entre el usuario y el suministrador.

- Acometida. Derivación desde la red de la concesionaria hacia la protección principal o medidor de energía del usuario o cliente.
- Punto de conexión de suministro. Es el punto final de la acometida, en el cual suministra a uno o varios usuarios, establecido por la ubicación de un medidor de energía.
- Suministro convencional. Suministro de usuario final que es atendido a través de las instalaciones eléctricas de media o baja tensión del suministrador o concesionario.
- Suministro no convencional. Suministro del cliente final el cual es atendido por fuente de energías no convencionales sea el caso (energía solar, energía eólica, mareomotriz, etc.)

Por otro lado, las INE (instalaciones no eléctricas) son inversiones realizadas en equipamiento e infraestructura, donde se clasifican en terrenos, construcciones, vehículos, equipos de almacén, medición y control, comunicación y equipos de oficina, entre otros. Además, se requiere de la información geográfica lo cual involucra información de las instalaciones en el cual se usa coordenadas UTM con datum PSAD56 o WGS84 y zona UTM 17,18 o 19 (14).

2.2.1.2.2. Lineamientos para la elaboración de información

Tratamiento de la información. La elaboración de la información se realiza mediante tablas de información con campos numéricos que contienen como máximo dos decimales con identificadores únicos de cada elemento, sea el caso de instalaciones eléctrica o no eléctricas que es asignado libremente por la concesionaria o empresa sin repetición. En ello se puede identificar la lista de códigos VNR, los cuales no pueden ser modificados, de ser necesario nuevos códigos debe ser solicitado a Osinergmin. Así mismo los elementos a informarse son las altas y bajas de las instalaciones de la empresa, los cuales cuentan con tres datos importantes (Estado del equipo o elemento, fecha de inicio de servicio, fecha de retiro); de todo ello la información geográfica debe de ser remitido en coordenadas UTM relacionada a la zona que pertenece.

Elaboración de la información. Dicha elaboración corresponde a la empresa distribuidora o concesionaria de acuerdo a los procesos y pautas señalados en la elaboración de la guía del VNR, realizando recopilación, estructuración y codificación de las instalaciones. En la recopilación es fundamentalmente una labor de campo y gabinete

que refleja la situación y estado en las que se encuentra las instalaciones de distribución, lo cual puede ser realizado por los propios o terceros bajo responsabilidad de los mismos. Las actividades de estructuración y codificación se realizan mediante una presente organización y designación única, así como los códigos VNR.

Carga y validación de la información. La información técnica y geográfica es efectuada por cada una de las empresas concesionarias, teniendo en cuenta la base de tabla de datos de la guía y haciendo uso de la base de datos de Osinergmin. El sistema proporcionado permite la carga, validación, consolidación de metrados, valorizaciones, reporte y remisión de datos sobre el VNR, en ello se puede detectar posibles fallas o inconsistencias de la información.

Valorización de las instalaciones. En esta etapa se realiza la valorización de las instalaciones eléctricas mediante los costos estándares de inversión determinadas en la última fijación del VNR; y para el caso de instalaciones no eléctricas se efectúa por los costos proporcionados por la empresa. En primer lugar, se realiza la valorización existente de cada empresa, en consecuencia, de acuerdo a los criterios de adaptación establecidos en la Ley de información del VNR se realiza la valorización adaptada acorde a sus metrados adaptados de sus instalaciones.

2.2.1.2.3. Cálculo del VNR

El cálculo del VNR se realiza mediante tres etapas de proceso, donde la primera es la validación de la información por parte de las empresas distribuidoras; la segunda la fijación de los costos estándares de inversión por sector típico, y la tercera el cálculo del VNR adaptado, tal como se detalla en la Figura 4.

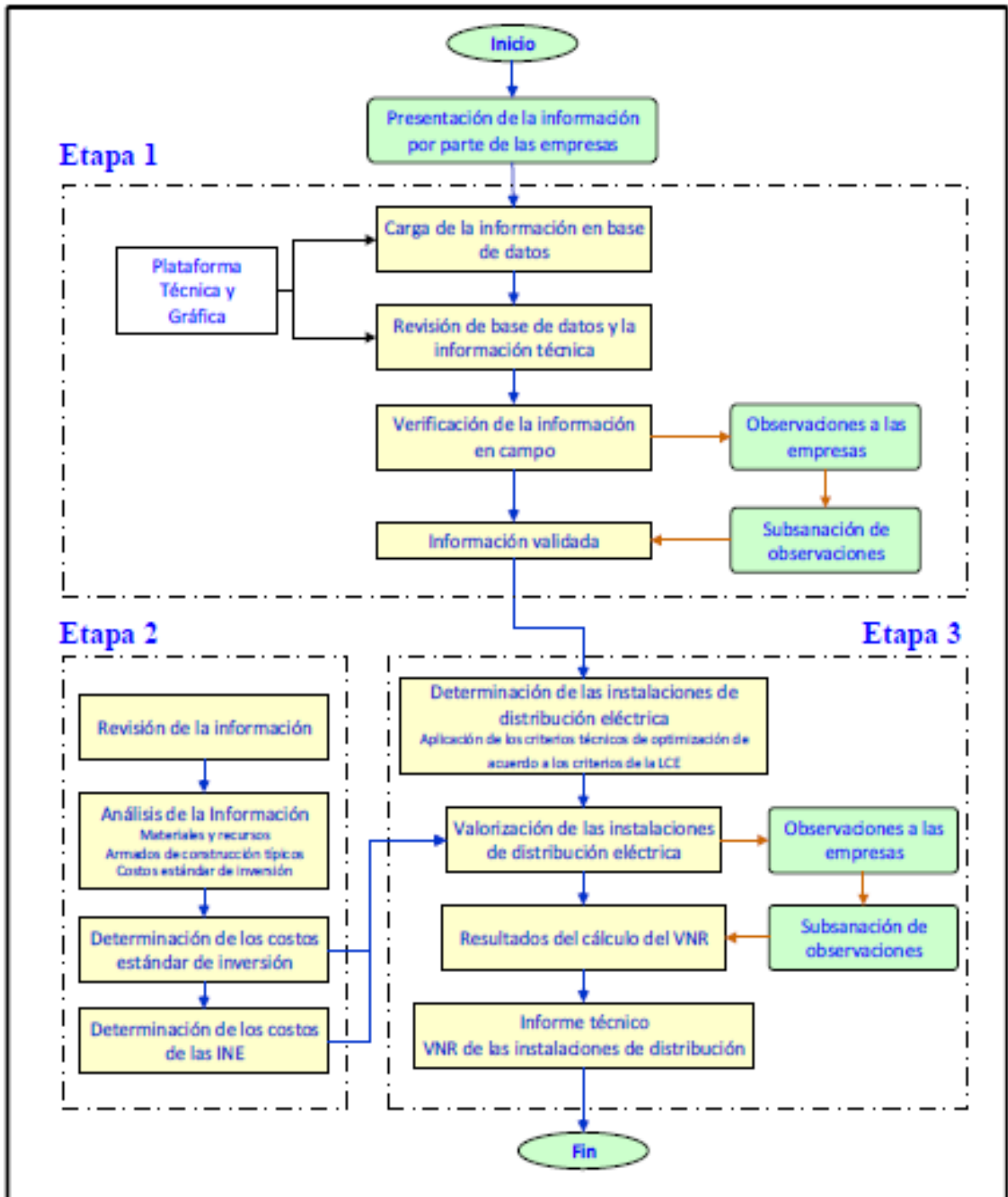


Figura 4. Etapas del VNR. Tomado de “Guía del VNR”, por Osinergmin, 27 de diciembre de 2017, Lima, Perú. Disponible de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>.

El VNR de las instalaciones adaptadas es realizado con respecto al 31 de diciembre del año que corresponda dicha información, y es obtenido mediante la Ecuación 1:

$$VNR = M_{IE} * CE_{IE} + M_{INE} * C_{INE}$$

Ecuación 1. Valor nuevo de reemplazo.

Donde:

- VNR= VNR al 31 de diciembre del año que pertenece.
- M_{IE} = Metrado de IE, adaptado al 31 de diciembre del año que pertenece.
- CE_{IE} = Costos estándares de inversión de IE al 31 de diciembre del año que pertenece.
- M_{INE} = Metrado de INE, adaptado al 31 del año que pertenece.
- C_{INE} = Costos de las INE al 31 de diciembre del año que pertenece.

2.2.1.2.4. Remisión de la Información

Se remite la información para la actualización del VNR, que corresponde al estado de las instalaciones al 31 de diciembre del año antecedente, para posterior ser fijado una tarifa de distribución, remitiéndose en medio digital haciendo el uso del sistema informático proporcionado por Osinergmin. Dicha información se presenta como fecha máximo el último día hábil del mes de febrero (14).

2.2.1.2.5. Criterios de adaptación de las instalaciones eléctricas del sector típico Urbano rural

La adaptación es realizada acorde a las zonas geográficas, ya sea el tipo de ambiente (corrosivo y no corrosivo), donde involucra criterios de adaptación para red de media tensión MT, equipos de protección y seccionamiento, SED, red de BT, y para equipos de AP. En la Ecuación 2, se aprecia la adaptación para SED (14).

Donde:

- $f.p=f.u=0.9$

$$KVA_{Adaptado} = \frac{\text{Máxima Demanda de la Subestación (KW)}}{(f.p*f.u)}$$

Ecuación 2. Adaptación para SED.

Para las subestaciones adaptadas, el valor obtenido en la fórmula 2, donde se aplica la Tabla 3 para poder determinar en qué tipo de estructura debe ir instalado las subestaciones adaptadas ya sea monoposte o biposte.

Tabla 3

Estructura de SED adaptado

KVA adaptado	SED adaptada
> 75 kVA 3Ø	Bi 3Ø
<= 75 kVA y 3Ø	Mo 3Ø
<= 37.5 kVA y 1Ø	Mo 1Ø
> 37.5 kVA y 1Ø	Mo 3Ø

Nota: Tomado de “Guía del VNR”, por Osinergmin, 27 de diciembre de 2017, Lima, Perú. Disponible de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>.

Para los equipos de protección de redes aéreas, en la Tabla 4 se detalla los equipos existentes, y su equivalencia en equipo adaptado, que en dicho sistema debe de ir instalado según la guía VNR. Fuente: Guía del VNR (14).

Tabla 4

Adaptación de equipos de protección

Equipo existente	Equipo adaptado
Reconectador	Reconectador SF6
Seccionador fusible (cut-out)	Se mantiene el equipo reportado
Seccionador unipolar (x1, x2, x3)	Se mantiene el equipo reportado
Seccionalizador	Seccionalizador electrónico

Nota: Tomado de “Guía del VNR”, por Osinergmin, 27 de diciembre de 2017, Lima, Perú. Disponible de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>.

2.2.1.2.6. Criterios de adaptación de las INE

Para el dimensionamiento de las INE adaptadas, se realiza a nivel de unidades de gestión (UG), considerando la estructura organizacional, número de trabajadores, número de clientes y ratios representativos de dimensionamiento de terrenos, edificaciones y vehículos, en el cual se opta los criterios de adaptación de las mismas (14).

2.2.1.3. Criterios de información para la elaboración del VNR

i. Criterios para el registro de la información

Es el principio fundamental donde no se permite un duplicado o repetido de ningún componente o subcomponente, donde el orden de asignación a cada uno de los componentes y subcomponentes es en primer lugar asignando a las redes de MT y sus estructuras, seguido con las redes de SP y por último las redes de AP.

Además, si se encuentran estructuras pertenecientes a MT, pero si están siendo utilizadas para redes de SP y AP, estas estructuras quedan asignadas en MT. De igual forma sucede con las estructuras de BT que están siendo utilizadas por redes de SP y AP, quedan asignadas a SP, es por ello que se detalla a continuación los casos modelo de relevamiento de información (14):

a) Caso 1: Red aérea de SP y AP

Si en una misma estructura se cuenta con una red aérea SP y una red de AP, al realizar el registro de la información, la estructura se considera en el metrado de red aérea de SP, tal como se aprecia en la Figura 5.

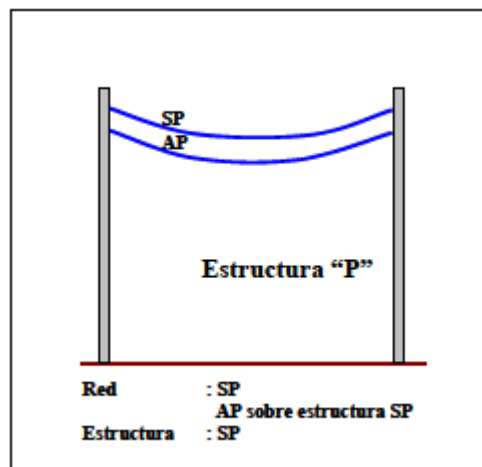


Figura 5. Red aérea de SP y AP. Tomado de "Guía del VNR", por Osinergmin, 27 de diciembre de 2017, Lima, Perú. Disponible de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>.

b) Caso 2: Red aérea AP sobre estructura exclusiva

En el caso que se cuenta con estructuras exclusivas para una red aérea de alumbrado público, el metrado de dicha estructura forma parte de la red de AP, como se muestra en la Figura 6.

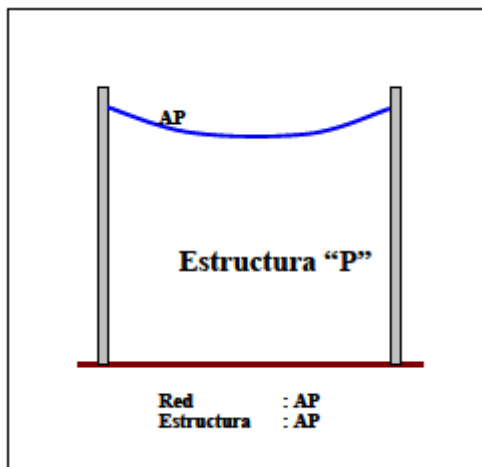


Figura 6. Red de AP sobre estructura exclusiva. Tomado de “Guía del VNR”, por Osinergmin, 27 de diciembre de 2017, Lima, Perú. Disponible de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>

c) Caso 3: Red aérea SP

Cuando se cuenta con estructuras exclusivas para una red de SP, el metrado de las estructuras es parte de la red aérea SP, como se aprecia en la Figura 7.

d) Caso 4: Red aérea SP y AP sobre estructura MT

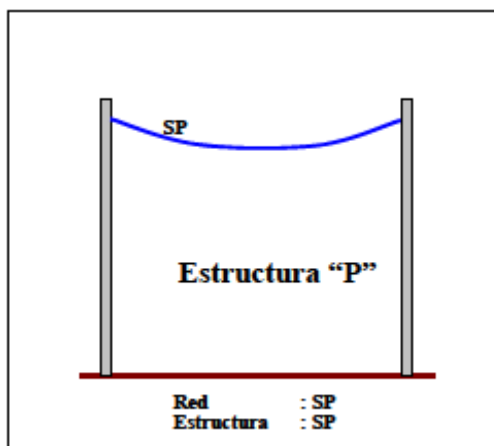


Figura 7. Red de SP sobre estructura exclusiva. Tomado de “Guía del VNR”, por Osinergmin, 27 de diciembre de 2017, Lima, Perú. Disponible de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>

En Figura 8 se muestra a continuación detalla el caso de la estructura de MT de uso compartido tanto como del SP y de la red aérea de AP, debido a ello la estructura debe ser considerada en el metrado de MT.

Caso 5: Red aérea SP (varios SP) y AP

Cuando se cuenta con una estructura y en ella se tengan varias redes de SP y AP. En consecuencia, el metrado de todas las estructuras debe ser considerado en la red aérea de

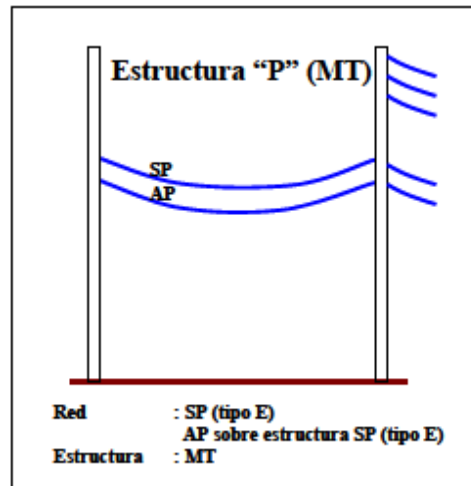


Figura 8. Estructura de MT de uso compartido por red aérea de SP y AP. Tomado de "Guía del VNR", por Osinergmin, 27 de diciembre de 2017, Lima, Perú. Disponible de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>

SP, en donde los restantes (servicio particular y alumbrado público) se reporta con mismo tipo de estructura y se considera el compartimiento del mismo, como se detalla en la Figura 9.

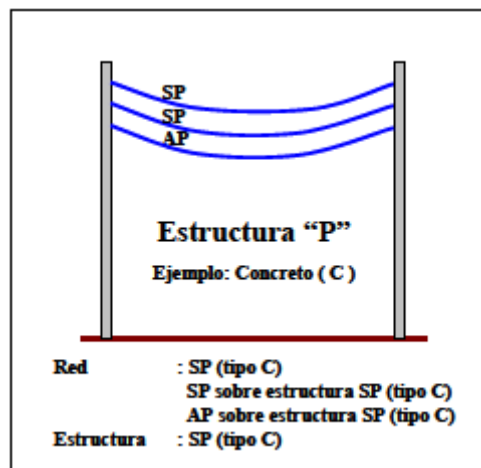


Figura 9. Varias redes de SP y AP en una sola estructura. Tomado de "Guía del VNR", por Osinergmin, 27 de diciembre de 2017, Lima, Perú. Disponible de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>

e) **Caso 6: Red aérea SP y AP sin estructura (adosada a muro)**

En la **Figura 10** se muestra el caso de que si se tiene una red de SP como AP llegando a nodos (adosadas en muro), en donde no existe estructura que cuantificar, por ello, la red debe ser reportada tipo E, que significa sin estructura o en red compartida.

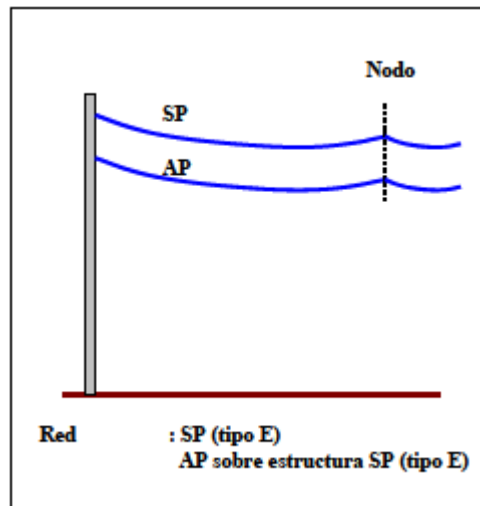


Figura 10. Red de SP y AP sin estructura. Tomado de “Guía del VNR”, por Osinergmin, 27 de diciembre de 2017, Lima, Perú. Disponible de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>

f) **Caso 7: Redes autoportantes**

Cuando se utiliza redes autoportantes en instalaciones y estos cuentan con red de SP y AP, primero se presenta la información de los cables de redes de SP y después de AP, dichos códigos VNR tendrían que ser los mismo y en una misma relación. En la Tabla 5 se detalla el código VNR=AS035125, que significa que es una red aérea de SP+AP autoportante de aluminio de 3x35mm² + 1x25mm² + portante.

Tabla 5

Redes autoportantes

CÓDIGO	SECCIÓN	SUBCOMPONENTE
AS035125	3X35mm ²	SP
AS035125	1x25mm ²	AP sobre estructura SP

Tomado de “Guía del VNR”, por Osinergmin, 27 de diciembre de 2017, Lima, Perú. Disponible de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>

g) **Caso 8: Redes de terceros**

En el caso de las instalaciones de terceros relacionadas con las redes, el reporte de la información es opcional, cuando estas no son utilizadas para atender el servicio de electricidad a los usuarios.

2.2.2. Tarifas eléctricas

2.2.2.1. Definición

Las tarifas de electricidad en el Perú están establecidas según el marco legal vigente del sector de la electricidad de manera económica y eficiente, cuya estructura es conforme a los componentes de cada sistema eléctrico; como la generación (producción), transmisión (transporte) y distribución (venta al usuario final) (13), como se puede apreciar en la Figura 11.

Por otra parte, la metodología para la fijación de tarifas eléctricas que se deben emplear para la determinación de precios máximos en las tres actividades principales del sector eléctrico, la cual describe la LCE (16).

A) Tarifa en generación

Se calcula sobre la base de un modelo de costos marginales donde considera los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento de la planta (precios básicos de energía y potencia), cuyos costos de generación están en función a la oferta y demanda proyectada para los cuatro años (precio de energía en horas punta y precio en horas fuera de punta) (17).

B) Tarifa en transmisión

La tarifa de transmisión es remunerada de acuerdo a la transmisión utilizada, ya sea transmisión principal o secundaria. Con respecto a la transmisión principal es remunerada a través del peaje de conexión, cuyo costo es asumido por los usuarios en general del sistema eléctrico que lo conforman. A diferencia de la transmisión secundaria que es remunerada a través de peajes secundarios de transformación y transmisión, la cual es asumida por los usuarios que utilizan dicho sistema. Asimismo, la estimación del peaje considera inversiones de acuerdo al Sistema Económicamente Adaptado (SEA), costos estándares de operación, mantenimiento, pérdidas marginales en potencia y energía; donde dicha fijación de tarifa de transmisión es establecida anualmente en el mes de mayo (17).

C) Tarifa en distribución

La tarifa en distribución o también más conocida como tarifa de usuarios finales, son establecidas u obtenidas por los precios en barra agregando el VAD, el cual se basa en principios de eficiencia que utiliza mecanismos que simulan competencia al ser esta actividad considerada un monopolio natural (un solo concesionario para una determinada área geográfica) (17).

2.2.2.2. Valor agregado de distribución

Según los términos de referencia para la elaboración del costo del VAD de Osinergmin, señala que el VAD, es el costo que representa inversiones de la concesionaria para poner en disposición del usuario o cliente sobre la energía y potencia desde la barra equivalente de MT, hasta el punto de empalme de la acometida correspondientes (15).

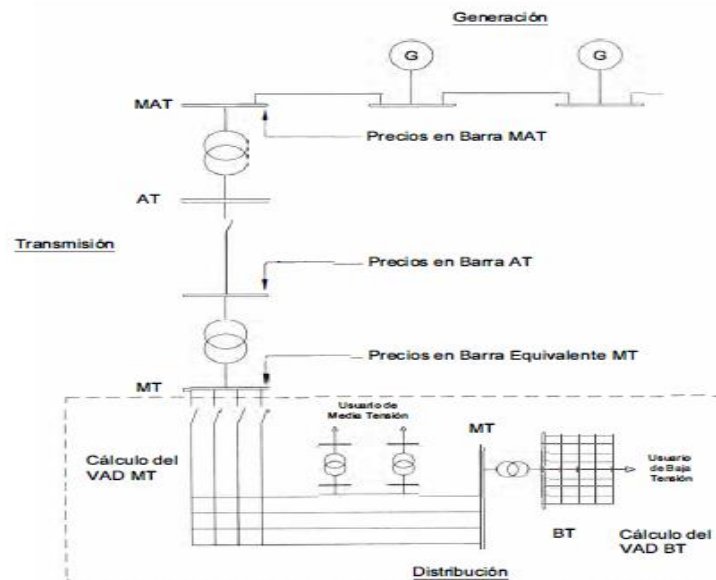


Figura 11. Formación de los precios de electricidad. Tomado de “Selección de la tarifa eléctrica y control de máxima demanda de potencia en clientes regulados” por C. Miranda, 2009, Lima, Perú.

El VAD se calcula individualmente por empresa concesionaria que presta servicio a más de 50000 clientes, caso contrario para las demás empresas de calcula de forma agrupada, donde se fija cada cuatro años, posteriormente el VAD debe ser validado a través de la verificación de la rentabilidad (TIR), si el TIR difiere mayor al 4% de la tasa establecida actualizada que es el 12%, se procede a un recálculo del VAD para que alcance uno de estos límites (15).

2.2.2.3. Elaboración de costos del VAD

i. Recopilación de la Información

Comprende el adquirir la información técnica, comercial y económica de los medrados y VNR de las instalaciones de distribución en MT y BT según la Guía de VNR, de las inversiones no eléctricas de la empresa concesionaria (activo fijo); demanda máxima del sistema eléctrico de MT y subestaciones MT/BT; los balances de energía y potencia de acuerdo al nivel de tensión; número de usuarios; estructura, recursos, costos de operación y mantenimiento de Mt y BT; estructura orgánica de la empresa donde se especifica organigrama, funciones y cuadro de asignación del personal, etc. (15).

ii. Creación de empresa modelo eficiente

Se procederá a la creación de la empresa modelo eficiente, siguiendo el criterio del SEA, las cuales son como caracterización del mercado eléctrico. Estas son las siguientes: definición del tipo de sistema, definición de los costos unitarios de las instalaciones (inversiones, operación y mantenimiento), inversiones del sistema de distribución MT, BT, subestaciones de distribución técnica y económicamente adaptadas, optimización técnico-económica de las rede, pérdidas estándar de potencia y energía (técnicas y comerciales) por nivel de tensión; determinación de los costos de operación y mantenimiento en MT y BT (15).

iii. Evaluación de cargos adicionales al VAD

Las empresas podrán presentar planes de inversión conteniendo proyectos de innovadores de tecnológica y/o eficiencia energética. Los proyectos de innovación deberán comprender la aplicación de nuevas tecnologías nacionales e internacionales no aplicadas en la empresa, pero que tengan comprobada una eficiencia energética para el mejoramiento de la calidad de servicio (15).

iv. Determinación del VAD

El cálculo del VAD corresponde a la fijación de los siguientes de los valores con base al VNR adaptado de la empresa modelo y costos vigentes, dichos valores correspondientes se calcula según se indica a continuación (15).

a) Cargos fijos

Los cargos fijos sobre la atención al cliente se calculan por la relación que se detalla en la Ecuación 3:

$$CF = \frac{CCCL}{NCL}$$

Ecuación 3. Cargos Fijos.

$$CF = \frac{CCCL}{NCL}$$

Donde:

- CCCL=Costo comercial de la empresa sobre atención al cliente, el cual está representado por la toma de lectura del medidor o contador de energía, procesamiento de recibos, emisión, distribución y cobranza a todos los usuarios según opciones tarifarias. No involucra la gestión de cobranza de morosos (sea el caso de costos y reconexiones).
- NCL= Total de usuarios atendidos.

b) Valor agregado de distribución MT (VADMT)

Para la determinación del VADMT se obtiene mediante la **Ecuación 4**.

Donde:

- $aVNRMT$ = Anualidad de las inversiones de MT sobre VNRMT adaptado de

$$VADMT = \frac{aVNRMT + OyMMT}{MWMT}$$

Ecuación 4. VADMT.

la empresa modelo.

- OyMMT= Costo que representa la operación y mantenimiento anual de la red de MT.
- MWMT= Máxima potencia demandada a nivel de MT para las horas de punta.

c) Valor agregado de distribución SED (VADSED)

Para la determinación del VADSED se obtiene mediante la **Ecuación 5**.

Donde:

$$VADSED = \frac{aVNRSED + OyMSED}{MWBT}$$

Ecuación 5. VADSED.

- $aVNRSED$ = Anualidad correspondiente a las inversiones de las subestaciones de distribución MT/BT adaptadas.
- OyMSED=Costo que representa la operación y mantenimiento anuales de subestaciones de distribución MT/BT adaptadas.

- MWBT=Máxima potencia demandada a nivel de BT (lado primario de la subestación MT/BT) para las horas punta.

d) Valor agregado de distribución BT (VADBT)

Para la determinación del VADBT se obtiene mediante la **Ecuación 6**.

Donde:

aVNRBT= Anualidad sobre las inversiones asignados en redes de BT (SE MT/BT +

$$VADBT = \frac{aVNRBT + OyMBT}{MWBT}$$

Ecuación 6. VADBT.

Red BT+ Instalaciones de alumbrado público) adaptadas.

- OyMBT= Costo que involucra la operación y mantenimiento anual dados en el mercado de la red de BT (SE MT/BT + Red BT + Instalaciones de Alumbrado Público).
- MWBT= Máxima potencia demandada a nivel de BT (lado primario de la subestación MT/BT) para las horas punta.

e) Pérdidas estándar de distribución

Obteniendo los resultados según los estudios realizados acorde a la empresa modelo, se calculan pérdidas de energía y potencia que están divididas en pérdidas en las redes de MT, SED MT/BT, redes de BT, acometidas y medidores. Los factores de expansión de pérdidas serán aplicados a nivel de empresa, donde se determina factores ponderados a través de la máxima demanda por sistema eléctrico (15).

f) Factores de economía de escala

Los factores involucran la variación de los costos del VAD básico y los cargos fijos de los clientes, en consecuencia, de la variación de inversiones, acorde al consumo de cada usuario y al incremento de clientes en la venta de la electricidad, donde se detalla en la **Ecuación 7** (15):

En el cual:

- P_{fc} = Proporción fija de costo.

$$FEE = \frac{P_{fc} + (1+t_c) * P_{vc}}{(1+t_c)}$$

Ecuación 7. Factores de Economía de Escala.

- P_{vc} = Proporción variable de costo.
- t_c = Tasa de crecimiento anual de demanda y usuarios

g) Fórmulas de Reajuste

Con los resultados de los costos indicados en a, b y c; se calcular valores por detalle de costos de distribución, separado en términos de una propuesta de fórmulas de indexación de los primordiales componentes (15).

En la **Figura 12** detalla en forma general el estudio del costo del VAD, donde se puede apreciar las 4 etapas que lo conforman para poder determinar el VAD.

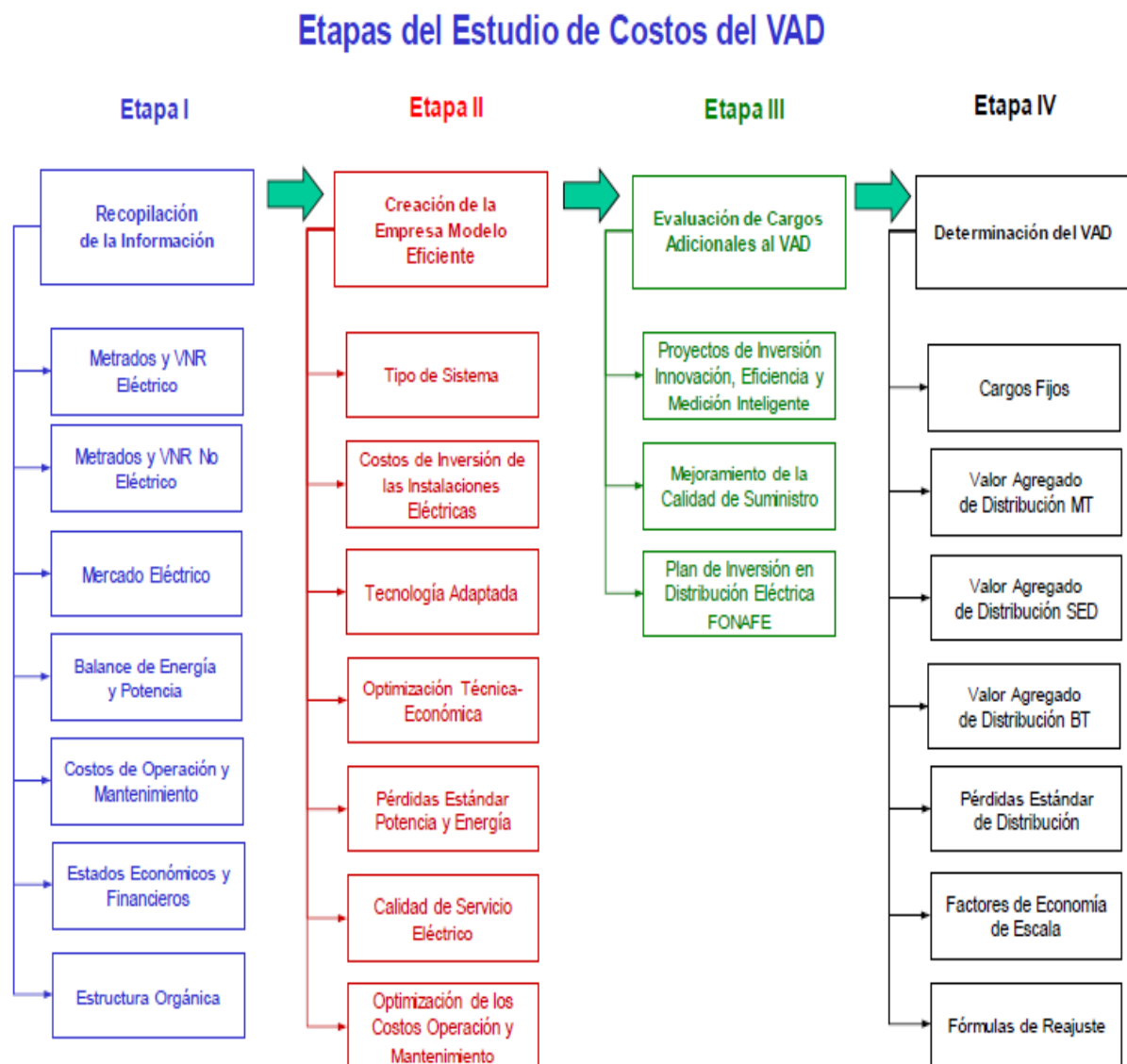


Figura 12. Etapas de estudio de costos del VAD. Tomado de “Términos de referencia para la elaboración del costo del VAD”, por Osinergmin, noviembre de 2019, Lima, Perú. <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2018-2022>.

2.2.2.4. Costos de operación y mantenimiento

Estos costos de operación y mantenimiento representan un valor anual que engloban el personal técnico y administrativo, propiedades e inmuebles de la distribuidora, arrendamiento de terrenos o equipos, así mismo involucra costes de mantenimiento de sus líneas y transformadores. Incluyen costos propios y servicios adicionales tales como vigilancia, lectura de medidores, podado de vegetación, mantenimiento de empalmes y notificaciones a usuarios o entidades.

Así mismo, el costo de OyM al igual que los costos de inversión dependen del área donde se realiza el estudio, cabe resaltar que en la zona rural se puede intuir que hay consumos dispersos, para ello se requiere una estructuración diferente a los costos de OyM de la zona urbana, todo esto se puede dar por términos relativos o por unidad de potencia distribuida (12).

2.2.2.5. Máxima demanda

En un sistema eléctrico, la demanda o máxima demanda es dada por la potencia eléctrica o intensidad de corriente en un determinado intervalo de tiempo, que permite realizar perfiles de cargas diarios para realizar un análisis de consumo de energía, así mismo define un buen rendimiento de equipos como también sirve para realizar un plan de expansión en un sistema de distribución, en consecuencia, la selección de fusibles y ajustes de protecciones. Es importante resaltar u obtener las máximas demandas instantáneas, teniendo en cuenta la relación entre la magnitud de la demanda y el intervalo de medición, como se detalla en la Figura 13 (18).

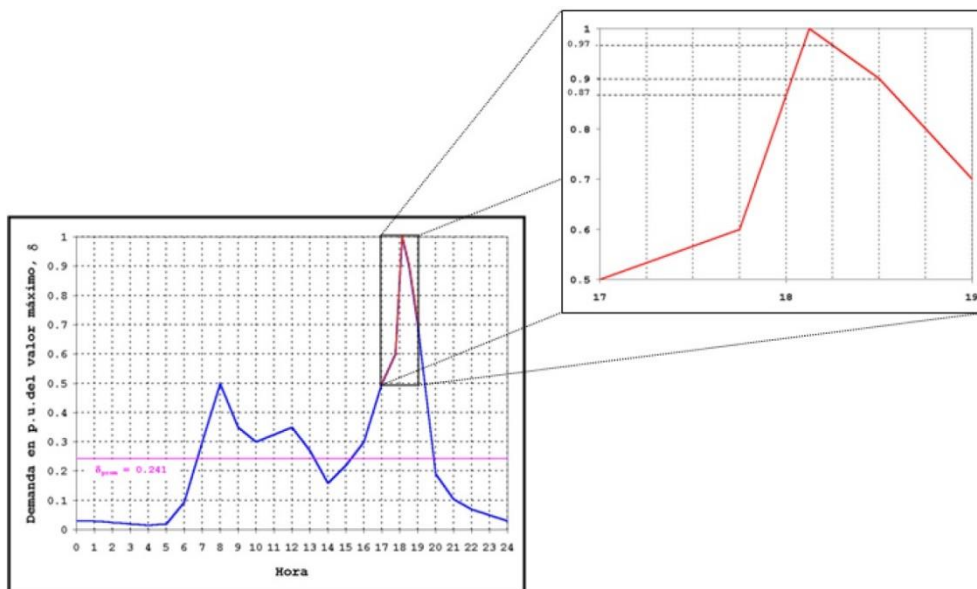


Figura 13. Representación gráfica de una curva de demanda diaria. Tomado de “Sector Electricidad”, 30 de abril de 2017. Disponible de http://www.sectorelectricidad.com/17597/carga-demanda-y-energia-electrica-conceptos-fundamentales-para-la-distribucion-de-electricidad/?fbclid=IwAR0xYQ-Ki_C6uquqJeoMc_bKdbn0ZIF5JyGgAhe0idWF8IJBvmDepzFnITU

La máxima demanda en el caso de Perú se registra mediciones con intervalo de tiempo de 15 minutos, teniendo un registro detallado diario, mensual y anual, lo cual para el cálculo del VAD se utiliza la máxima demanda registrada en el año estudiado. En MT excluye las pérdidas técnicas estándar de la red de MT, y en el caso de BT, se excluye las pérdidas estándares (técnicas y comerciales).

2.3. Definición de Términos Básicos

A continuación, se define los conceptos y/o términos básicos necesarios, que serán utilizados para el mejor entendimiento del presente trabajo de investigación.

2.3.1. Tasa interna de retorno (TIR)

Es la rentabilidad de una inversión realizada o la tasa de interés. Donde representa un porcentaje de la pérdida o ganancia que tendrá una inversión realizada, el TIR se calcula por un periodo de 25 años (19).

2.3.2. Sistema económicamente adaptado (SEA)

Es aquel que se basa en un sistema eléctrico, donde existe una correlación de la estabilidad sobre la oferta y demanda de energía, asegurando continuidad y calidad de servicio eléctrico en operación normal y en contingencia, en consecuencia, se debe lograr procurando el menor costo de inversión como operación y mantenimiento (20).

2.3.3. Zona de concesión

Es el área o espacio geográfico que se entrega o se adjudica en concesión a una empresa por el Ministerio de Energía y Minas para llevar a cabo actividades de distribución eléctrica (14).

2.3.4. Información catastral

Información requerida que comprende diversos elementos tales como la zona de concesión, manzanas, parques, vías, tramos de vías, y zonas históricas o monumentales (14).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. Método y Alcance de Investigación

3.1.1. Método de investigación

3.1.1.1. Método descriptivo

Se utilizó el método descriptivo, donde el método se utiliza cuando se busca especificar las características, propiedades y los perfiles del objeto o algún fenómeno que se plantea a un análisis, es decir miden, evalúan o recolectan datos de modo independiente o conjunta de las variables. Valga la redundancia describe, recaba información del estado de la infraestructura de las instalaciones eléctricas de Edelsa del año 2018, y en consecuencia determinar la inversión de sus redes eléctricas en un determinado periodo (21).

3.1.1.2. Método analítico

Este método se utiliza para realizar la distinción, conocimiento y clasificación de todos los elementos esenciales que forman parte del objeto de estudio y de las relaciones que mantienen entre sí (22). Por ello se utilizó el método analítico, que permitió conocer y explicar las características de cada uno de sus componentes (instalaciones, equipos, conexiones) de la empresa Edelsa para la determinación de las inversiones eléctricas al 2018, y la relación que existe en la determinación de las tarifas eléctricas (22).

3.1.1.3. Método comparativo

Este método se emplea para el contraste de los principales elementos (variables, constantes y relaciones) de la realidad que se investiga con las realidades conocidas o similares. Asimismo, se utilizó este método para poder diferenciar la inversión realizada en la infraestructura eléctrica, y el costo de las tarifas eléctricas entre el periodo 2017 y 2018 de la empresa Edelsa.

3.1.2. Tipo de la investigación

El tipo de investigación es básica ya que cuando el propósito es ampliar el conocimiento científico a partir de la observación de los sucesos o fenómenos de la realidad, previa descripción del estado de la investigación (23).

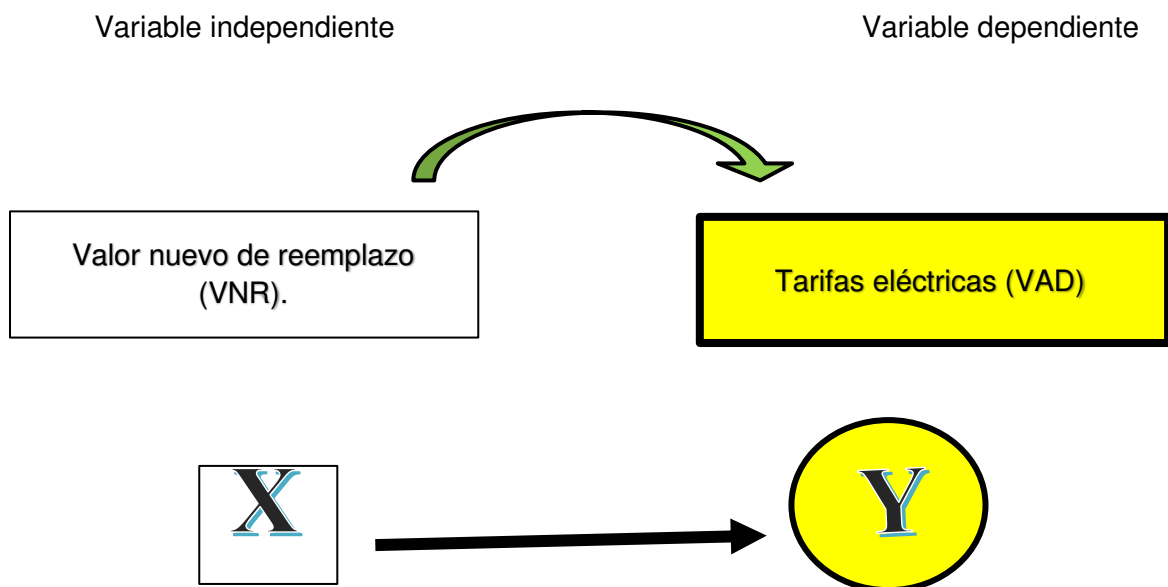
3.1.3. Nivel de la investigación

El nivel de investigación es correlacional, porque cuando el tipo de análisis es predominante cuantitativo, pero su interpretación es cualitativo acorde a la relación y comportamiento de una variable respecto la otra. Por ende, al emplear dicho nivel se mide el grado de relación que existe entre las variables, sea el caso del valor nuevo de remplazo y las tarifas eléctricas (24).

Por otro lado, el nivel de investigación exploratoria es cuando se pone en contacto directo con el objeto de investigación y cuando no se cuenta con antecedentes relacionados al tema, por ello, se utiliza este método debido a que se recoge información de las instalaciones eléctricas, equipos, etc. (25).

3.2. Diseño de investigación

El estudio estuvo fundamentado en una investigación científica y de campo, no experimental y su diseño es correlacionales-causales, considerando la teoría de Hernández, R.; Fernández, C.; Baptista, P.; donde describen las relaciones que existen entre dos o más categorías, variables o conceptos en un momento establecido (21).



En la Ecuación 8, se detalla las constantes que son asignadas como la anualidad del VNR, máxima demanda y costos de operación y mantenimiento.

$$y = aX_1 + bX_2 + cX_3 + d$$

Ecuación 8. Constantes del VAD.

Donde:

- X_1 = Anualidad del VNR.
- X_2 = Máxima demanda.
- X_3 = Costos de operación y mantenimiento.

3.3. Población y muestra

La población es el conjunto de todos los casos que conforman con determinadas especificaciones que son objetos de estudio y en consecuencia generalizar los resultados (21).

Por otra parte, la población es un subconjunto del universo que está conformado en atención a un determinado número de variables a ser estudiado, cuyas variables lo hace un subconjunto con respecto al resto de integrantes del universo. Así mismo, se señala que la muestra censal es aquella donde toda la población (unidades de investigación) son consideradas como muestra (26).

En la presente investigación se consideró una muestra censal, ya que dicha muestra representa a toda la población, la cual es la Empresa de Distribución y comercialización de electricidad de San Ramón S.A. (Edelsa) al año 2018.

3.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

3.4.1. Técnicas de la investigación

Para organizar la investigación se utilizó la técnica de investigación empírica, la cual permite la observación en contacto directo con el objeto de estudio, acumulando y sistematizando la información (23).

3.4.2. Instrumentos de la investigación

Los instrumentos que se utilizaron en la investigación se detallan a continuación (Anexo 3):

- El Google Maps se utilizó para poder ubicar el lugar de estudio, ya que es una aplicación de imágenes con mapas desplazables, que permite ubicar las ubicaciones o calles de todo el mundo.

- La libreta de apuntes se utilizó para poder anotar todos los datos extraídos del trabajo de campo, como la nomenclatura de los circuitos por subestaciones, entre otros.
- El GPS para el levantamiento de puntos en coordenadas UTM de los suministros, puntos de conexión, estructuras de baja y media tensión, subestaciones, alumbrado público, entre otros.
- La cámara fotográfica para poder capturar todas las evidencias del trabajo realizado en campo como el levantamiento de puntos, y registrar el estado de las instalaciones.
- El *software* AutoCAD para dibujar el plano del sistema eléctrico de Edelsa, sobre la base de los puntos exportados del GPS.
- Microsoft Excel para el análisis, visualización de datos y la elaboración de tablas según la guía del VNR.
- El *software* VNR gis, para la valorización de las instalaciones eléctricas y no eléctricas mediante los costos estándares de inversión incluido en *software*.
- El *software* SICODI, para la valorización de las instalaciones mediante los costos estándares de inversión según el sector típico, y comparación con los resultados del VNR GIS.

CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultados del Tratamiento y Análisis de la Información (Tablas y Figuras)

4.1.1. Análisis de la información

A. Recolección de la información

En un inicio se acudió al centro poblado de San Ramón de Pangoa, donde se ubica la empresa concesionaria Edelsa, en consecuencia, se hizo una inspección de sus principales instalaciones eléctricas, para poder determinar el estado de las instalaciones, como se aprecia en la Figura 14, donde se inició el recorrido en el punto de entrega y/o medición de Edelsa que se encuentra en la Av. Kiatari y calle Industrial (Anexo 2).



Figura 14. Recorrido de las instalaciones de Edelsa (Recloser).

Se realizó el levantamiento de puntos con el sistema de posicionamiento global (GPS), para recabar información geográfica de sus instalaciones, como las estructuras de MT, estructuras de BT, SED, equipos de AP, suministros, puntos de conexión, entre otros, previo apunte en el cuaderno de campo, como se observa en la Figura 15 (Anexo 3).



Figura 15. Levantamiento de puntos GPS.

B. Trabajo en gabinete

Se trabajó en gabinete la exportación de la información del GPS por día y previo apunte de los puntos levantados de las instalaciones mediante el *software* Global Mapper 17, para después exportarlo a Excel, en consecuencia, se prosiguió a trabajar en el *software* AutoCAD, donde se elaboró los planos eléctricos de la empresa, como se aprecia en la Figura 16 (Anexo 4).

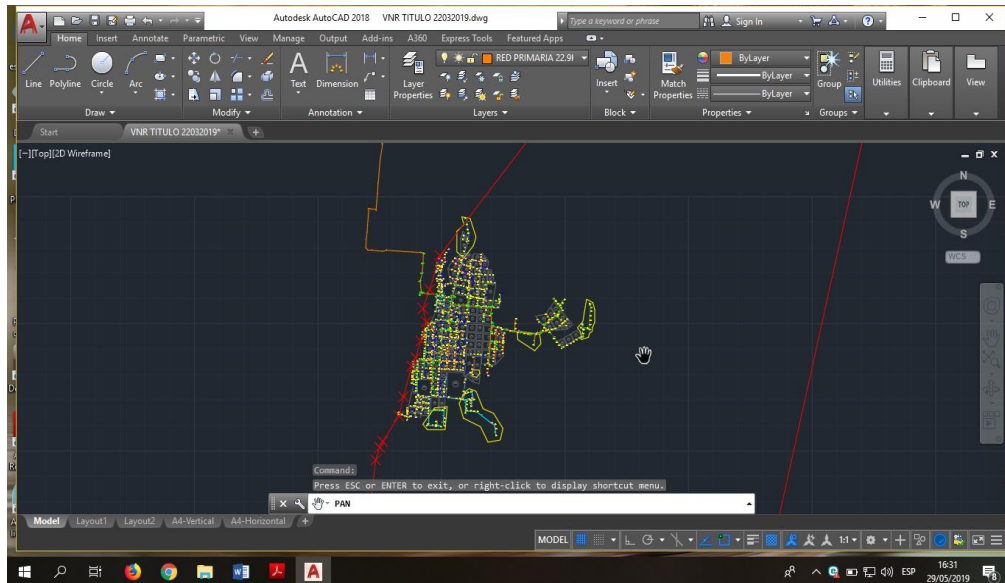


Figura 16. Plano de Edelsa 2018.

Una vez culminada la elaboración de los planos, se prosiguió a realizar el procesamiento de las tablas mediante la guía de elaboración del VNR, donde comprende IE e INE, se hizo la recopilación de información, estructuración y codificación de la información. Se ha elaborado acorde los requerimientos de cada campo establecido, calculando los metrados existentes, en donde hasta la tabla N. 43 pertenece a la información técnica y geográfica existente de la empresa Edelsa 2018 (Anexo 5).

A continuación, se aprecia la Tabla 6 según la guía VNR perteneciente a la empresa, donde resalta el código, máxima demanda, zona UTM de Edelsa 2018.

Tabla 6
Empresas

Cempresa	Nempresa	MDEmpresa	MDAP	Datum	Zona UTM	Año
EDSA	Edelsa	292.75	23	WGS84	18	2018

En la Tabla 7, se da a conocer el código de Edelsa designado por Osinergmin (SE0215), el sector típico de la empresa y el tipo de sistema eléctrico ("I" =interconectado).

Tabla 7

Sistema eléctrico

CS Eléctrico	NomS Eléctrico	CS Típico	TipoS Eléctrico	MDS Eléctrico	Cempres a
SE0215	Edelsa	3	I	292.75	EDSA

Para elaborar el diagrama de carga de salida de MT, se prosigue en analizar las lecturas de los días, y meses del año 2018 del punto de medición Edelsa, mediante intervalos de 15 minutos, como se aprecia en la Tabla 8 donde se obtiene la máxima demanda del sistema, siendo el 28 de agosto de 2018 a horas 20:15 con un valor de 292.75 kw.

Tabla 8

Diagrama de carga de la salida de MT

CSalMT	FecDLDMT	Hora	Demanda
A4833	28/08/2018	15:00	215.14
A4833	28/08/2018	15:15	208.31
A4833	28/08/2018	15:30	232.37
A4833	28/08/2018	15:45	191.03
A4833	28/08/2018	16:00	195.86
A4833	28/08/2018	16:15	225.09
A4833	28/08/2018	16:30	219.13
A4833	28/08/2018	16:45	222.96
A4833	28/08/2018	17:00	216.93
A4833	28/08/2018	17:15	224.46
A4833	28/08/2018	17:30	221.67
A4833	28/08/2018	17:45	207.47
A4833	28/08/2018	18:00	215.93
A4833	28/08/2018	18:15	226.25
A4833	28/08/2018	18:30	251.32
A4833	28/08/2018	18:45	266.31
A4833	28/08/2018	19:00	277.13
A4833	28/08/2018	19:15	278.92
A4833	28/08/2018	19:30	280
A4833	28/08/2018	19:45	285.13
A4833	28/08/2018	20:00	290.58
A4833	28/08/2018	20:15	292.75
A4833	28/08/2018	20:30	286
A4833	28/08/2018	20:45	283.29
A4833	28/08/2018	21:00	277.67
A4833	28/08/2018	21:15	266.68
A4833	28/08/2018	21:30	258.31
A4833	28/08/2018	21:45	246.36
A4833	28/08/2018	22:00	230.42
A4833	28/08/2018	22:15	216.09
A4833	28/08/2018	22:30	203.27
A4833	28/08/2018	22:45	185.45
A4833	28/08/2018	23:00	172.25
A4833	28/08/2018	23:15	157.18
A4833	28/08/2018	23:30	143.02
A4833	28/08/2018	23:45	135.44
A4833	28/08/2018	24:00	127.03

En la Tabla 9 se detalla los tramos de MT de las estructuras, donde se menciona ciertas características acorde al sistema de Edelsa; como la tensión nominal de 22.9 kV representada por la letra “G”, tipo de circuitos ya sea troncales y laterales, el código VNR del conductor de las fases (AA07003= AAAC 3x70mm², AA03503= AAAC 3x35mm²), el tipo de material de estructura, la propiedad perteneciente, estado del tramo, y las longitudes de tramos, cuyo distancia de tramos de terceros es de 28.99 km y de la empresa de 4.80 km.

Tabla 9

Tramo de MT

CTram	CSal	Ten	Tip	Tip	CVNR	CVNR	TipMat	Prop	EstTra	FecPServ	Tramo	Tramo Ant.
MT	MT	Nom	Circ	Red	Fases	Neutro	Estr		MT			
T215C0000	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	34.19	
T215C0001	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	30.04	T215C0000
T215C0002	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	86.35	T215C0001
T215C0003	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	147.71	T215C0002
T215C0004	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	95.84	T215C0003
T215C0005	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	120.97	T215C0004
T215C0006	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	109.50	T215C0005
T215C0007	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	125.84	T215C0006
T215C0008	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	125.46	T215C0007
T215C0009	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	116.55	T215C0008
T215C0010	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	119.00	T215C0009
T215C0011	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	125.28	T215C0010
T215C0012	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	106.34	T215C0011
T215C0013	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000	355.18	T215C0012
T215C0324	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000	29.95	T215C0355
T215C0325	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000	102.34	T215C0324
T215C0326	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000	95.57	T215C0325
T215C0327	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000	79.92	T215C0326
T215C0328	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000	111.99	T215C0327
T215C0329	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000	27.19	T215C0328
T215C0330	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000	29.89	T215C0329
T215C0331	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000	53.71	T215C0330
T215C0332	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000	91.02	T215C0331

En la Tabla 10 de equipo de protección y seccionamiento se identifica el código de tramo de MT donde está instalado, la subestación que aloja al equipo, estado de operación del equipo, el tipo de equipo, tipo de mando (L=Local, R=Remoto, A=Ambos), el código

VNR equipo (RE063082313= Reconectador hidráulico corte en aceite, tripolar, In=630 A, Icc=8 kA, 22.9 KV; BC005001061= Banco de condensadores fijo, monofásico 3x50 kVAR, 10-15 KV).

Tabla 10

Equipo de protección y seccionamiento

CEquip	CTram MTIns	SEDAloj	Est Oper	Tip Equi	Tip Man	CVNR Equip	Tip Inst	Prop	Est Equi	Coord X	Coord Y
S215P0 002	T215C0 270		NC	RE	A	RE063082 313	E	D	E	556375 .77	8736517 .2
S215P0 001	T215C0 352	EDSAMT1S D001	NC	BC	L	BC005001 061	E	D	E	556311 .56	8736187 .01
S215P0 002	T215C0 321	EDSAMT1S D002	NC	BC	L	BC005001 061	E	D	E	556240 .11	8735867 .02
S215P0 003	T215C0 323	EDSAMT1S D003	NC	BC	L	BC005001 061	E	D	E	556204 .86	8736286 .39

En la Tabla 11 se detalla la descripción de las estructuras en MT y BT, donde se asigna un código de estructura único, asimismo se identifica el tramo de MT y BT al que soporta, el código VNR de la estructura sea el caso de alineamiento, cambio de dirección y/o fin de línea, teniendo un total de 273 postes en MT de terceros, 81 postes en MT y 660 postes en BT de la concesionaria respectivamente.

Tabla 11
Estructura

uc	CTramMT	CTramBT	EEstruc	CVNR Estruc	CTip Estr	Prop	Est Estr	Coord X	Coord Y
E215MT0001	T215C0000		E215MT0001	PX1801	C	T	E	542788.21	8759981.55
E215MT0002	T215C0001		E215MT0002	PX1802	C	T	E	542801.82	8759954.77
E215MT0003	T215C0002		E215MT0003	PX1501	C	T	E	542888.17	8759954.10
E215MT0004	T215C0003		E215MT0004	PX1501	C	T	E	543035.87	8759952.69
E215MT0005	T215C0004		E215MT0005	PX1501	C	T	E	543131.71	8759953.33
E215MT0006	T215C0005		E215MT0006	PX1501	C	T	E	543252.67	8759952.18
E215MT0007	T215C0006		E215MT0007	PX1501	C	T	E	543362.16	8759951.03
E215MT0008	T215C0007		E215MT0008	PX1501	C	T	E	543488.00	8759950.00
E215MT0009	T215C0008		E215MT0009	PX1501	C	T	E	543613.46	8759949.15
E215MT0010	T215C0009		E215MT0010	PX1501	C	T	E	543730.00	8759948.00
E215MT0011	T215C0010		E215MT0011	PX1501	C	T	E	543849.00	8759948.00
E215MT0012	T215C0011		E215MT0012	PX1501	C	T	E	543974.24	8759944.78
E215MT0013	T215C0012		E215MT0013	PX1502	C	T	E	544074.63	8759909.70
E215MT0014	T215C0013		E215MT0014	PX1501	C	T	E	544025.00	8759558.00
E215MT0015	T215C0014		E215MT0015	PX1501	C	T	E	544013.00	8759500.00
E215MT0016	T215C0015		E215MT0016	PX1501	C	T	E	544002.00	8759398.00
E215MT0053	T215C0052		E215MT0053	PX1501	C	T	E	546125.00	8756432.00
E215MT0054	T215C0053		E215MT0054	PX1501	C	T	E	546236.00	8756334.00
E215MT0055	T215C0054		E215MT0055	PX1501	C	T	E	546367.00	8756218.00
E215MT0056	T215C0055		E215MT0056	PX1501	C	T	E	546457.00	8756133.00
E215MT0057	T215C0056		E215MT0057	PX1501	C	T	E	546528.00	8756070.00
E215MT0058	T215C0057		E215MT0058	PX1501	C	T	E	546641.00	8755968.00
E215BT0001		BTSED01C101	E215BT0001	PX0801	C	D	E	556296.86	8736184.72
E215BT0358		BTSED01C101	E215BT0358	PX0801	C	D	E	556207.97	8736191.95
E215BT0359		BTSED01C101	E215BT0359	PX0801	C	D	E	556166.51	8736192.47
E215BT0360		BTSED01C101	E215BT0360	PX0803	C	D	E	556126.91	8736191.32
E215BT0002		BTSED01C102	E215BT0002	PX0801	C	D	E	556171.55	8736139.71
E215BT0361		BTSED01C102	E215BT0361	PX0802	C	D	E	556172.28	8736185.38
E215BT0362		BTSED01C102	E215BT0362	PX0801	C	D	E	556173.01	8736103.77
E215BT0363		BTSED01C102	E215BT0363	PX0803	C	D	E	556169.67	8736063.53
E215BT0364		BTSED01C103	E215BT0364	PX0803	C	D	E	556180.41	8736218.98
E215BT0003		BTSED01C104	E215BT0003	PX0803	C	D	E	556253.11	8736122.21
E215BT0365		BTSED01C104	E215BT0365	PX0801	C	D	E	556260.39	8736163.77
E215BT0004		BTSED01C105	E215BT0004	PX0802	C	D	E	556267.12	8736207.44
E215BT0005		BTSED01C105	E215BT0005	PX0803	C	D	E	556269.47	8736240.50
E215BT0006		BTSED01C201	E215BT0006	PX0801	C	D	E	556331.59	8736150.49
E215BT0007		BTSED01C201	E215BT0007	PX0801	C	D	E	556312.55	8736113.26
E215BT0008		BTSED01C201	E215BT0008	PX0801	C	D	E	556229.11	8736120.04

La empresa Edelsa cuenta con 11 subestaciones de distribución como se aprecia en la Tabla 12, donde se menciona la máxima demanda registrada en el año 2018 por subestación, la potencia instaladas de los transformadores (KVA), el subcomponente (A2=biposte, A1=monoposte), y el código VNR de la subestación.

Tabla 12
Subestación

CSubest	Und Gest	SMT pert	T Nom1	T Nom2	MD ServP	MD AP	MD Subes	Pot Ins	Eti Sub	Sub comp	Cod VNR	Prop	Est	Coord X	Coord Y
EDSAMT1SD001	EDELSA	A4833	G	Y	69.30	4.37	73.67	125	SED001	A2	SB12504	D	E	556311.56	8736187.01
EDSAMT1SD002	EDELSA	A4833	G	Y	62.79	4.94	67.73	160	SED002	A2	SB16004	D	E	556240.11	8735867.02
EDSAMT1SD003	EDELSA	A4833	G	Y	46.78	0.00	46.78	150	SED003	A2	SB15004	D	E	556204.86	8736286.39
EDSAMT1SD004	EDELSA	A4833	G	Y	27.34	1.70	29.04	100	SED004	A2	SB10004	D	E	556449.87	8736833.32
EDSAMT1SD005	EDELSA	A4833	G	Y	15.52	2.35	17.87	37.5	SED005	A2	SB04004	D	E	556374.35	8736634.30
EDSAMT1SD006	EDELSA	A4833	G	Y	29.16	2.92	32.08	50	SED006	A2	SB05004	D	E	556150.41	8735603.34
EDSAMT1SD007	EDELSA	A4833	G	Y	21.06	2.11	23.17	50	SED007	A2	SB05004	D	E	556021.23	8735896.60
EDSAMT1SD008	EDELSA	A4833	G	Y	5.67	0.57	6.24	50	SED008	A2	SB05004	D	E	557449.25	8736370.40
EDSAMT1SD009	EDELSA	A4833	G	Y	3.66	0.08	3.74	200	SED009	A2	SB20004	D	E	556985.83	8736178.84
EDSAMT1SD010	EDELSA	A4833	G	Y	10.28	1.38	11.66	50	SED010	A2	SB05004	D	E	556793.21	8736011.66
EDSAMT1SD011	EDELSA	A4833	G	Y	24.93	2.59	27.52	50	SED011	A1	SM05004	D	E	556520.90	8736477.68

Para la elaboración de la tabla de tramo de baja tensión resalta el identificador de salida en BT asociada, así mismo el código VNR del conductor de SP (AS035125=Red aérea de SP + AP autoportante de AL. 3x25mm²+1x25mm²+portante), como también la distancia de tramos en la concesión la cual cuenta con 22.43 km de longitud en total, como se detalla en la Tabla 13.

Tabla 13
Tramo de BT

CTram BT	CSalBT	Tip	CVNR	CVNR	CVNR	TMat	Tram	Prop	Est	Tramo Ant.
		Red	CondSPart	CAP	CNe	Estr			TrBT	
BTSED01C101	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	14.88	D	E	
BTSED01C101	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	28.74	D	E	BTSED01C101
BTSED01C101	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	24.65	D	E	BTSED01C101
BTSED01C101	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	37.06	D	E	BTSED01C101
BTSED01C101	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	41.46	D	E	BTSED01C101
BTSED01C101	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	39.62	D	E	BTSED01C101
BTSED01C102	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	9.14	D	E	BTSED01C101
BTSED01C102	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	45.68	D	E	BTSED01C102
BTSED01C102	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	35.97	D	E	BTSED01C102
BTSED01C102	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	40.38	D	E	BTSED01C102
BTSED01C103	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	29.93	D	E	BTSED01C101
BTSED01C104	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	21.42	D	E	BTSED01C101
BTSED01C104	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	13.1	D	E	BTSED01C104
BTSED01C104	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	42.19	D	E	BTSED01C104
BTSED01C105	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	13.83	D	E	BTSED01C101
BTSED01C105	SED001C01	A	AS035125	AS035125		C	33.14	D	E	BTSED01C105
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	21.06	D	E	
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	26.8	D	E	BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	28.32	D	E	BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	21.68	D	E	BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	40.51	D	E	BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	43.2	D	E	BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	32.85	D	E	BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	38.07	D	E	BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	50.06	D	E	BTSED01C201
BTSED01C202	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	40.49	D	E	BTSED01C201
BTSED01C202	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	35.16	D	E	BTSED01C202
BTSED01C202	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	34.7	D	E	BTSED01C202
BTSED01C202	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	38.75	D	E	BTSED01C202
BTSED01C202	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	33.64	D	E	BTSED01C202
BTSED01C203	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	28.74	D	E	BTSED01C202
BTSED01C204	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	37.73	D	E	BTSED01C201
BTSED01C204	SED001C02	A	AS035125	AS035125		C	39.25	D	E	BTSED01C204
BTSED01C301	SED001C03	A	AS035125	AS035125		C	26.99	D	E	
BTSED01C301	SED001C03	A	AS035125	AS035125		C	42.76	D	E	BTSED01C301
BTSED01C301	SED001C03	A	AS035125	AS035125		C	18.57	D	E	BTSED01C301
BTSED01C301	SED001C03	A	AS035125	AS035125		C	6.66	D	E	BTSED01C301

En la Tabla 14 se aprecia los equipos de alumbrado público con su respectivo código VNR (LU07002=Luminaria vapor de sodio con lámpara de 70 W), tramo asociado de BT, tipo de pastoral (B=Pastoral de metal simple de 1.5 metros x1.5 pulgadas de diámetro), haciendo un total de 284 equipos de alumbrado público.

Tabla 14

Equipo de alumbrado público.

CAP	CTram	Ubicac	CVNR	Tip	Propied	Estado	Fec	Coord X	Coord Y
	BTaso	APVia	AP	Pastoral		AP	PServ.		
AP215001	BTSED01C105	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556269.47	8736240.50
AP215002	BTSED01C404	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556221.92	8736371.95
AP215003	BTSED10C101	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556715.60	8735738.56
AP215004	BTSED10C102	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556729.86	8735845.02
AP215005	BTSED01C101	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556207.97	8736191.95
AP215006	BTSED01C101	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556166.51	8736192.47
AP215007	BTSED01C101	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556126.91	8736191.32
AP215008	BTSED01C102	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556172.28	8736185.38
AP215009	BTSED01C102	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556173.01	8736103.77
AP215010	BTSED01C102	PP	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556169.67	8736063.53
AP215011	BTSED01C103	PP	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556180.41	8736218.98
AP215012	BTSED01C104	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556260.39	8736163.77
AP215013	BTSED01C201	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556330.22	8736177.25
AP215014	BTSED01C201	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556332.31	8736122.18
AP215015	BTSED01C201	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556272.19	8736116.76
AP215016	BTSED01C201	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556196.28	8736121.09
AP215017	BTSED01C201	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556108.25	8736124.68
AP215018	BTSED01C202	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556352.68	8736107.88
AP215019	BTSED01C202	PP	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556422.49	8736105.54
AP215020	BTSED01C202	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556494.81	8736102.31
AP215021	BTSED01C203	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556458.98	8736132.68
AP215022	BTSED01C204	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556322.46	8736045.90
AP215023	BTSED01C301	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556379.86	8736178.93
AP215024	BTSED01C301	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556420.44	8736175.65
AP215025	BTSED01C301	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556454.25	8736173.05
AP215026	BTSED01C301	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556476.50	8736171.57
AP215027	BTSED01C302	PS	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556412.75	8736208.51
AP215028	BTSED01C303	PP	LU07002	B	D	E	01/12/2000	556411.54	8736142.60

La empresa Edelsa cuenta con 1623 usuarios al 2018, como se visualiza en la Tabla 15, donde detalla el código de acometida único, el tramo de baja tensión asociada, propiedad de la instalación, estado de la acometida y la fecha de puesta en servicio.

Tabla 15
Acometida

C	Tip	Tram	Propiedad	Estado	Fec
Acometida	Inst	BTAsoc		Acomet	PServ.
2	A	BTSED02C204	D	E	17/05/2017
3	A	BTSED02C204	D	E	14/08/2017
4	A	BTSED01C201	D	E	2/12/2016
6	A	BTSED02C101	D	E	30/04/2010
8	A	BTSED02C104	D	E	30/04/2010
9	A	BTSED02C110	D	E	23/10/2012
10	A	BTSED02C102	D	E	10/09/2012
11	A	BTSED02C102	D	E	1/01/2013
12	A	BTSED01C104	D	E	28/03/2017
13	A	BTSED01C102	D	E	2/12/2016
14	A	BTSED02C104	D	E	30/04/2010
15	A	BTSED02C110	D	E	2/06/2017
16	A	BTSED01C405	D	E	2/12/2016
17	A	BTSED01C404	D	E	2/12/2016
18	A	BTSED01C201	D	E	2/12/2016
20	A	BTSED02C104	D	E	2/06/2012
22	A	BTSED06C104	D	E	27/01/2017
23	A	BTSED01C105	D	E	2/12/2016
24	A	BTSED02C102	D	E	18/11/2015
25	A	BTSED01C102	D	E	2/12/2016
26	A	BTSED01C101	D	E	2/12/2016
27	A	BTSED02C204	D	E	27/05/2016
28	A	BTSED01C105	D	E	28/01/2017
29	A	BTSED01C411	D	E	2/12/2016
30	A	BTSED02C108	D	E	28/03/2017
33	A	BTSED01C201	D	E	2/12/2016
36	A	BTSED02C101	D	E	27/05/2016
37	A	BTSED02C104	D	E	2/06/2017
38	A	BTSED01C303	D	E	2/12/2016
39	A	BTSED01C405	D	E	2/12/2016

A partir de la Tabla N. 44 según la Guía VNR pertenece a la información de instalaciones adaptadas, en dicho proceso se utilizó criterios de adaptación como la zona de ambiente corrosiva, por ende, en la adaptación para la red de MT y BT, el departamento de Junín no se encuentra en una zona geográfica de tipo ambiente corrosiva y por ello se mantiene la infraestructura de las redes. En la elaboración de la tabla de adaptación para equipos de seccionamiento y protección ya mencionado en la Tabla 4 de la investigación se mantiene el equipo reconector reportado, como también los bancos de condensadores.

En la adaptación de subestaciones de distribución se calculó con la Ecuación 2 ya mencionada en las bases teóricas que es la siguiente:

$$KVA_{Adaptado}^{SED001} = \frac{73.67}{(0.9 * 0.9)} = 90.95 \text{ KVA}$$

Cuya máxima demanda de cada una de las subestaciones es sustentada mediante el diagrama de carga con intervalos de 15 minutos en un día. En el cual según el KVA adaptado según la Tabla 3 mencionada en las bases teóricas, se opta por elegir la subestación adaptada que es monoposte o biposte, como se aprecia en la Tabla 16 los resultados calculados.

Tabla 16

Adaptación SED

SED	MaxDemSED	KVA ADAPTADO	(SE adaptada)
SED001	73.67	90.95	Biposte 3Ø
SED002	67.73	83.62	Biposte 3Ø
SED003	46.78	57.75	Monoposte 3Ø
SED004	29.04	35.85	Monoposte 3Ø
SED005	17.87	22.06	Monoposte 3Ø
SED006	32.08	39.6	Monoposte 3Ø
SED007	23.17	28.6	Monoposte 3Ø
SED008	6.24	7.7	Monoposte 3Ø
SED009	3.74	4.62	Monoposte 3Ø
SED010	11.66	14.4	Monoposte 3Ø
SED011	27.52	33.98	Monoposte 3Ø

La adaptación para equipos de alumbrado público se mantiene, ya que la empresa cuenta con la tecnología necesaria, donde sus instalaciones de alumbrado público son con lámparas de 70 W vapor de sodio, y cuyos pastorales reportados se mantienen. Con

respecto a la adaptación de las instalaciones no eléctricas, se realizó de acuerdo a la infraestructura, equipamiento y unidad de gestión considerando la estructura organizacional (Anexo 6).

C. Valorización de las instalaciones

Se prosiguió a la valorización mediante el software VNR GIS. En primer lugar, se trabajó con el VNR gis para buscar los costos totales de cada equipo, redes, subestaciones, entre otros, por código de acuerdo con la instalación existente y/o adaptada, como se aprecia en la Figura 17

Sector	Grupo	Subcomponente	Código VNR	Descripción	Tensión nominal	Código Secun	Costo de materi	Costo de stock	Costo Mano de O	Costo de transpor	Costo de supervisi	Costo total (\$)
3	2	A1	SM06504	S.E. AEREA MONOPOSTE 65 KVA (3F)	(G) 22.9 kV	(Y) 380/220 V	3294.88	224.38	233.68	195.23	820.67	4768.84
3	2	A1	SM06504	S.E. AEREA MONOPOSTE 65 KVA (3F)	(G) 22.9 kV	(L) 440/220 V	3124.42	212.77	233.68	195.23	782.83	4548.93
3	2	A1	SM06504	S.E. AEREA MONOPOSTE 65 KVA (3F)	(G) 22.9 kV	(X) 220 V	3124.42	212.77	233.68	195.23	782.83	4548.93
3	2	A1	SM06504	S.E. AEREA MONOPOSTE 65 KVA (3F)	(F) 13.2 kV	(X) 220 V	2770.37	188.66	233.68	195.23	704.22	4092.16
3	2	A1	SM06504	S.E. AEREA MONOPOSTE 65 KVA (3F)	(F) 13.2 kV	(Y) 380/220 V	2770.37	188.66	233.68	195.23	704.22	4092.16
3	2	A1	SM06504	S.E. AEREA MONOPOSTE 65 KVA (3F)	(F) 13.2 kV	(Z) 440/220 V	2770.37	188.66	233.68	195.23	704.22	4092.16

Figura 17. Costo total de SED Monoposte de 65 KVA. Tomado de “Software VNR gis”, por Osinergmin, 2017.

Obteniendo cada uno de estos costos totales se prosigue a calcular los costos estándares de inversión de cada instalación sea adaptado o existente, como se muestra en la Figura 18 de las subestaciones existentes, que detalla los costos directos e indirectos, donde el costo total de las subestaciones es de \$ 93246.37 dólares (Anexo 7).

"FORMATO VÁLIDO PARA REPORTAR INFORMACIÓN A OSINERGMIN"						
COSTOS DE INVERSIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN (EDELSA)						
COD - VNR :						
DESCRIPCIÓN :	SUBESTACIONES	CÓDIGO DE EMPRESA:	215			
TENSIÓN :	22.9/0.38-0.22 KV.	NOMBRE EMPRESA:	EDELSA			
TIPO SOPORTE	C (ESTRUCTURA DE CONCRETO)	SECTOR TIPICO:	SECTOR TIPICO 3			
		Fecha:	28/05/2019			
SUBCOMPONENTE	DESCRIPCIÓN DEL ARMADO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US\$/km			
			A	B	C	D
			Material	Costo de Sto	Mano de Obra	Transporte y equipo
A2	S.E. AEREA BIPOSTE 125 kVA (3F)	1	7296.32	496.88	324.29	313.19
A2	S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	1	8006.44	545.24	324.29	313.19
A2	S.E. AEREA BIPOSTE 150 kVA (3F)	1	8091.44	551.03	324.29	313.19
A2	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	1	6410.59	436.56	324.29	313.19
A2	S.E. AEREA BIPOSTE 40 kVA (3F)	1	4396.25	299.39	306.74	291.91
A2	S.E. AEREA BIPOSTE 50 kVA (3F)	4	4714.3	321.04	306.74	291.91
A2	S.E. AEREA BIPOSTE 200 kVA (3F)	1	9906.63	674.64	324.29	313.19
A1	S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	1	3124.42	212.77	233.68	195.23
			66089.29	4500.67	3388.83	3220.73
E	COSTO DE OBRA	77199.52				
F	COSTO INGENIERIA DEL PROYECTO Y RECEPCION	8623.19				
G	COSTO GASTOS GENERALES	5149.36				
H	SUB TOTAL 2	90972.07				
I	COSTO INTERES INTERCALARIO	2274.3				
J	COSTO TOTAL	93246.37				

Figura 18 Valorización de SED existentes VNR GIS.

Para la comprobación de resultados de la valorización de las instalaciones adaptadas de MT, SED y BT se valorizó mediante el SICODI, como se puede apreciar en la Tabla 17, donde tiene un costo de \$ 365746.582 dólares (Anexo 7).

Tabla 17
Costos de inversión adaptado en el SICODI

RESUMEN DE LOS COSTOS ESTÁNDARES DE INVERSIÓN ADAPTADO (VALORIZACIÓN) SICODI											
COSTOS DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ADAPTADO						COSTO DIRECTO					
ITEM	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTO MAT	COSTO STOCK	COSTO MO	COSTO TRANS	COSTO OBRA	COSTO GASTOS GNRAL	COSTO INGENIERIA	COSTO INTERCALA RIO	COSTO INDIRECTO	TOTAL
1	COSTOS DE RED PRIMARIA	20 004.29	1 362.37	9 473.58	5 222.38	36 062.62	2 405.46	4 028.20	1 062.40	7 496.07	43558.6847
2	COSTOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO	21 611.48	1 471.71	858.38	350.64	24 292.21	1 620.34	2 713.43	715.65	5 049.42	29341.63
3	COSTOS DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION ELECTRICA	33 986.66	2 314.51	2 734.15	2 489.30	41 524.62	2 769.77	4 638.31	1 223.31	8 631.39	50156.01
4	COSTOS DE RED SECUNDARIA SERVICIO PARTICULAR	94 698.79	6 449.07	45 836.60	24 920.18	171 904.64	11 466.44	19 201.65	5 064.25	35 732.34	207636.977
5	COSTOS DE RED SECUNDARIA ALUMBRADO PUBLICO	22 884.72	1 559.16	1 627.32	1 888.60	27 959.80	1 865.88	3 124.00	823.60	5 813.48	33773.28
6	COSTOS DE EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PUBLICO	666.60	45.40	347.70		1 059.70	70.70	118.40	31.20	220.30	1280
TOTAL		193852.535	13202.22	60877.7363	34871.099	302803.591	20198.5892	33823.9921	8920.41	62942.9913	365746.582

Con respecto a la valorización en el VNR GIS tiene un costo de \$ 371415.439 dólares, como se puede apreciar en la Tabla 18, siendo mayor con respecto al SICODI. El *software* VNR GIS cuenta con los costos estándares de inversión actualizados, ya que este *software* es proporcionado por Osinergmin a todas las empresas concesionarias mediante una cuenta única por empresa, es por ello que se utiliza para la valorización de las instalaciones eléctricas de Edelsa.


Tabla 18
 Costos de inversión adaptadas en el VNR GIS

RESUMEN DE LOS COSTOS ESTÁNDARES DE INVERSIÓN ADAPTADO (VALORIZACIÓN)											
COSTOS DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ADAPTADO						COSTO DIRECTO					
ITEM	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTO MAT	COSTO STOCK	COSTO MO	COSTO TRANS	COSTO OBRA	COSTO INGENIERIA	COSTO GASTOS GNRAL	COSTO INTERCALA RIO	COSTO INDIRECTO	TOTAL
1	COSTOS DE MEDIA TENSIÓN	22695.8735	1545.63896	9473.58408	5075.23384	38790.3304	4332.88	2587.39	1142.77	8063.04	46853.3704
2	COSTOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO	19966.7	1359.72	757.18	300.56	22384.16	2500.31	1493.07	659.44	4652.82	27036.98
3	COSTOS DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION ELECTRICA	34496	2349.21	2734.15	2362.17	41941.53	4684.87	2797.58	1235.6	8718.05	50659.58
4	COSTOS DE RED SECUNDARIA SERVICIO PARTICULAR	97184.9283	6618.1958	47255.2997	24363.9146	175422.338	19594.68	11701.02	5167.95	36463.65	211885.988
5	COSTOS DE RED SECUNDARIA ALUMBRADO PUBLICO	22884.72	1559.16	1627.32	1828.96	27900.16	3116.45	1861	821.94	5799.39	33699.55
6	COSTOS DE EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PUBLICO	666.6	45.4	347.7	0	1059.7	118.37	70.68	31.22	220.27	1279.97
TOTAL		197894.822	13477.3248	62195.2338	33930.8384	307498.219	34347.56	20510.74	9058.92	63917.22	371415.439

Luego de valorizada las instalaciones eléctricas y no eléctricas, las adaptadas mediante el VNR GIS, se calcula el VNR total de la empresa, en donde Osinergmin solo reconoce el VNR adaptado. En la Tabla 19 se muestra el resumen del VNR adaptado de la empresa Edelsa al 2018 donde tiene un valor de \$ 561.53 miles de dólares y en la existente un valor de \$ 568.98 miles de dólares (Anexo 8).

Tabla 19

VNR adaptado Edelsa

 VNR EDELSA 2018						
EDSA						
Edelsa						
					CONSOLIDADO	
					METRADO ADAPTADO	
					COSTO ESTANDAR	
ITEM	Descripción del Armado		UINDAD	CANTIDAD	COSTO (US \$/unidad)	sub total (miles de US\$)
1 MEDIA TENSIÓN						
A RED ÁREA						
	A1	Red Aérea	km	4.804	9752.99	46.85
					Total	46.85
C EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO						
	C3	Reconectores	ud	1	17596.08	17.6
	C4	OTROS	ud	3	3146.97	9.44
					Total	27.04
TOTAL MT						73.89
2 SUBESTACIONES						
A SUBESTACIONES AÉREA DE DISTRIBUCIÓN MT/BT						
	A1	SED Monoposte	ud	9	3670.77	33.04
	A2	SED Biposte	ud	2	8811.76	17.62
					Total	50.66
TOTAL SED						50.66
3 BAJA TENSIÓN						
A RED ÁREA						
	A1.1	Servicio Particular	km	22.43	7064.6	158.46
	A2	AP-sobre estructura de SP	km	22.43	2381.96	53.43
	A4	Equipos de AP	ud	284	118.65	33.7
	A5	Equipos de control de AP	ud	10	128	1.28
					Total	246.87
TOTAL BT						246.87
4 INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS						
A TERRENOS Y EDIFICIOS						
	A	Terrenos	m2	432	150	64.8
	B	Edificios , construcciones	m2	392.78	200	78.56
					Total	143.36
B EQUIPOS DE INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS						
	C	Vehículos de Transporte y carga	ud	2	1835	3.67
	D	EQUIPOS DE almacén, medición y/o control, maestranza	ud	8	3312.53	26.5
	E	Equipos de comunicación	ud	9	100	0.9
	F	Equipos de oficina	ud	8	360	2.88
	G	Equipamiento de tecnología e informacion	ud	8	1600	12.8
					Total	46.75
TOTAL DE INSTALACIONES NO ELECTRICAS						190.11
					Total	561.53

Para el cálculo del VAD y sus principales variables se tomó como referencia de la empresa modelo eficiente “Electro Tocache” designada por Osinergmin para las empresas con usuarios menores a 50000, de donde se recabo información.

Se analizó los COyM (costos de operación y mantenimiento) de acuerdo con los costos técnicos lo cuales involucran los materiales o ferretería, el personal encargado a OyM, servicios a terceros y otros. Así mismo, los costos en comercialización tales como gestión y operación comercial y costos aso.

Tabla 20 Asignación de COyM

ZConcepto	Costos de OyM Técnicos					Comercialización				
	Distri b	Distri b	Distri b	Alumb Públic o	TOTA L	Gest Comer c	Oper Comer c	Costo asocia- do al usuario	TOTA L	
	MT	BT	SED							
Costos Directos										
1	Materiales	13.26	18.35	6.12	28.70	66.43	0.59	1.62	34.98	37.20
2	Supervisión directa	24.43	35.94	11.98	10.64	82.99	2.38	2.38	19.05	23.82
3	Personal propio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.08	2.45	0.00	24.54
4	Servicio de terceros	78.25	53.34	17.78	83.72	233.08	5.35	14.58	139.92	159.85
5	Cargas diversas y otros	3.66	5.39	1.80	1.60	12.45	3.67	0.73	2.86	7.25
6	Total	119.60	113.02	37.67	124.66	394.96	34.08	21.76	196.81	252.65
Costos indirectos (actividades de apoyo)										
1	Personal	21.79	20.59	6.86	22.72	71.97	6.21	3.96	0.00	10.17
2	Materiales	8.19	7.74	2.58	8.54	27.05	2.33	1.49	0.00	3.82
3	Servicio de terceros	2.98	2.82	0.94	3.11	9.84	0.85	0.54	0.00	1.39
4	Aporte organismo regulador	9.08	8.58	2.86	9.47	30.00				
5	Costo capital de trabajo	0.08	0.07	0.02	0.08	0.26				
6	Total	42.13	39.81	13.27	43.91	139.12	9.39	6.00	0.00	15.39
Asignación de costo de gestión comercial										
1	Materiales	0.86	1.27	0.42	0.38	2.93				
2	Supervisión directa	0.70	1.03	0.34	0.31	2.38				
3	Personal propio	8.33	12.25	4.08	3.63	28.29				
4	Servicio de terceros	1.83	2.69	0.90	0.80	6.20				
5	Cargas diversas y otros	1.08	1.59	0.53	0.47	3.67				
6	Total	12.80	18.83	6.28	5.58	43.47				
Asignación de costo de operación comercial										
1	Materiales	0.92	1.35	0.45	0.40	3.11				
2	Supervisión directa	0.70	1.03	0.34	0.31	2.38				
3	Personal propio	1.89	2.78	0.93	0.82	6.42				
4	Servicio de terceros	4.45	6.55	2.18	1.94	15.12				
5	Cargas diversas y otros	0.21	0.31	0.10	0.09	0.73				
6	Total	8.17	12.02	4.01	3.56	27.76				
Costos totales de OyM		182.70	183.68	61.23	177.71	605.31	Costos totales asociado al usuario		196.81	

En la Figura 19 se muestra la fijación del VAD 2018-2022 con datos del año 2017, de la empresa Electro Tocache del sector típico 3, el cual se analizó para hacer uso y determinar los cálculos del VAD de Edelsa con datos del año 2018.

Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo			
		VADMT	VADBT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	2 341	5 612	778				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	291	697	97				
Costo Anual de OyM	miles US\$	183	423	61	195	1	1	0
Total Costo Anual	miles US\$	473	1 119	158	195	1	1	0
Demanda	kW	5 022	3 398	3 398				
Número de clientes	unidad				15 999	19	15	1
VAD Inversión	US\$/kW-mes	4.577	16.210	2.249				
VAD OyM	US\$/kW-mes	3.032	10.363	1.501				
VAD	US\$/kW-mes	7.609	26.573	3.750				
Cargo Fijo	US\$/cliente-mes				1.017	3.539	3.789	1.033

Tipo de Cambio	(S./US\$)	3.245	31/12/2017
----------------	-----------	-------	------------

Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo			
		VADMT	VADBT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles S/.	7 597	18 210	2 526				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles S/.	943	2 261	314				
Costo Anual de OyM	miles S/.	593	1 371	199	634	3	2	0
Total Costo Anual	miles S/.	1 536	3 632	512	634	3	2	0
Demanda	kW	5 022	3 398	3 398				
Número de clientes	unidad				15 999	19	15	1
VAD Inversión	S./kW-mes	14.852	52.601	7.298				
VAD OyM	S./kW-mes	9.839	33.628	4.871				
VAD	S./kW-mes	24.691	86.229	12.169				
Cargo Fijo	S./cliente-mes				3.300	11.484	12.295	3.352
VAD Inversión	S./kW-mes	14.852	52.601	7.298				
VAD OyM	S./kW-mes	9.839	33.628	4.871				
VAD	S./kW-mes	24.691	86.229	12.169				
Cargo Fijo	S./mes				3.300	11.484	12.295	3.352

Figura 19. Modelo de fijación 2018-2022, sector típico 3. Tomado de "Osinermin", 2018, Lima-Perú. Disponible de <http://www.osinermin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/pliegos-tarifarios>

Una vez obtenido el valor del VNR adaptado de las instalaciones eléctricas como MT, BT, SED y las instalaciones no eléctricas, como también el análisis de COYM, y los registros de máxima demanda se prosiguieron a determinar el costo anual de inversión (anualidad del VNR), VAD MT, VAD SED y VAD BT de acuerdo a la fijación 2018-2022 establecida por Osinermin, se analizó que el valor de la anualidad del VNR representa un porcentaje de 12.41% del VNR en cada instalación. Por tanto, los datos de la máxima

demanda en MT fueron de 292.72 kw y para BT, SED la demanda fue 73.67 kw como se aprecia en la Tabla 21 (ANEXO 9).

Tabla 20
Variables del VAD

Descripción	Unidad	VADMT	VADBT	SED MT/BT
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	112	450	77
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	14	56	10
Costo Anual de OyM	miles US\$	4	16	3
Total Costo Anual	miles US\$	18	72	12
Demanda	kw	293	74	74

4.1.2. Resultados del tratamiento

En la Figura 20 detalla el VNR adaptado del año 2018 de la empresa Edelsa, en donde su VNR asciende a un monto de \$ 561.53 miles de dólares (miles US\$) respecto al año 2017, cabe mencionar que el VNR existente total del 2018 tiene un monto de \$ 568.98 miles de dólares (miles US\$).

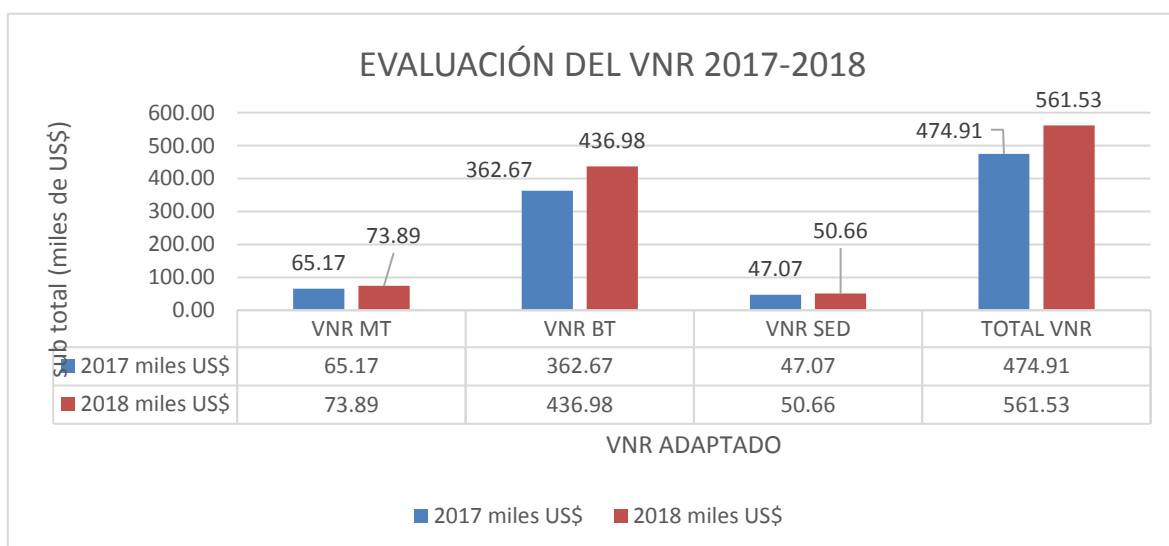


Figura 20. Evaluación del VNR 2017-2018

La valorización de redes de media tensión adaptada cuyo monto asciende a un valor de 249.68 miles de soles (miles S/.) al año 2018, en donde involucra las instalaciones de

red aérea en MT, equipos de protección y seccionamiento, lo que permite calcular valores de la anualidad del VNR, costo anual de operación y mantenimiento para la fijación del valor agregado de distribución en MT, el cual recaba un monto de S/.16.527 kw-mes, como se detalla en la Tabla 22.

Tabla 21

Resultado en media tensión

Media tensión	Unidad	Total
Red aérea	Miles s/.	158.31
Equipos de protección y seccionamiento	Miles s/.	91.37
Total media tensión adaptada	Miles s/.	249.68
VNR	Miles s/.	377
Costo anual de inversión (AVNR)	Miles s/.	47
Costo anual de OyM	Miles s/.	14
Total costo anual	Miles s/.	60
Demanda	kw	293
Tipo de cambio	(s/./us\$)	3.379
Vad inversión	S/./kw-mes	12.658
Vad oym	S/./kw-mes	3.869
Vad	S/./kw-mes	16.527

En la Tabla 23 detalla la valorización en redes de baja tensión adaptada que involucra las instalaciones no eléctricas, la suma de ambas tiene un valor de 992.14 miles de soles (miles de soles), en la cual la demanda utilizada es de 74 kw, asimismo el VAD BT calculado tiene un monto de S/. 264.31 kw-mes.

Tabla 22

Resultados en baja tensión

Baja tensión	Unidad	Total
Red aérea	Miles s/.	834.17
Instalaciones no eléctricas	Miles s/.	642.38
Total baja tensión adaptada	Miles s/.	1476.55
Vnr	Miles s/.	1 520
Costo anual de inversión (AVNR)	Miles s/.	189
Costo anual de OyM	Miles s/.	55
Total costo anual	Miles s/.	243
Demanda	Kw	74
Tipo de cambio	(s./us\$)	3.379
Vad inversión	S./kw-mes	202.531
Vad OyM	S./kw-mes	61.9
Vad	S./kw-mes	264.431

Por subsecuente, la valorización de las subestaciones de distribución adaptadas se obtuvo de acuerdo con la máxima demanda de cada subestación como se aprecia en la Tabla 24, en donde se determinó que nueve subestaciones deben estar instaladas en estructura monoposte y dos de ellas en estructura biposte, la cual se valorizó en 171.18 miles de soles (miles S/.). En consecuencia, el valor obtenido del cálculo del VAD SED acorde a los valores de sus constantes tiene un monto de S/. 45.025 kw-mes.

Tabla 23

Resultados de las SED

Subestaciones	Unidad	Total
Subestaciones de distribución MT/BT	Miles s/.	171.18
Total sed adaptada	Miles s/.	171.18
Valor nuevo de reemplazo	Miles s/.	259
Costo anual de inversión (AVNR)	Miles s/.	32
Costo anual de oym	Miles s/.	9
Total costo anual	Miles s/.	41
Demanda	Kw	74
Tipo de cambio	(s./us\$)	3.379
Vad inversión	S./kw-mes	34.486
Vad oym	S./kw-mes	10.539
Vad	S./kw-mes	45.025

En la Tabla 25 se aprecia la matriz de datos de la empresa modelo, datos de la empresa Edelsa de la fijación del 2017 y del 2018, el cual se utilizó para la prueba estadística para constatar la influencia de las variables del VAD, los cuales son la anualidad del VNR, COyM, y máxima demanda.

Tabla 24

Matriz de datos

Empresa	AVNR (miles s/.)	Coym (miles s/.)	Maxdem	Vad
Tocache	3 575	2 162	8 420	124.14
Edelsa 2017	218	81	346	356.02
Edelsa 2018	268	79	366	408.70

4.2. Prueba de Hipótesis

Para la prueba de hipótesis se utilizó el SPSS, el cual muestra resultados acordes a la matriz de datos, como se observa en la Tabla 26 los estadísticos descriptivos, el cual hace una comparación de medias y desviación estándar de cada una de las variables.

Tabla 25

Estadísticos descriptivos

	Media	Desviación estándar	N
VAD	296,2867	151,39238	3
@VNR	1353,6667	1923,89353	3
COYM	818,6667	1163,45749	3
MaxDem	3044,0000	4655,76331	3

Nota: Reporte de SPSS. Tomado de "IBM SPSS Statistics 23", por IBM, 9 de abril de 2019.

Contrastación de la hipótesis general

Paso 1: Formulación de la hipótesis nula y alterna

La tesis postula que la evaluación del valor nuevo de reemplazo (VNR) 2018 del sistema de distribución eléctrica de Edelsa, influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).

Partiendo de la hipótesis general se plantea la hipótesis nula e hipótesis alterna:

H_0 = La evaluación del valor nuevo de reemplazo (VNR) 2018 del sistema de distribución eléctrica de Edelsa no influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).

H_a = La evaluación del valor nuevo de reemplazo (VNR) 2018 del sistema de distribución eléctrica de Edelsa, influye de manera positiva en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).

Paso 2: Determinación del nivel de significancia

El nivel de significancia es de $\alpha=0.05$, teniendo en cuenta la decisión respecto a la hipótesis nula, que cuando es rechazada, pero es cierta se comete el error tipo I.

Paso 3: Determinación del estadístico de prueba

El estadístico de prueba es el F de Fisher.

Paso 4: Estimación del p-valor

En la Tabla 27 se aprecia el estadístico de prueba y de $p=0.00$ valor calculado por el SPSS para la hipótesis general.

Tabla 26

Cálculo estadístico de prueba y de p valor para la hipótesis general

Anova ^a						
Modelo		Suma de cuadrados	Gl	Media cuadrática	F	Sig.
1	Regresión	45839,303	2	22919,652	.	. ^b
	Residuo	,000	0	.	.	.
	Total	45839,303	2	.	.	.

A. Variable dependiente: vad

B. Predictores: (constante), maxdem, @vnr

Nota: Reporte de SPSS. Tomado de "IBM SPSS Statistics 23", por IBM, 9 de abril de 2019.

Paso 5: Toma de decisión

Para la toma de decisión estadística se determinó como regla de decisión el propuesto por el ritual de significación de estadística Iraurgi I. (27); donde menciona que se rechaza la hipótesis nula H_0 si el valor p es menor que o igual al nivel de significancia α , como $p=0.00 < \alpha=0.05$ se rechaza la hipótesis nula, es decir, La evaluación del valor nuevo de reemplazo (VNR) 2018 del sistema de distribución eléctrica de Edelsa, influye de manera positiva en la determinación de tarifas eléctricas (VAD). Dicha influencia calculada a través tabla 26, donde se puede observar cada uno de los indicadores ejerce tiene una influencia en particular con el nivel de significancia y con la variable dependiente, cuya ecuación lineal está representada por $VAD=1.278a-0.56b+271.38$, de acuerdo con los resultados obtenidos que arroja el SPSS como se detalla en la Tabla 28.

Tabla 27

Coefficientes de estudio

Modelo	Coeficientes no estandarizados		Coeficientes estandarizados	t	Sig.
	B	Error estándar	Beta		
1 (Constante)	271,238	,000		.	.
@VNR	1,278	,000	16,235	.	.
MaxDem	-,560	,000	-17,219	.	.

a. Variable dependiente: VAD

Nota: Reporte de SPSS. Tomado de "IBM SPSS Statistics 23", por IBM, 9 de abril de 2019.

4.3. Discusión de Resultados

La investigación presenta resultados para el cumplimiento de los objetivos de estudio dando solución al problema general y como se relaciona con los antecedentes. Luego de obtener los resultados, la investigación concluyó que la evaluación del valor nuevo de reemplazo (VNR) 2018 del sistema de distribución eléctrica de Edelsa influye de manera positiva en la determinación de tarifas eléctricas (VAD). Acorde al trabajo en campo con el GPS de las instalaciones eléctricas y no eléctricas, para luego ser valorizado según la guía del VNR, y con respecto a la determinación del VAD se utilizó los términos de referencia del VAD, asimismo la hipótesis del estudio se comprobó mediante el estadístico de prueba f de Fisher que tiene una distribución de probabilidad continua el cual se acopla a la investigación realizada.

La tesis sostiene una evaluación del VNR acorde al marco regulatorio peruano, el cual las instalaciones eléctricas de la empresa Edelsa son valorizadas mediante la guía del VNR. Concordante con lo que afirma Parra A. en su tesis que las valorizaciones del sistema de transmisión con respecto al marco regulatorio tales como el sistema económicamente adaptada y el VNR se elaboran módulos o modelos eficientes para ser reconocidos por Osinergmin. Además, señala que las valorizaciones pueden cambiar o variar en cada proceso regulatorio, debido a que corre un riesgo de que una parte o toda la instalación no sea valorizada por quedar excluida del SEA (vencimiento de la vida útil de las instalaciones).

Relacionando el marco regulatorio peruano Arguello en su informe mencionó que en Chile el VNR afecta en el cálculo del VAD, debido a que el VNR es primordial para el cálculo de las tarifas por dos motivos esenciales; primero porque este valor forma parte del

VAD (valorización de las instalaciones a nivel general de la empresa distribuidora) y segundo porque permite calcular la rentabilidad de dicha empresa distribuidora que se encuentra entre 6%-14% según una tarifa preliminar dispuesta por la Comisión Nacional de Energía, sea el caso peruano se realiza de igual forma con el ente supervisor Osinergmin, en donde el TIR tiene un rango entre el 8%-16%.

Evans y Tapia mencionaron que las empresas concesionarias de acuerdo con la Ley General de Servicios Eléctrico de Chile deben presentar un VNR de sus instalaciones eléctricas a la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustible) cada cuatro años para la determinación de las tarifas eléctricas, el VNR es analizado o evaluado en países latinos de manera similar el cual es imprescindible mencionar ya que cada país emplea su propia política y evaluación de cálculo.

Por otro lado Alonso mencionó que el horizonte que trabajan en España es de 30 años, concluyó que se debería reducir a 10 años debido a que la red está en evolución y sería un cálculo más razonable, así mismo menciona que para hacer cálculos o evaluaciones los costos de operación y mantenimiento estos no varían sustancialmente de un periodo a otro, lo cual es razonable debido a que manejan VNR real y eficientes, en el caso nuestro Edelsa es una empresa pequeña y la rentabilidad no es buena, así como menciona en la tesis que el VNR se comporta bien en escenarios económicos estables, sectores eléctricos prudentes y pérdidas controladas.

Para la fijación del VAD en el Perú, se realiza mediante los sectores típicos, así como en países latinos tales como en Chile, donde Pérez M. menciona que en el proceso regulatorio de Chile manejan seis sectores típicos, donde realizó un análisis de los componentes del VAD por parte de los consultores del CNE y de la propia empresa distribuidora, dando como resultado que en el cálculo del VNR en ambas existe una diferencia de valores, sea el caso en el sector típico tres mostrando una diferencia de 37.67% entre ambos consultores y en COyM una diferencia de 137%, el cual concluyó que los valores de los componentes del VAD por parte del consultor de la distribuidora son superiores o mayores que la del consultor del CNE. Para todo ello una solución óptima sería una mejor elaboración de información y base de datos de tablas ya que estas deben contar con un exhaustivo detalle y la realidad de sus instalaciones.

Por otro lado, Sanhueza desarrolla técnicas estadísticas para obtener una mejor eficiencia en el VAD y fijar costos para las concesionarias o distribución, donde de acuerdo a este modelo aplicado en las empresas de Chile deja como resultado que el 57.2% de las empresas concesionarias son eficientes y el 43.8% son ineficientes, ya que tienen un menor tamaño, por ello se reafirma en el caso peruano las empresas menores de 50000

usuarios técnicamente no son eficientes y, por ello, no tienen una buena rentabilidad, por tal motivo se les agrupa.

CONCLUSIONES

1. En cuanto a la hipótesis general, la evidencia empírica indica con un nivel de significancia de $p=0.00$; la evaluación del VNR 2018 del sistema de distribución eléctrica de Edelsa influye de manera positiva en la determinación de tarifas eléctricas, cuya ecuación lineal está representada por $VAD=1.278a-0.56b+271.38$. Donde el valor del VNR existente fue de \$ 568.98 miles de dólares (miles US\$), en consecuencia, el cálculo del VNR adaptado tiene un monto de \$ 561.53 miles de dólares (miles US\$). Debido a ello refleja un incremento de \$ 86.62 miles de dólares (miles US\$) entre los años evaluados, donde dicho resultado beneficia a la empresa, debido a que se realizó una nueva valorización de sus instalaciones al 2018. En caso de los usuarios el cálculo final de la tarifa eléctrica se incrementa, debido a que la empresa realizó implementaciones y mejoras en sus instalaciones para brindar una mejor calidad y confiabilidad del servicio eléctrico.
2. La valorización de redes de media tensión influye de manera positiva en la determinación de tarifas eléctricas (VAD), cuyo monto es de \$ 73.89 miles de dólares (249.68 miles S/.) al año 2018 en donde involucra las instalaciones de red aérea en MT, equipos de protección y seccionamiento. Dado ello se obtuvo que el VAD para el año 2018 en relación al VNR fue de S/.16.527 kw-mes.
3. La valorización de redes de baja tensión influye de manera positiva en la determinación de tarifas eléctricas (VAD) que involucra las instalaciones no eléctricas, la suma de ambas tiene un valor de \$ 436.98 miles de dólares (992.14 miles S/.), en la cual la demanda utilizada es de 74 kw. Dado ello se obtuvo que el VAD para el año 2018 en BT en relación al VNR fue de S/. 264.31 kw-mes.
4. La valorización de subestaciones influye de manera positiva en la determinación de tarifas eléctricas (VAD) cuyo monto es de \$ 50.66 miles de dólares (171.18 miles S/.) al año 2018. En consecuencia, se obtuvo que el VAD para el año 2018 en subestaciones en relación al VNR fue de S/. 45.025 kw-mes.

RECOMENDACIONES

1. Al momento de la elaboración del VNR de una empresa distribuidora, el consultor debe verificar al detalle, y así no tener demasiadas diferencias con el consultor del ente regulador (Osinergmin), así mismo para quienes realizan estos estudios, se debe efectuar con seriedad, para que no produzcan errores y mala información, por más mínimo que sea.
2. Para que una empresa sea eficiente y para que demande una tarifa menor hacia el usuario final es necesario que todas las empresas distribuidoras optimicen sus recursos, sea el caso de la cantidad del personal, mejor labor por parte del consultor, control de pérdidas, entre otras.
3. Es de suma importancia que las empresas concesionarias cuenten con la información necesaria para realizar un estudio de esta magnitud, evitando errores y pérdidas de tiempo.
4. Para realizar las valorizaciones de cualquier objeto de estudio, es imprescindible contar por los menos con dos *softwares* (SICODI, VNR GIS) donde deben estar actualizados, para poder validar y contrastar la veracidad de este.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. OSINERGMIN. Resolución 157-2018. 2018. P. 2017–2019.15 de octubre de 2018. <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>.
2. CORNEJO, A. Tarifas de distribución en el mercado eléctrico peruano. Universidad Nacional de Ingeniería, Informe de suficiencia (Título Profesional de Ingeniero Electricista). Lima, Perú, 2006.
3. PARRA, A. Valorización estándar de sistemas de transmisión. Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú 2005. Tesis (Título de Ingeniero Electricista)
4. ARGUELLO, S. El valor nuevo de reemplazo en el cálculo de las tarifas de distribución eléctricas. Chile, 2019. Informe (Título de Ingeniería Eléctrica)
5. PÉREZ, M. Análisis comparativo de los estudios de valores agregados de distribución. Universidad de Chile, 2011. Tesis (Título de Ingeniero Civil Electricista).
6. EVANS, E. Análisis del sistema tarifario de la distribución de energía eléctrica. la fijación del valor nuevo de reemplazo (VNR). Vol. 21, p. 447–461. 1994.
7. VERGARA, A. Naturaleza jurídica y atribuciones de la comisión pericial que determina el monto del VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) de las instalaciones de distribución eléctrica. *Revista de Derecho Administrativo Económico*. P. 429–436. 4.12. 2000.
8. TAPIA, J. La incorporación de los derechos en la determinación del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones eléctricas. 2005. P. 149–174.
9. SEPÚLVEDA, R. Subsidios cruzados en el pago del valor agregado de distribución en el área típica n.1. Universidad de Chile, Tesis (Magister en Economía Aplicada). 2016.
10. MARINARO, J. Tarifa de energía eléctrica para la ciudad de La Paz. Universidad Mayor de San Andrés. Tesis (Título de Licenciado en Ciencias Económicas y Financieras). 1995
11. SANHUEZA, R. Fronteras de eficiencia, metodología para la determinación del valor agregado de distribución. Pontificia Universidad Católica de Chile. Tesis (Doctor en Ciencias de la Ingeniería). 2003
12. ALONSO, G. Determinación del VAD para una empresa eficiente. paso de una red real a una red eficiente. Universidad Pontificia Comillas. Tesis (Máster en Gestión Técnico y Económica en el Sector Eléctrico). 2003.
13. MIRANDA, C. Selección de la tarifa eléctrica y control de la máxima demanda de potencia en clientes regulados. Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú.

- Informe de suficiencia (Título Profesional de Ingeniero Electricista). 2009.
14. OSINERGMIN. *Guía de Elaboración del VNR de las Instalaciones de Distribución Eléctrica*. Lima-Perú, 27 de diciembre de 2017. <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2017.aspx>.
 15. OSINERGMIN. Periodos de Tarifas. *Términos de REFERENCIA para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD)*. Lima-Perú, Noviembre de 2019. <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2018-2022>
 16. BONIFAZ, J. *Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y eficiencia*. Lima-Perú, Editorial Visual Service SRL, 2001. ISBN 9972804089.
 17. ALVAREZ, J. Impacto de la privatización del sector eléctrico en el Perú. Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú, Informe de suficiencia (Título Profesional de Ingeniero Economista). 2002.
 18. ELECTRICIDAD, S. Demanda Eléctrica. 30 de abril de 2017. Disponible de: http://www.sectorelectricidad.com/17597/carga-demanda-y-energia-electrica-conceptos-fundamentales-para-la-distribucion-de-electricidad/?fbclid=IwAR0xYQ-Ki_C6uquqJeoMc_bKdbn0ZIF5JyGgAhe0idWF8lJBvmDepzFnITU
 19. SEVILLA, A. Economipedia. 05 de mayo de 2018 Disponible de: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
 20. EDECAÑETE. *Estudio técnico económico conteniendo la propuesta de actualización de tarifas y compensaciones para el Sistema Secundario de Transmisión de EDECAÑETE S.A.* Cañete-Perú, 2006.
 21. HERNÁNDEZ, R., FERNÁNDEZ, C. and BAPTISTA, P. *Metodología de la investigación*. Cuarta edición. México, 2006. ISBN 9701057538.
 22. CALDUCH, R. *Métodos y técnicas de investigación en relaciones internacionales*. Universidad Complutense de Madrid.
 23. ESPINOZA, C. *Metodología de Investigación Tecnológica*. Segunda. Huancayo-Perú, 2014. ISBN 9786120016671.
 24. CABALLERO, Alejandro. *Innovaciones en las guías metodológicas para los planes y tesis de maestría y doctorado*. Segunda. Lima-Perú, 2009.
 25. CARRASCO, S. *Metodología de la Investigación Científica*. Primera. Lima-Perú, 2006. ISBN 9972-34-242-5.
 26. RAMIREZ, T. *Como hacer proyecto de investigación*. Venezuela-Caracas, 2010. ISBN 980-733903-2.
 27. IRAURGI, I. Evaluación de resultados clínicos I: Entre la significación estadística y

la relevancia clínica. *Norte de Salud Mental* [online]. 2009. Vol. 8, no. 33, p. 11.
Disponible de:
<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4830140%5Chttps://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4830140.pdf>

ANEXOS

4.3.1.1. Anexo N.1 Matriz de consistencia

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	METODOLOGIA
<p>General:</p> <p>¿De qué manera la evaluación del valor nuevo de reemplazo (V.N.R.) 2018 del sistema de distribución eléctrica de EDELSA influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD)?</p> <p>Específicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ ¿Cuál es la influencia de la valorización de redes de media tensión del sistema de distribución eléctrica de EDELSA 2018 en la determinación de tarifas eléctricas (VAD)? ➤ ¿Cuál es la influencia de la valorización de redes de baja tensión del sistema de distribución eléctrica de EDELSA 2018 en la determinación de tarifas eléctricas (VAD)? ➤ ¿Cuál es la influencia de la valorización de subestaciones del sistema de distribución eléctrica de EDELSA 2018 en la determinación de tarifas eléctricas (VAD)? 	<p>General:</p> <p>Determinar de qué manera la evaluación del valor nuevo de reemplazo (V.N.R.) 2018 del sistema de distribución eléctrica de EDELSA influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).</p> <p>Específicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Determinar de qué manera influye la valorización de redes de media tensión del sistema de distribución eléctrica de EDELSA 2018 en la determinación de tarifas eléctricas (VAD). ➤ Determinar de qué manera influye la valorización de redes de baja tensión del sistema de distribución eléctrica de EDELSA 2018 en la determinación de tarifas eléctricas (VAD). ➤ Determinar de qué manera influye la valorización de subestaciones del sistema de distribución eléctrica de EDELSA 2018 en la determinación de tarifas eléctricas (VAD). 	<p>General:</p> <p>La evaluación del valor nuevo de reemplazo (V.N.R.) 2018 del sistema de distribución eléctrica de EDELSA, influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD).</p> <p>Específicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ La valorización de redes de media tensión del sistema de distribución eléctrica de EDELSA 2018, influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD). ➤ La valorización de redes de baja tensión del sistema de distribución eléctrica de EDELSA 2018, influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD). ➤ La valorización de subestaciones del sistema de distribución eléctrica de EDELSA 2018, influye en la determinación de tarifas eléctricas (VAD). 	<p>Variable 1:</p> <p>VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (V.N.R.)</p> <p>Tipo: CUANTITATIVA</p> <p>Dimensiones:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Valorización de Redes de Media Tensión. ➤ Valorización de Redes de Baja tensión. ➤ Valorización de subestaciones. ➤ Valorización de instalaciones no eléctricas. <p>Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Soles ➤ Metrado <p>Variable 2:</p> <p>TARIFAS ELÉCTRICAS</p> <p>Tipo: CUANTITATIVA</p> <p>Dimensiones:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Anualidad del VNR. ➤ Costo de operación y mantenimiento anual. ➤ Máxima demanda del sistema eléctrica de EDELSA. ➤ Tasa interna de retomo (TIR). <p>Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Soles ➤ KW ➤ Porcentaje 	<p>MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN</p> <p>Método Descriptivo</p> <p>Se utiliza este método que se basa en la observación para describir el estado de la infraestructura de las instalaciones eléctricas de EDELSA del año 2018, y en consecuencia determinar la inversión de sus redes eléctricas (VNR).</p> <p>Tipo de la Investigación</p> <p>El tipo de Investigación es básica, cuyo propósito es ampliar el conocimiento científico a partir de la observación de los sucesos o fenómenos de la realidad, previa descripción del estado de la investigación.</p> <p>Nivel de la Investigación</p> <p>El nivel de esta investigación es correlacional, porque nos permite la adecuación e influencia de evaluación del valor nuevo de reemplazo 2018 en la determinación de tarifas eléctricas.</p> <p>DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN</p> <p>El estudio estuvo fundamentado en una investigación científica y de campo, no experimental y su diseño es correlacionales-causales.</p> <p>POBLACIÓN Y MUESTRA</p> <p>En la presente investigación la población y la muestra es la Empresa de Distribución y comercialización de electricidad de San Ramón S.A. (EDELSA)</p>

				<p>TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS</p> <p><u>Técnicas de la Investigación</u></p> <p>Para organizar la investigación se utilizó la técnica de investigación empírica, el cual permite la observación en contacto directo con el objeto de estudio, acumulando y sistematizando la información.</p> <p><u>Instrumentos de la Investigación</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Google Maps. • GPS. • Libreta de apuntes. • Cámara fotográfica. • Software AutoCAD. • Microsoft Excel. • Software VNR GIS.
--	--	--	--	---

4.3.1.2. Anexo N.2 Recolección de información

a) SED 01-Salva



b) SED 02-Parque



c) SED 03-Aserradero



d) SED 04-Bethel



e) SED 05-Teresa Otiniano



f) SED 06-Paraiso



g) SED 07-Playa de Oro



h) SED 08-Sectores Unidos



i) SED 09-Matencios



j) SED 10-Hermanos Ríos



k) SED 11-Olivos



4.3.1.3. Anexo N.3 Recolección de información

a) GPS Garmin



b) Levantamiento de puntos geográficos con el GPS en el punto de entrega

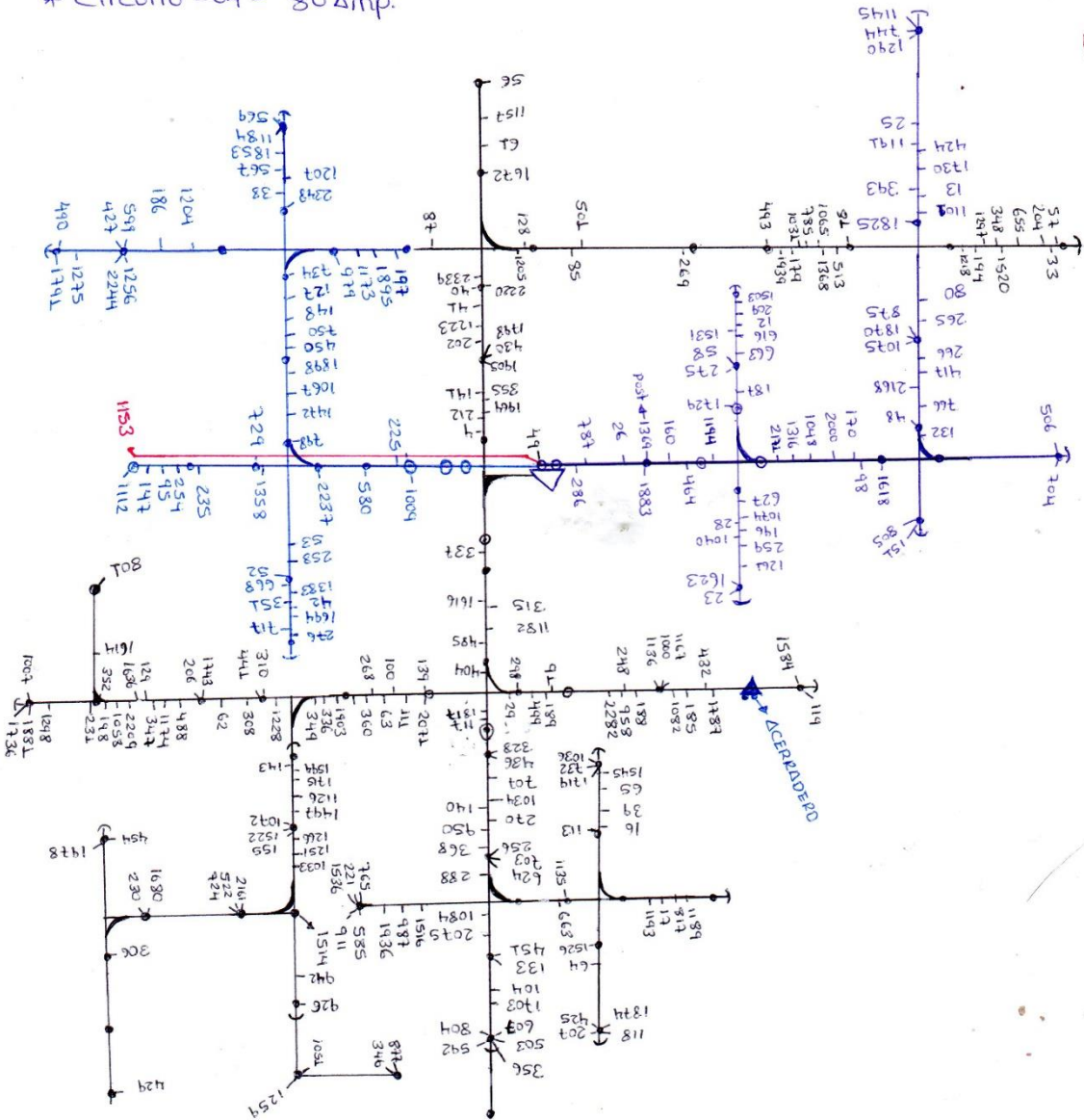


c) SED 1-Cuaderno de campo

SSBB - SAIVA

- * Circuito 01 - 100 Amp.
- * Circuito 02 - 80 Amp.
- * Circuito 03 - 80 Amp.
- * Circuito 04 - 80 Amp.

SED 01

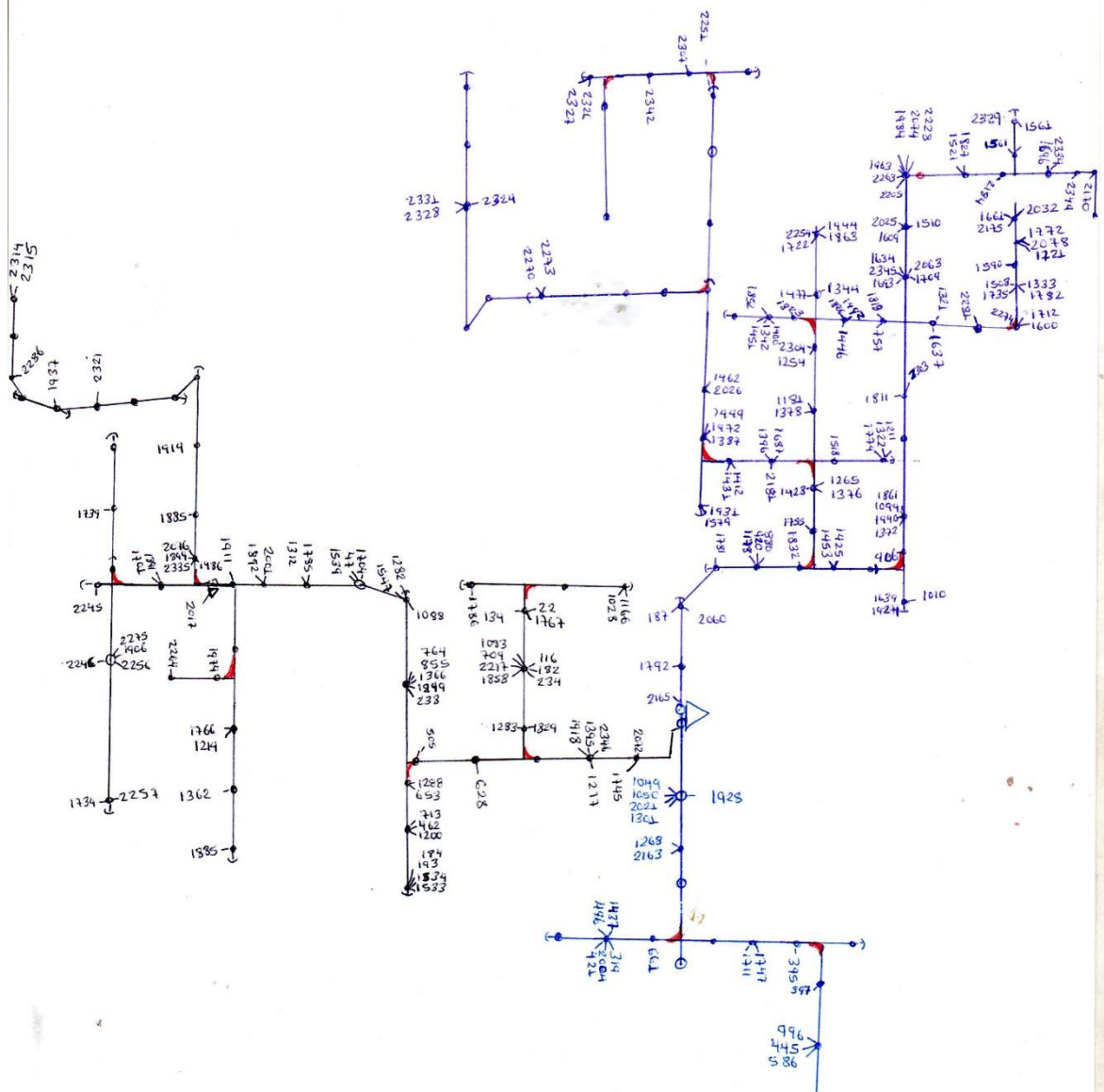


d) SED 6-Cuaderno de campo

SSBB PARAISO

- * CIRCUITO 01 - 80A
- * CIRCUITO 02 - 50
- * CIRCUITO 03 - 50

SED 06



4.3.1.4. Anexo N.4 Trabajo en gabinete (Planos en AutoCAD)

4.3.1.5. Anexo N.5 Tablas de información existente de la empresa Edelsa 2018 según la guía de VNR.

a) Tabla 1-Empresa (Guía VNR)

Cempresa	Nempresa	MDEmpresa	MDAP	Datum	Zona UTM	Año
EDSA	Edelsa	292.75	23	WGS84	18	2018

b) Tabla 2-Sector típico (Guía VNR).

Cstipico	Nstipico	Mdemanda	MDAP
3	URBANO RURAL	292.75	23

c) Tabla 3-Sistema eléctrico (Guía VNR)

CSElectrico	NomSElectrico	CSTipico	TipoSElectrico	MDSElectrico	Cempresa
SE0215	Edelsa	3	I	292.75	EDSA

d) Tabla 4-Centro de transformación (Guía VNR)

PotInstalCT	Estado	FecPuestaServicio	FecRetiro	Position X	Position Y
9000	E	01/12/2013		542772.84	8760012.09

e) Tabla 6-Unidad de gestión empresarial (Guía VNR)

CUndGest	NomUG	DirecUG	CodTipUG	CUGdependen
SEDE	Edelsa	CA. LOS FUNDADORES S/N Mz. "J1" Lte.N. 09 PANGO A SATIPO	SC	

f) Tabla 7-Unidad orgánica (Guía VNR)

CUndOrg	NomUO	CodTipUO	CodUGAds	CUOdepen
DIRECTORIO	DIRECTORIO	DI	SEDE	
GERENCIA	GERENCIA	LI	SEDE	DIRECTORIO
PROYECTOS	PROYECTOS	AP	SEDE	GERENCIA
ASESORIA LEGAL	ASESORIA LEGAL	AC	SEDE	GERENCIA
TECNICA	JEFATURA TECNICA	LI	SEDE	GERENCIA
COMERCIAL	JEFATURA COMERCIAL	LI	SEDE	GERENCIA
ADMINISTRACION	JEFATURA DE ADMINISTRACION	LI	SEDE	GERENCIA

g) Tabla 8-Recursos humanos (Guía VNR)

CodCargo	CantEmp	CodUOrg
GE	1	GERENCIA
JE	1	TÉCNICA
JE	1	COMERCIAL
JE	1	ADMINISTRACIÓN
TE	3	TÉCNICA
AS	1	COMERCIAL
PR	1	PROYECTOS
PR	1	ASESORIA LEGAL

h) Tabla 9-Salida en MT (Guía VNR)

CSalMT	TSDistrib	CCTransf	CGAisla da	CSalMTS ER	CTSalid MT	PorcPRDist r	PorcPREst ad	PorcPRPriva	CSElectri co	NESalid MT
A4833	T	EDSAP41 22			CT	100	0	0	SE0215	Edelsa
TensNo m	MD	PotNom	PCMLibr	Cpropie	Est.SMT	FecPServ	FecRe ti	Coord X	Coord Y	
G	292.7 5	2000	0	T	E	1/12/2000		542772.84	8760012. 09	

i) Tabla 10- Diagrama de carga de la salida en MT (Guía VNR)

CSalMT	FecDLDMT	Hora	Demanda				
A4833	28/08/2018	00:15	117.71	A4833	28/08/2018	12:15	177.66
A4833	28/08/2018	00:30	110.75	A4833	28/08/2018	12:30	163.13
A4833	28/08/2018	00:45	107.71	A4833	28/08/2018	12:45	152.68
A4833	28/08/2018	01:00	103.92	A4833	28/08/2018	13:00	149.47
A4833	28/08/2018	01:15	101.55	A4833	28/08/2018	13:15	157.76
A4833	28/08/2018	01:30	99.3	A4833	28/08/2018	13:30	163.51
A4833	28/08/2018	01:45	97.85	A4833	28/08/2018	13:45	201.19
A4833	28/08/2018	02:00	98.55	A4833	28/08/2018	14:00	223.09
A4833	28/08/2018	02:15	97.26	A4833	28/08/2018	14:15	220.17
A4833	28/08/2018	02:30	97.22	A4833	28/08/2018	14:30	218.76
A4833	28/08/2018	02:45	94.51	A4833	28/08/2018	14:45	213.05
A4833	28/08/2018	03:00	94.97	A4833	28/08/2018	15:00	215.14
A4833	28/08/2018	03:15	94.47	A4833	28/08/2018	15:15	208.31
A4833	28/08/2018	03:30	94.06	A4833	28/08/2018	15:30	232.37
A4833	28/08/2018	03:45	92.97	A4833	28/08/2018	15:45	191.03
A4833	28/08/2018	04:00	92.35	A4833	28/08/2018	16:00	195.86
A4833	28/08/2018	04:15	104.01	A4833	28/08/2018	16:15	225.09
A4833	28/08/2018	04:30	123.54	A4833	28/08/2018	16:30	219.13
A4833	28/08/2018	04:45	115.58	A4833	28/08/2018	16:45	222.96
A4833	28/08/2018	05:00	104.67	A4833	28/08/2018	17:00	216.93
A4833	28/08/2018	05:15	95.6	A4833	28/08/2018	17:15	224.46
A4833	28/08/2018	05:30	14.61	A4833	28/08/2018	17:30	221.67
A4833	28/08/2018	05:45	0	A4833	28/08/2018	17:45	207.47
A4833	28/08/2018	06:00	0	A4833	28/08/2018	18:00	215.93
A4833	28/08/2018	06:15	54.09	A4833	28/08/2018	18:15	226.25
A4833	28/08/2018	06:30	94.76	A4833	28/08/2018	18:30	251.32
A4833	28/08/2018	06:45	103.22	A4833	28/08/2018	18:45	266.31
A4833	28/08/2018	07:00	106.55	A4833	28/08/2018	19:00	277.13
A4833	28/08/2018	07:15	92.06	A4833	28/08/2018	19:15	278.92
A4833	28/08/2018	07:30	93.06	A4833	28/08/2018	19:30	280
A4833	28/08/2018	07:45	94.18	A4833	28/08/2018	19:45	285.13

CSalMT	FecDLDMT	Hora	Demanda				
A4833	28/08/2018	08:00	101.38	A4833	28/08/2018	20:00	290.58
A4833	28/08/2018	08:15	131.74	A4833	28/08/2018	20:15	292.75
A4833	28/08/2018	08:30	122.62	A4833	28/08/2018	20:30	286
A4833	28/08/2018	08:45	117.29	A4833	28/08/2018	20:45	283.29
A4833	28/08/2018	09:00	111.92	A4833	28/08/2018	21:00	277.67
A4833	28/08/2018	09:15	109.21	A4833	28/08/2018	21:15	266.68
A4833	28/08/2018	09:30	155.93	A4833	28/08/2018	21:30	258.31
A4833	28/08/2018	09:45	151.31	A4833	28/08/2018	21:45	246.36
A4833	28/08/2018	10:00	152.43	A4833	28/08/2018	22:00	230.42
A4833	28/08/2018	10:15	161.42	A4833	28/08/2018	22:15	216.09
A4833	28/08/2018	10:30	157.39	A4833	28/08/2018	22:30	203.27
A4833	28/08/2018	10:45	144.27	A4833	28/08/2018	22:45	185.45
A4833	28/08/2018	11:00	155.51	A4833	28/08/2018	23:00	172.25
A4833	28/08/2018	11:15	177.54	A4833	28/08/2018	23:15	157.18
A4833	28/08/2018	11:30	213.22	A4833	28/08/2018	23:30	143.02
A4833	28/08/2018	11:45	204.56	A4833	28/08/2018	23:45	135.44
A4833	28/08/2018	12:00	212.51	A4833	28/08/2018	24:00	127.03

j) **Tabla 11-Tramo en MT (Guía VNR)**

CTramMT	CSalMT	TenNom	TipCirc	TipRed	CVNRFases	CVNRNeutro	TipMatEstr	Propiedad	EstTraMT	FecPServ	FecReti	Tramo	Tramo Ant.
T215C0000	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		34.19	
T215C0001	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		30.04	T215C0000
T215C0002	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		86.35	T215C0001
T215C0003	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		147.71	T215C0002
T215C0004	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		95.84	T215C0003
T215C0005	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		120.97	T215C0004
T215C0006	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		109.50	T215C0005
T215C0007	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		125.84	T215C0006
T215C0008	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		125.46	T215C0007
T215C0009	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		116.55	T215C0008
T215C0010	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		119.00	T215C0009
T215C0011	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		125.28	T215C0010
T215C0012	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		106.34	T215C0011
T215C0013	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		355.18	T215C0012
T215C0014	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		59.23	T215C0013
T215C0015	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		102.59	T215C0014
T215C0016	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		84.01	T215C0015
T215C0017	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		131.03	T215C0016
T215C0018	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		112.16	T215C0017
T215C0019	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		54.91	T215C0018
T215C0020	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		110.50	T215C0019
T215C0021	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		156.46	T215C0020
T215C0022	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		115.55	T215C0021
T215C0023	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		51.50	T215C0022
T215C0024	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		75.66	T215C0023
T215C0025	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		98.47	T215C0024

CTramMT	CSalMT	TenNom	TipCirc	TipRed	CVNRFases	CVNRNeutro	TipMatEstr	Propiedad	EstTraMT	FecPServ	FecReti	Tramo	Tramo Ant.
T215C0026	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		86.77	T215C0025
T215C0027	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		132.63	T215C0026
T215C0028	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		112.45	T215C0027
T215C0029	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		73.00	T215C0028
T215C0030	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		71.10	T215C0029
T215C0031	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		96.75	T215C0030
T215C0032	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		99.02	T215C0031
T215C0033	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		119.10	T215C0032
T215C0034	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		112.95	T215C0033
T215C0244	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		185.81	T215C0243
T215C0245	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		37.09	T215C0244
T215C0246	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		182.94	T215C0245
T215C0247	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		2.78	T215C0246
T215C0248	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		89.77	T215C0247
T215C0249	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		109.80	T215C0248
T215C0250	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		20.06	T215C0249
T215C0251	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		100.83	T215C0250
T215C0252	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		74.53	T215C0251
T215C0253	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		96.26	T215C0252
T215C0254	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		15.46	T215C0253
T215C0255	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		39.72	T215C0254
T215C0256	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		35.79	T215C0255
T215C0257	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		14.34	T215C0256
T215C0258	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		67.49	T215C0257
T215C0259	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		85.74	T215C0258
T215C0260	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		69.98	T215C0259

CTramMT	CSalMT	TenNom	TipCirc	TipRed	CVNRFases	CVNRNeutro	TipMatEstr	Propiedad	EstTraMT	FecPServ	FecReti	Tramo	Tramo Ant.
T215C0261	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		76.52	T215C0260
T215C0262	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		77.48	T215C0261
T215C0263	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		29.98	T215C0262
T215C0264	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		41.70	T215C0263
T215C0265	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		59.19	T215C0264
T215C0266	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		49.26	T215C0265
T215C0267	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		42.20	T215C0266
T215C0268	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		64.74	T215C0267
T215C0269	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		52.00	T215C0268
T215C0353	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		70.17	T215C0269
T215C0354	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		76.14	T215C0353
T215C0355	A4833	G	T	A	AA07003		C	T	E	1/12/2000		81.97	T215C0354
T215C0324	A4833	G	T	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		29.95	T215C0355
T215C0325	A4833	G	T	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		102.34	T215C0324
T215C0326	A4833	G	T	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		95.57	T215C0325
T215C0327	A4833	G	T	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		79.92	T215C0326
T215C0328	A4833	G	T	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		111.99	T215C0327
T215C0329	A4833	G	T	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		27.19	T215C0328
T215C0330	A4833	G	T	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		29.89	T215C0329
T215C0331	A4833	G	T	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		53.71	T215C0330
T215C0332	A4833	G	T	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		91.02	T215C0331
T215C0333	A4833	G	T	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		55.14	T215C0332
T215C0270	A4833	G	T	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		27.53	T215C0272
T215C0271	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		16.92	T215C0270
T215C0272	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		99.20	T215C0333
T215C0273	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		58.14	T215C0271

CTramMT	CSalMT	TenNom	TipCirc	TipRed	CVNRFases	CVNRNeutro	TipMatEstr	Propiedad	EstTraMT	FecPServ	FecReti	Tramo	Tramo Ant.
T215C0274	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		52.25	T215C0273
T215C0275	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		63.05	T215C0351
T215C0276	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		24.39	T215C0275
T215C0277	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		84.82	T215C0275
T215C0278	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		16.78	T215C0277
T215C0279	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		42.51	T215C0352
T215C0280	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		24.65	T215C0279
T215C0281	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		21.42	T215C0280
T215C0282	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		101.51	T215C0281
T215C0283	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		94.89	T215C0282
T215C0284	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		52.78	T215C0283
T215C0285	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		45.14	T215C0284
T215C0286	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		80.48	T215C0285
T215C0287	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		27.51	T215C0286
T215C0288	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		57.17	T215C0287
T215C0289	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		34.78	T215C0288
T215C0290	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		45.81	T215C0289
T215C0291	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		45.22	T215C0290
T215C0292	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		47.38	T215C0291
T215C0293	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		33.28	T215C0292
T215C0294	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		26.17	T215C0274
T215C0295	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		67.95	T215C0294
T215C0296	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		95.38	T215C0295
T215C0297	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		14.89	T215C0296
T215C0298	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		78.63	T215C0297
T215C0299	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		21.62	T215C0298

CTramMT	CSalMT	TenNom	TipCirc	TipRed	CVNRFases	CVNRNeutro	TipMatEstr	Propiedad	EstTraMT	FecPServ	FecReti	Tramo	Tramo Ant.
T215C0300	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		73.37	T215C0299
T215C0301	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		41.15	T215C0300
T215C0302	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		14.82	T215C0301
T215C0303	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		70.87	T215C0302
T215C0304	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		86.18	T215C0303
T215C0305	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		90.30	T215C0304
T215C0306	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		55.59	T215C0305
T215C0307	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		60.99	T215C0306
T215C0308	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		83.88	T215C0307
T215C0309	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		78.68	T215C0308
T215C0310	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		68.83	T215C0309
T215C0311	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		102.90	T215C0310
T215C0312	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		92.54	T215C0311
T215C0313	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		76.89	T215C0312
T215C0314	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		75.01	T215C0313
T215C0315	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		11.94	T215C0314
T215C0316	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		88.85	T215C0315
T215C0317	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		55.00	T215C0316
T215C0318	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		61.91	T215C0317
T215C0319	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		77.08	T215C0286
T215C0320	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		52.16	T215C0319
T215C0321	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		19.45	T215C0285
T215C0322	A4833	G	L	A	AA03503		C	D	E	1/12/2000		65.90	T215C0276

k) Tabla 12-vértices de tramo en MT (Guía VNR)

CTramMT	CNumSVP	Coord X	Coord Y
T215C0000	0	542772.84	8760012.09
T215C0000	1	542788.21	8759981.55
T215C0001	0	542788.21	8759981.55
T215C0001	1	542801.82	8759954.77
T215C0002	0	542801.82	8759954.77
T215C0002	1	542888.17	8759954.10
T215C0003	0	542888.17	8759954.10
T215C0003	1	543035.87	8759952.69
T215C0004	0	543035.87	8759952.69
T215C0004	1	543131.71	8759953.33
T215C0005	0	543131.71	8759953.33
T215C0005	1	543252.67	8759952.18
T215C0006	0	543252.67	8759952.18
T215C0006	1	543362.16	8759951.03
T215C0007	0	543362.16	8759951.03
T215C0007	1	543488.00	8759950.00
T215C0008	0	543488.00	8759950.00
T215C0008	1	543613.46	8759949.15
T215C0009	0	543613.46	8759949.15
T215C0009	1	543730.00	8759948.00
T215C0010	0	543730.00	8759948.00
T215C0010	1	543849.00	8759948.00
T215C0011	0	543849.00	8759948.00
T215C0011	1	543974.24	8759944.78
T215C0012	0	543974.24	8759944.78
T215C0012	1	544074.63	8759909.70
T215C0013	0	544074.63	8759909.70
T215C0013	1	544025.00	8759558.00
T215C0014	0	544025.00	8759558.00
T215C0014	1	544013.00	8759500.00
T215C0015	0	544013.00	8759500.00
T215C0015	1	544002.00	8759398.00
T215C0016	0	544002.00	8759398.00
T215C0016	1	544003.00	8759314.00

CTramMT	CNumSVP	Coord X	Coord Y
T215C0017	0	544003.00	8759314.00
T215C0017	1	544000.00	8759183.00
T215C0018	0	544000.00	8759183.00
T215C0018	1	543994.00	8759071.00
T215C0019	0	543994.00	8759071.00
T215C0019	1	544015.66	8759020.54
T215C0020	0	544015.66	8759020.54
T215C0020	1	544012.78	8758910.08
T215C0021	0	544012.78	8758910.08
T215C0021	1	544013.11	8758753.62
T215C0022	0	544013.11	8758753.62
T215C0022	1	544005.86	8758638.30
T215C0023	0	544005.86	8758638.30
T215C0023	1	543988.00	8758590.00
T215C0024	0	543988.00	8758590.00
T215C0024	1	543990.30	8758514.37
T215C0025	0	543990.30	8758514.37
T215C0025	1	544005.00	8758417.00
T215C0026	0	544005.00	8758417.00
T215C0026	1	544023.89	8758332.31
T215C0027	0	544023.89	8758332.31
T215C0027	1	544099.00	8758223.00
T215C0028	0	544099.00	8758223.00
T215C0028	1	544180.00	8758145.00
T215C0029	0	544180.00	8758145.00
T215C0029	1	544235.00	8758097.00
T215C0030	0	544235.00	8758097.00
T215C0030	1	544296.52	8758061.36
T215C0031	0	544296.52	8758061.36
T215C0031	1	544369.46	8757997.79
T215C0032	0	544369.46	8757997.79
T215C0032	1	544442.07	8757930.46
T215C0033	0	544442.07	8757930.46
T215C0033	1	544531.91	8757852.27
T215C0034	0	544531.91	8757852.27
T215C0034	1	544615.09	8757775.86

CTramMT	CNumSVP	Coord X	Coord Y
T215C0035	0	544615.09	8757775.86
T215C0035	1	544681.31	8757745.80
T215C0036	0	544681.31	8757745.80
T215C0036	1	544711.14	8757691.24
T215C0037	0	544711.14	8757691.24
T215C0037	1	544805.88	8757604.86
T215C0038	0	544805.88	8757604.86
T215C0038	1	544898.00	8757523.00
T215C0039	0	544898.00	8757523.00
T215C0039	1	544986.85	8757442.40
T215C0040	0	544986.85	8757442.40
T215C0040	1	545078.21	8757361.11
T215C0041	0	545078.21	8757361.11
T215C0041	1	545164.77	8757281.92
T215C0042	0	545164.77	8757281.92
T215C0042	1	545249.81	8757205.18
T215C0043	0	545249.81	8757205.18
T215C0043	1	545338.00	8757131.00
T215C0044	0	545338.00	8757131.00
T215C0044	1	545420.75	8757052.78
T215C0045	0	545420.75	8757052.78
T215C0045	1	545506.00	8756976.14
T215C0046	0	545506.00	8756976.14
T215C0046	1	545593.65	8756898.62
T215C0047	0	545593.65	8756898.62
T215C0047	1	545679.12	8756823.97
T215C0048	0	545679.12	8756823.97
T215C0048	1	545765.00	8756748.00
T215C0049	0	545765.00	8756748.00
T215C0049	1	545849.00	8756672.00
T215C0050	0	545849.00	8756672.00
T215C0050	1	545940.00	8756596.00
T215C0051	0	545940.00	8756596.00
T215C0051	1	546024.00	8756519.00
T215C0052	0	546024.00	8756519.00
T215C0052	1	546125.00	8756432.00

I) Tabla 13-Equipo de protección y seccionamiento (Guía VNR)

CEquip	CTramMTIns	SEDAloj	EstOper	TipEqui	TipMand	CVNREquip	TiplInstala	Propiedad	EstEquip	FecPServ	FecReti	Coord X	Coord Y
S215P0002	T215C0270		NC	RE	A	RE063082313	E	D	E	31/03/2018		556375.77	8736517.2
S215P0001	T215C0352	EDSAMT1SD001	NC	BC	L	BC005001061	E	D	E	31/03/2018		556311.56	8736187.01
S215P0002	T215C0321	EDSAMT1SD002	NC	BC	L	BC005001061	E	D	E	31/03/2018		556240.11	8735867.02
S215P0003	T215C0323	EDSAMT1SD003	NC	BC	L	BC005001061	E	D	E	31/03/2018		556204.86	8736286.39

m) Tabla 15-Estructura (Guía VNR)

Cestruc	CTramMT	CTramBT	EEstruc	CVNREstru c	CTipoEst r	Propieda d	EstEstru c	FecPServ	FecRet i	Coord X	Coord Y
E215MT000 1	T215C000 0		E215MT000 1	PX1801	C	T	E	01/12/200 0		542788.2 1	8759981.5 5
E215MT000 2	T215C000 1		E215MT000 2	PX1802	C	T	E	01/12/200 0		542801.8 2	8759954.7 7
E215MT000 3	T215C000 2		E215MT000 3	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		542888.1 7	8759954.1 0
E215MT000 4	T215C000 3		E215MT000 4	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		543035.8 7	8759952.6 9
E215MT000 5	T215C000 4		E215MT000 5	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		543131.7 1	8759953.3 3
E215MT000 6	T215C000 5		E215MT000 6	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		543252.6 7	8759952.1 8
E215MT000 7	T215C000 6		E215MT000 7	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		543362.1 6	8759951.0 3
E215MT000 8	T215C000 7		E215MT000 8	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		543488.0 0	8759950.0 0
E215MT000 9	T215C000 8		E215MT000 9	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		543613.4 6	8759949.1 5
E215MT001 0	T215C000 9		E215MT001 0	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		543730.0 0	8759948.0 0

Cestruc	CTramMT	CTramBT	EEstruc	CVNREstruc	CTipoEst	Propiedad	EstEstruc	FecPServ	FecRet	Coord X	Coord Y
E215MT001 1	T215C001 0		E215MT001 1	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		543849.0 0	8759948.0 0
E215MT001 2	T215C001 1		E215MT001 2	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		543974.2 4	8759944.7 8
E215MT001 3	T215C001 2		E215MT001 3	PX1502	C	T	E	01/12/200 0		544074.6 3	8759909.7 0
E215MT001 4	T215C001 3		E215MT001 4	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544025.0 0	8759558.0 0
E215MT001 5	T215C001 4		E215MT001 5	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544013.0 0	8759500.0 0
E215MT001 6	T215C001 5		E215MT001 6	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544002.0 0	8759398.0 0
E215MT001 7	T215C001 6		E215MT001 7	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544003.0 0	8759314.0 0
E215MT001 8	T215C001 7		E215MT001 8	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544000.0 0	8759183.0 0
E215MT001 9	T215C001 8		E215MT001 9	PX1502	C	T	E	01/12/200 0		543994.0 0	8759071.0 0
E215MT002 0	T215C001 9		E215MT002 0	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544015.6 6	8759020.5 4
E215MT002 1	T215C002 0		E215MT002 1	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544012.7 8	8758910.0 8

Cestruc	CTramMT	CTramBT	EEstruc	CVNREstruc	CTipoEst	Propiedad	EstEstruc	FecPServ	FecRet	Coord X	Coord Y
E215MT002 2	T215C002 1		E215MT002 2	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544013.1 1	8758753.6 2
E215MT002 3	T215C002 2		E215MT002 3	PX1502	C	T	E	01/12/200 0		544005.8 6	8758638.3 0
E215MT002 4	T215C002 3		E215MT002 4	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		543988.0 0	8758590.0 0
E215MT002 5	T215C002 4		E215MT002 5	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		543990.3 0	8758514.3 7
E215MT002 6	T215C002 5		E215MT002 6	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544005.0 0	8758417.0 0
E215MT002 7	T215C002 6		E215MT002 7	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544023.8 9	8758332.3 1
E215MT002 8	T215C002 7		E215MT002 8	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544099.0 0	8758223.0 0
E215MT002 9	T215C002 8		E215MT002 9	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544180.0 0	8758145.0 0
E215MT003 0	T215C002 9		E215MT003 0	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544235.0 0	8758097.0 0
E215MT003 1	T215C003 0		E215MT003 1	PX1502	C	T	E	01/12/200 0		544296.5 2	8758061.3 6
E215MT003 2	T215C003 1		E215MT003 2	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544369.4 6	8757997.7 9

Cestruc	CTramMT	CTramBT	EEstruc	CVNREstruc	CTipoEst	Propiedad	EstEstruc	FecPServ	FecRet	Coord X	Coord Y
E215MT003 3	T215C003 2		E215MT003 3	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544442.0 7	8757930.4 6
E215MT003 4	T215C003 3		E215MT003 4	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544531.9 1	8757852.2 7
E215MT003 5	T215C003 4		E215MT003 5	PX1502	C	T	E	01/12/200 0		544615.0 9	8757775.8 6
E215MT003 6	T215C003 5		E215MT003 6	PX1502	C	T	E	01/12/200 0		544681.3 1	8757745.8 0
E215MT003 7	T215C003 6		E215MT003 7	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544711.1 4	8757691.2 4
E215MT003 8	T215C003 7		E215MT003 8	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544805.8 8	8757604.8 6
E215MT003 9	T215C003 8		E215MT003 9	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544898.0 0	8757523.0 0
E215MT004 0	T215C003 9		E215MT004 0	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		544986.8 5	8757442.4 0
E215MT004 1	T215C004 0		E215MT004 1	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		545078.2 1	8757361.1 1
E215MT004 2	T215C004 1		E215MT004 2	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		545164.7 7	8757281.9 2
E215MT004 3	T215C004 2		E215MT004 3	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		545249.8 1	8757205.1 8

Cestruc	CTramMT	CTramBT	EEstruc	CVNREstruc	CTipoEst	Propieda	EstEstruc	FecPServ	FecRet	Coord X	Coord Y
E215MT004 4	T215C004 3		E215MT004 4	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		545338.0 0	8757131.0 0
E215MT004 5	T215C004 4		E215MT004 5	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		545420.7 5	8757052.7 8
E215MT004 6	T215C004 5		E215MT004 6	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		545506.0 0	8756976.1 4
E215MT004 7	T215C004 6		E215MT004 7	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		545593.6 5	8756898.6 2
E215MT004 8	T215C004 7		E215MT004 8	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		545679.1 2	8756823.9 7
E215MT004 9	T215C004 8		E215MT004 9	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		545765.0 0	8756748.0 0
E215MT005 0	T215C004 9		E215MT005 0	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		545849.0 0	8756672.0 0
E215MT005 1	T215C005 0		E215MT005 1	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		545940.0 0	8756596.0 0
E215MT005 2	T215C005 1		E215MT005 2	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		546024.0 0	8756519.0 0
E215MT005 3	T215C005 2		E215MT005 3	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		546125.0 0	8756432.0 0
E215MT005 4	T215C005 3		E215MT005 4	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		546236.0 0	8756334.0 0

Cestruc	CTramMT	CTramBT	EEstruc	CVNREstruc	CTipoEst	Propieda	EstEstruc	FecPServ	FecRet	Coord X	Coord Y
E215MT005 5	T215C005 4		E215MT005 5	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		546367.0 0	8756218.0 0
E215MT005 6	T215C005 5		E215MT005 6	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		546457.0 0	8756133.0 0
E215MT005 7	T215C005 6		E215MT005 7	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		546528.0 0	8756070.0 0
E215MT005 8	T215C005 7		E215MT005 8	PX1501	C	T	E	01/12/200 0		546641.0 0	8755968.0 0
E215BT000 1		BTSED01C10 1	E215BT000 1	PX0801	C	D	E	01/12/200 0		556296.8 6	8736184.7 2
E215BT035 8		BTSED01C10 1	E215BT035 8	PX0801	C	D	E	01/12/200 0		556207.9 7	8736191.9 5
E215BT035 9		BTSED01C10 1	E215BT035 9	PX0801	C	D	E	01/12/200 0		556166.5 1	8736192.4 7
E215BT036 0		BTSED01C10 1	E215BT036 0	PX0803	C	D	E	01/12/200 0		556126.9 1	8736191.3 2
E215BT000 2		BTSED01C10 2	E215BT000 2	PX0801	C	D	E	01/12/200 0		556171.5 5	8736139.7 1
E215BT036 1		BTSED01C10 2	E215BT036 1	PX0802	C	D	E	01/12/200 0		556172.2 8	8736185.3 8
E215BT036 2		BTSED01C10 2	E215BT036 2	PX0801	C	D	E	01/12/200 0		556173.0 1	8736103.7 7

Cestruc	CTramMT	CTramBT	EEstruc	CVNREstruc	CTipoEst	Propiedad	EstEstruc	FecPServ	FecRet	Coord X	Coord Y
E215BT036 3		BTSED01C10 2	E215BT036 3	PX0803	C	D	E	01/12/200 0		556169.6 7	8736063.5 3
E215BT036 4		BTSED01C10 3	E215BT036 4	PX0803	C	D	E	01/12/200 0		556180.4 1	8736218.9 8
E215BT000 3		BTSED01C10 4	E215BT000 3	PX0803	C	D	E	01/12/200 0		556253.1 1	8736122.2 1
E215BT036 5		BTSED01C10 4	E215BT036 5	PX0801	C	D	E	01/12/200 0		556260.3 9	8736163.7 7
E215BT000 4		BTSED01C10 5	E215BT000 4	PX0802	C	D	E	01/12/200 0		556267.1 2	8736207.4 4
E215BT000 5		BTSED01C10 5	E215BT000 5	PX0803	C	D	E	01/12/200 0		556269.4 7	8736240.5 0
E215BT000 6		BTSED01C20 1	E215BT000 6	PX0801	C	D	E	01/12/200 0		556331.5 9	8736150.4 9
E215BT000 7		BTSED01C20 1	E215BT000 7	PX0801	C	D	E	01/12/200 0		556312.5 5	8736113.2 6
E215BT000 8		BTSED01C20 1	E215BT000 8	PX0801	C	D	E	01/12/200 0		556229.1 1	8736120.0 4

n) Tabla 17-SED (Guía VNR)

CSubest	UndGest	SMTpert	TNom1	TNom2	MDServP	MDAP	MDSubes	PotIns	EtiSub	Subcomp	CodVNR	Propie	Estad	FPServ	Coord X	Coord Y
EDSAMT1SD001	EDELSA	A4833	G	Y	69.30	4.37	73.67	125	SED001	A2	SB12504	D	E	1/12/2000	556311.56	8736187.01
EDSAMT1SD002	EDELSA	A4833	G	Y	62.79	4.94	67.73	160	SED002	A2	SB16004	D	E	1/12/2000	556240.11	8735867.02
EDSAMT1SD003	EDELSA	A4833	G	Y	46.78	0.00	46.78	150	SED003	A2	SB15004	D	E	1/12/2000	556204.86	8736286.39
EDSAMT1SD004	EDELSA	A4833	G	Y	27.34	1.70	29.04	100	SED004	A2	SB10004	D	E	1/12/2000	556449.87	8736833.32
EDSAMT1SD005	EDELSA	A4833	G	Y	15.52	2.35	17.87	37.5	SED005	A2	SB04004	D	E	1/12/2000	556374.35	8736634.30
EDSAMT1SD006	EDELSA	A4833	G	Y	29.16	2.92	32.08	50	SED006	A2	SB05004	D	E	1/12/2000	556150.41	8735603.34
EDSAMT1SD007	EDELSA	A4833	G	Y	21.06	2.11	23.17	50	SED007	A2	SB05004	D	E	1/12/2000	556021.23	8735896.60
EDSAMT1SD008	EDELSA	A4833	G	Y	5.67	0.57	6.24	50	SED008	A2	SB05004	D	E	1/12/2000	557449.25	8736370.40
EDSAMT1SD009	EDELSA	A4833	G	Y	3.66	0.08	3.74	200	SED009	A2	SB20004	D	E	1/12/2000	556985.83	8736178.84
EDSAMT1SD010	EDELSA	A4833	G	Y	10.28	1.38	11.66	50	SED010	A2	SB05004	D	E	1/12/2000	556793.21	8736011.66
EDSAMT1SD011	EDELSA	A4833	G	Y	24.93	2.59	27.52	50	SED011	A1	SM05004	D	E	1/12/2000	556520.90	8736477.68

o) Tabla 18-Vértices de SED (Guía VNR)

Csub	CNumSVP	Coord X	Coord Y
EDSAMT1SD001	0	556311.56	8736187.01
EDSAMT1SD002	1	556240.11	8735867.02
EDSAMT1SD003	2	556204.86	8736286.39
EDSAMT1SD004	3	556449.87	8736833.32
EDSAMT1SD005	4	556374.35	8736634.30
EDSAMT1SD006	5	556150.41	8735603.34
EDSAMT1SD007	6	556021.23	8735896.60
EDSAMT1SD008	7	557449.25	8736370.40
EDSAMT1SD009	8	556985.83	8736178.84
EDSAMT1SD010	9	556793.21	8736011.66
EDSAMT1SD011	10	556520.90	8736477.68

p) Tabla 19-Diagrama de carga de SED (Guía VNR)

Csub	FecDLD	Hora	DemSP	DemAP					
EDSAMT1SD001	6/06/2018	00:15	48.16	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	12:15	43.12	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	00:30	44.68	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	12:30	44.56	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	00:45	40.64	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	12:45	45.77	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	01:00	36.49	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	13:00	47.62	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	01:15	32.67	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	13:15	49.78	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	01:30	30.36	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	13:30	49.66	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	01:45	28.19	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	13:45	51.2	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	02:00	26.55	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	14:00	51.6	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	02:15	25.6	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	14:15	43.4	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	02:30	24.36	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	14:30	41.74	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	02:45	24.33	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	14:45	41.83	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	03:00	23.76	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	15:00	41.18	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	03:15	22.74	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	15:15	45.66	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	03:30	22.58	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	15:30	51.97	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	03:45	22.23	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	15:45	54.19	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	04:00	21.99	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	16:00	54.49	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	04:15	22.44	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	16:15	60.33	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	04:30	21.99	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	16:30	55.52	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	04:45	21.42	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	16:45	60.15	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	05:00	21.65	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	17:00	61.82	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	05:15	21.74	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	17:15	56.9	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	05:30	22.09	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	17:30	62.8	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	05:45	21.68	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	17:45	56.75	0
EDSAMT1SD001	6/06/2018	06:00	21.86	4.37	EDSAMT1SD001	6/06/2018	18:00	55.73	0

Csub	FecDLD	Hora	DemSP	DemAP					
EDSAMT1SD001	6/06/2018	06:15	31.63	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	18:15	51.05	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	06:30	31.5	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	18:30	48.3	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	06:45	35.54	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	18:45	52.57	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	07:00	37.52	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	19:00	53.87	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	07:15	34.79	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	19:15	50.84	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	07:30	34.77	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	19:30	52.31	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	07:45	34.96	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	19:45	52.1	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	08:00	35.89	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	20:00	54.04	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	08:15	43.06	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	20:15	54.53	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	08:30	46.49	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	20:30	61.09	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	08:45	49.76	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	20:45	63.94	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	09:00	51.04	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	21:00	65.88	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	09:15	45.94	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	21:15	66.35	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	09:30	42.93	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	21:30	68	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	09:45	40.14	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	21:45	68.3	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	10:00	37.24	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	22:00	69.3	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	10:15	40.48	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	22:15	68.93	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	10:30	41.38	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	22:30	68.57	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	10:45	42.3	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	22:45	66.12	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	11:00	45.44	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	23:00	65.5	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	11:15	45.94	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	23:15	62.9	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	11:30	44.88	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	23:30	60.15	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	11:45	45.5	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	23:45	57.54	4.37
EDSAMT1SD001	6/06/2018	12:00	45.13	0	EDSAMT1SD001	6/06/2018	24:00:00	54.67	4.37

q) Tabla 20. Salida en BT (Guía VNR)

SalBT	SEDA soci	CGA isA	TensNom	NSalBT	TipoServ	Propiedad	Est.SBT	FecPServ	FecRet	Coord X	Coord Y
SED001C01	EDSAMT1SD001		Y	SED1CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556311.56	8736187.01
SED001C02	EDSAMT1SD001		Y	SED1CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556311.56	8736187.01
SED001C03	EDSAMT1SD001		Y	SED1CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556311.56	8736187.01
SED001C04	EDSAMT1SD001		Y	SED1CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556311.56	8736187.01
SED002C01	EDSAMT1SD002		Y	SED2CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556240.11	8735867.02
SED002C02	EDSAMT1SD002		Y	SED2CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556240.11	8735867.02
SED002C03	EDSAMT1SD002		Y	SED2CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556240.11	8735867.02
SED002C04	EDSAMT1SD002		Y	SED2CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556240.11	8735867.02
SED004C01	EDSAMT1SD004		Y	SED4CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556449.87	8736833.32
SED004C02	EDSAMT1SD004		Y	SED4CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556449.87	8736833.32
SED004C03	EDSAMT1SD004		Y	SED4CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556449.87	8736833.32
SED004C04	EDSAMT1SD004		Y	SED4CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556449.87	8736833.32
SED005C01	EDSAMT1SD005		Y	SED5CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556374.35	8736634.30
SED005C02	EDSAMT1SD005		Y	SED5CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556374.35	8736634.30
SED006C01	EDSAMT1SD006		Y	SED6CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556150.41	8735603.34
SED006C02	EDSAMT1SD006		Y	SED6CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556150.41	8735603.34
SED006C03	EDSAMT1SD006		Y	SED6CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556150.41	8735603.34
SED007C01	EDSAMT1SD007		Y	SED7CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556021.23	8735896.60
SED007C02	EDSAMT1SD007		Y	SED7CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556021.23	8735896.60
SED008C01	EDSAMT1SD008		Y	SED8CIRSP	SP	D	E	1/01/2018		557449.25	8736370.40
SED008C02	EDSAMT1SD008		Y	SED8CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		557449.25	8736370.40
SED009C01	EDSAMT1SD009		Y	SED9CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556985.83	8736178.84
SED009C02	EDSAMT1SD009		Y	SED9CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556985.83	8736178.84
SED009C03	EDSAMT1SD009		Y	SED9CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556985.83	8736178.84
SED010C01	EDSAMT1SD010		Y	SED10CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556793.21	8736011.66
SED010C02	EDSAMT1SD010		Y	SED10CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556793.21	8736011.66
SED010C03	EDSAMT1SD010		Y	SED10CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556793.21	8736011.66
SED011C01	EDSAMT1SD011		Y	SED11CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556520.90	8736477.68
SED011C02	EDSAMT1SD011		Y	SED11CIRSP	SP	D	E	1/12/2000		556520.90	8736477.68

r) Tabla 21-Tramo de BT (Guía VNR)

CTramBT	CSalBT	TipRed	VNRCondSPa	VNRCondSA	CVNRCAP	CVNRCNe	TipMatEst	Tramo	Propied	EstTraBT	FecPServ	FecReti	Tramo Ant.
BTSED01C101	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	14.88	D	E	1/12/2000		
BTSED01C101	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	28.74	D	E	1/12/2000		BTSED01C101
BTSED01C101	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	24.65	D	E	1/12/2000		BTSED01C101
BTSED01C101	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	37.06	D	E	1/12/2000		BTSED01C101
BTSED01C101	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	41.46	D	E	1/12/2000		BTSED01C101
BTSED01C101	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	39.62	D	E	1/12/2000		BTSED01C101
BTSED01C102	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	9.14	D	E	1/12/2000		BTSED01C101
BTSED01C102	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	45.68	D	E	1/12/2000		BTSED01C102
BTSED01C102	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	35.97	D	E	1/12/2000		BTSED01C102
BTSED01C102	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	40.38	D	E	1/12/2000		BTSED01C102
BTSED01C103	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	29.93	D	E	1/12/2000		BTSED01C101
BTSED01C104	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	21.42	D	E	1/12/2000		BTSED01C101
BTSED01C104	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	13.1	D	E	1/12/2000		BTSED01C104
BTSED01C104	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	42.19	D	E	1/12/2000		BTSED01C104
BTSED01C105	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	13.83	D	E	1/12/2000		BTSED01C101
BTSED01C105	SED001C01	A	AS035125		AS035125		C	33.14	D	E	1/12/2000		BTSED01C105
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125		AS035125		C	21.06	D	E	1/12/2000		
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125		AS035125		C	26.8	D	E	1/12/2000		BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125		AS035125		C	28.32	D	E	1/12/2000		BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125		AS035125		C	21.68	D	E	1/12/2000		BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125		AS035125		C	40.51	D	E	1/12/2000		BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125		AS035125		C	43.2	D	E	1/12/2000		BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125		AS035125		C	32.85	D	E	1/12/2000		BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125		AS035125		C	38.07	D	E	1/12/2000		BTSED01C201
BTSED01C201	SED001C02	A	AS035125		AS035125		C	50.06	D	E	1/12/2000		BTSED01C201
BTSED01C202	SED001C02	A	AS035125		AS035125		C	40.49	D	E	1/12/2000		BTSED01C201

s) Tabla 22-Vértices del tramo de BT (Guía VNR)

CTramBT	CNumSVP	Coord X	Coord Y				
BTSED01C101	0	556311.56	8736187.01	BTSED01C201	0	556311.56	8736187.01
BTSED01C101	1	556296.86	8736184.72	BTSED01C201	1	556330.22	8736177.25
BTSED01C101	2	556269.60	8736193.83	BTSED01C201	2	556331.59	8736150.49
BTSED01C101	3	556244.95	8736194.32	BTSED01C201	3	556332.31	8736122.18
BTSED01C101	4	556207.97	8736191.95	BTSED01C201	4	556312.55	8736113.26
BTSED01C101	5	556166.51	8736192.47	BTSED01C201	5	556272.19	8736116.76
BTSED01C101	6	556126.91	8736191.32	BTSED01C201	6	556229.11	8736120.04
BTSED01C102	0	556166.51	8736192.47	BTSED01C201	7	556196.28	8736121.09
BTSED01C102	1	556172.28	8736185.38	BTSED01C201	8	556158.21	8736121.49
BTSED01C102	2	556171.55	8736139.71	BTSED01C201	9	556108.25	8736124.68
BTSED01C102	3	556173.01	8736103.77	BTSED01C202	0	556312.55	8736113.26
BTSED01C102	4	556169.67	8736063.53	BTSED01C202	1	556352.68	8736107.88
BTSED01C103	0	556166.51	8736192.47	BTSED01C202	2	556387.80	8736106.15
BTSED01C103	1	556180.41	8736218.98	BTSED01C202	3	556422.49	8736105.54
BTSED01C104	0	556244.95	8736194.32	BTSED01C202	4	556461.21	8736104.03
BTSED01C104	1	556256.48	8736176.27	BTSED01C202	5	556494.81	8736102.31
BTSED01C104	2	556260.39	8736163.77	BTSED01C203	0	556461.21	8736104.03
BTSED01C104	3	556253.11	8736122.21	BTSED01C203	1	556458.98	8736132.68
BTSED01C105	0	556269.60	8736193.83	BTSED01C204	0	556332.31	8736122.18
BTSED01C105	1	556267.12	8736207.44	BTSED01C204	1	556329.08	8736084.59
BTSED01C105	2	556269.47	8736240.50	BTSED01C204	2	556322.46	8736045.90

t) Tabla 23-Equipo de AP (Guía VNR)

CAP	CTramBTaso	UbiAPVi a	ParqAsoc i	CVNRA P	TipPastora I	Propieda d	EstadoA P	FecPServ. i	FecRet i	Coord X	Coord Y
AP21500 1	BTSED01C10 5	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556269.4 7	8736240.5 0
AP21500 2	BTSED01C40 4	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556221.9 2	8736371.9 5
AP21500 3	BTSED10C10 1	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556715.6 0	8735738.5 6
AP21500 4	BTSED10C10 2	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556729.8 6	8735845.0 2
AP21500 5	BTSED01C10 1	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556207.9 7	8736191.9 5
AP21500 6	BTSED01C10 1	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556166.5 1	8736192.4 7
AP21500 7	BTSED01C10 1	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556126.9 1	8736191.3 2
AP21500 8	BTSED01C10 2	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556172.2 8	8736185.3 8
AP21500 9	BTSED01C10 2	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556173.0 1	8736103.7 7
AP21501 0	BTSED01C10 2	PP		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556169.6 7	8736063.5 3

AP21501 1	BTSED01C10 3	PP		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556180.4 1	8736218.9 8
AP21501 2	BTSED01C10 4	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556260.3 9	8736163.7 7
AP21501 3	BTSED01C20 1	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556330.2 2	8736177.2 5
AP21501 4	BTSED01C20 1	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556332.3 1	8736122.1 8
AP21501 5	BTSED01C20 1	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556272.1 9	8736116.7 6
AP21501 6	BTSED01C20 1	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556196.2 8	8736121.0 9
AP21501 7	BTSED01C20 1	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556108.2 5	8736124.6 8
AP21501 8	BTSED01C20 2	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556352.6 8	8736107.8 8
AP21501 9	BTSED01C20 2	PP		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556422.4 9	8736105.5 4
AP21502 0	BTSED01C20 2	PS		LU07002	B	D	E	01/12/200 0		556494.8 1	8736102.3 1

u) Tabla 24-Equipo de control de AP (Guía VNR)

CEquiAP	SalBTAsoci	TipRed	CVNREAP	Propiedad	EstadoAP	FecPServ.	FecReti	Coord X	Coord Y
ECAP215001		A	FC001	D	E	01/12/2000		556311.56	8736187.01
ECAP215002		A	FC001	D	E	01/12/2000		556240.11	8735867.02
ECAP215004		A	FC001	D	E	01/12/2000		556449.87	8736833.32
ECAP215005		A	FC001	D	E	01/12/2000		556374.35	8736634.30
ECAP215006		A	FC001	D	E	01/12/2000		556150.41	8735603.34
ECAP215007		A	FC001	D	E	01/12/2000		556021.23	8735896.60
ECAP215008		A	FC001	D	E	01/12/2000		557449.25	8736370.40
ECAP215009		A	FC001	D	E	01/12/2000		556985.83	8736178.84
ECAP215010		A	FC001	D	E	01/12/2000		556793.21	8736011.66
ECAP215011		A	FC001	D	E	01/12/2000		556520.90	8736477.68

v) Tabla 25-Acometida (Guía VNR)

CAcometida	Tiplnst	TramBTAsoc	Propiedad	EstadoAco	FecPServ.	FecReti
2	A	BTSED02C204	D	E	17/05/2017	
3	A	BTSED02C204	D	E	14/08/2017	
4	A	BTSED01C201	D	E	2/12/2016	
6	A	BTSED02C101	D	E	30/04/2010	
8	A	BTSED02C104	D	E	30/04/2010	
9	A	BTSED02C110	D	E	23/10/2012	
10	A	BTSED02C102	D	E	10/09/2012	
11	A	BTSED02C102	D	E	1/01/2013	
12	A	BTSED01C104	D	E	28/03/2017	
13	A	BTSED01C102	D	E	2/12/2016	
14	A	BTSED02C104	D	E	30/04/2010	
15	A	BTSED02C110	D	E	2/06/2017	
16	A	BTSED01C405	D	E	2/12/2016	
17	A	BTSED01C404	D	E	2/12/2016	
18	A	BTSED01C201	D	E	2/12/2016	
20	A	BTSED02C104	D	E	2/06/2012	
22	A	BTSED06C104	D	E	27/01/2017	
23	A	BTSED01C105	D	E	2/12/2016	
24	A	BTSED02C102	D	E	18/11/2015	
25	A	BTSED01C102	D	E	2/12/2016	
26	A	BTSED01C101	D	E	2/12/2016	
27	A	BTSED02C204	D	E	27/05/2016	
28	A	BTSED01C105	D	E	28/01/2017	
29	A	BTSED01C411	D	E	2/12/2016	
30	A	BTSED02C108	D	E	28/03/2017	
33	A	BTSED01C201	D	E	2/12/2016	
36	A	BTSED02C101	D	E	27/05/2016	
37	A	BTSED02C104	D	E	2/06/2017	
38	A	BTSED01C303	D	E	2/12/2016	
39	A	BTSED01C405	D	E	2/12/2016	
40	A	BTSED01C201	D	E	5/05/2017	

w) Tabla 26-Vértices de la acometida (Guía VNR).

CAcometida	SecVPolil	Coord X	Coord Y
2	0	556105.2	8735891.57
2	1	556106.64	8735894.46
3	0	556121.14	8735892.33
3	1	556114.17	8735893.78
4	0	556330.11	8736174.6
4	1	556332.73	8736174.59
6	0	556244.87	8735905.27
6	1	556241.82	8735905.16
8	0	556378.04	8735954.24
8	1	556378.04	8735954.24
9	0	556165.97	8736011.01
9	1	556162.7	8736012.45
10	0	556223.06	8736032.91
10	1	556222.74	8736033.25
11	0	556194.7	8736033.41
11	1	556194.16	8736034.4
12	0	556257.94	8736141.11
12	1	556258.93	8736141.22
13	0	556171.14	8736093.16
13	1	556170.7	8736094.05
14	0	556271.03	8735957.19
14	1	556271.14	8735956.64

x) Tabla 27-Punto de conexión del suministro (Guía VNR).

Csumini	AcomAsoci	EstVNR	FPServ	FRet	Coord X	Coord Y
PC2	2	E	17/05/2017		556106.64	8735894.46
PC3	3	E	14/08/2017		556114.17	8735893.78
PC4	4	E	2/12/2016		556332.73	8736174.59
PC6	6	E	30/04/2010		556241.82	8735905.16
PC8	8	E	30/04/2010		556378.04	8735954.24
PC9	9	E	23/10/2012		556162.7	8736012.45
PC10	10	E	10/09/2012		556222.74	8736033.25
PC11	11	E	1/01/2013		556194.16	8736034.4
PC12	12	E	28/03/2017		556258.93	8736141.22
PC13	13	E	2/12/2016		556170.7	8736094.05
PC14	14	E	30/04/2010		556271.14	8735956.64
PC15	15	E	2/06/2017		556174.22	8735984.57
PC16	16	E	2/12/2016		556266.17	8736347.76
PC17	17	E	2/12/2016		556240.25	8736371.92
PC18	18	E	2/12/2016		556201.6	8736108.92
PC20	20	E	2/06/2012		556341.18	8735962.15
PC22	22	E	27/01/2017		556217.28	8735544.61
PC23	23	E	2/12/2016		556274.61	8736250.22
PC24	24	E	18/11/2015		556194.35	8736022.13
PC25	25	E	2/12/2016		556182.76	8736067.16
PC26	26	E	2/12/2016		556296.64	8736184.16
PC27	27	E	27/05/2016		556146.13	8735892.4
PC28	28	E	28/01/2017		556271.39	8736218.82
PC29	29	E	2/12/2016		556319.61	8736279.44
PC30	30	E	28/03/2017		556151.05	8735963.82
PC33	33	E	2/12/2016		556105.63	8736126.45
PC36	36	E	27/05/2016		556251.48	8736005.44
PC37	37	E	2/06/2017		556372.04	8735952.26
PC38	38	E	2/12/2016		556412.61	8736069.4
PC39	39	E	2/12/2016		556266.82	8736345.44
PC40	40	E	5/05/2017		556330.45	8736120.63

y) Tabla 28-Suministro convencional (Guía VNR)

Csum	PCAsoci	TipSum	CVNRCcon	TipCom	Con.Mult	Propiedad	EstadoSum	FecPServ.	FecReti	SubAsoc
2	PC2	C	BT00031	SC	No	D	E	17/05/2017		
3	PC3	C	BT00031	SC	No	D	E	14/08/2017		
4	PC4	C	BT00031	SC	No	D	E	2/12/2016		
6	PC6	C	BT00031	SC	No	D	E	30/04/2010		
8	PC8	C	BT00031	SC	No	D	E	30/04/2010		
9	PC9	C	BT00031	SC	No	D	E	23/10/2012		
10	PC10	C	BT00031	SC	No	D	E	10/09/2012		
11	PC11	C	BT00031	SC	No	D	E	1/01/2013		
12	PC12	C	BT00031	SC	No	D	E	28/03/2017		
13	PC13	C	BT00031	SC	No	D	E	2/12/2016		
14	PC14	C	BT00031	SC	No	D	E	30/04/2010		
15	PC15	C	BT00031	SC	No	D	E	2/06/2017		
16	PC16	C	BT00031	SC	No	D	E	2/12/2016		
17	PC17	C	BT00031	SC	No	D	E	2/12/2016		
18	PC18	C	BT00031	SC	No	D	E	2/12/2016		
20	PC20	C	BT00031	SC	No	D	E	2/06/2012		
22	PC22	C	BT00031	SC	No	D	E	27/01/2017		
23	PC23	C	BT00031	SC	No	D	E	2/12/2016		
24	PC24	C	BT00031	SC	No	D	E	18/11/2015		
25	PC25	C	BT00031	SC	No	D	E	2/12/2016		
26	PC26	C	BT00031	SC	No	D	E	2/12/2016		
27	PC27	C	BT00031	SC	No	D	E	27/05/2016		
28	PC28	C	BT00031	SC	No	D	E	28/01/2017		
29	PC29	C	BT00031	SC	No	D	E	2/12/2016		

z) Tabla 30-Predio (Guía VNR)

Predio	UGAs oci	Comp on	Subco mp	UsoT err	Dirección	Áre a	Costo Unt	AñoCo nst	Propi ed	Esta do
EDSATERR	SEDE	A	A4	D	CA. LOS FUNDADORES S/N Mz. "J1" Lte.N. 09 PANGO A SATIPO	300	150	2005	D	E
EDSAEDIFICA	SEDE	B	B4	D	CA. LOS FUNDADORES S/N Mz. "J1" Lte.N. 09 PANGO A SATIPO	150	354	2013	D	E

aa) Tabla 31-Vértices del predio (Guía VNR)

Predio	SecVPol	Coord X	Coord Y
EDSATERR	0	556116.14	8735713.53
EDSATERR	1	556115.43	8735744.5
EDSATERR	2	556111.51	8735747.82
EDSATERR	3	556106.32	8735713.55
EDSAEDIFICA	0	556116.14	8735713.53
EDSAEDIFICA	1	556115.84	8735726.64
EDSAEDIFICA	2	556108.42	8735727.41
EDSAEDIFICA	3	556106.32	8735713.55

bb)Tabla 32-Equipamiento de instalación no eléctrica (Guía VNR)

Equipo	UGAsoc	Componen	Subcomp	TipEquipa	TipMod	UsoEquip	DesEquip	MarEquip	ModEquip	AñoFabr	Cant	CosUni	IdeProp	EstadoEqui
EDSAVEHICU		C	C4		EAM2	D	MOTO LINEAL	HONDA	MOTOKAR CCG125	2015	1	1430	D	E
EDSAVEHICU		C	C4		EAM2	D	MOTO TAXI	HONDA	MOTOKAR CCG125	2015	1	2580	D	E
EDSAEQMEDCONT	SEDE	D	D3	HW	OTRO	D	TRAFOMIX	ABB	TMEA-22	1999	1	15000	D	E
EDSAEQMEDCONT	SEDE	D	D3	HW	DMS5	D	REGISTRADOR MONOFASICO	CIRCUITOR	CAVA 251	2018	4	363.636	D	E
EDSAEQMEDCONT	SEDE	D	D3	HW	DMS5	D	REGISTRADOR TRIFASICO CAVA	SONEL	BED624	2018	2	2878.788	D	E
EDSAEQMEDCONT	SEDE	D	D3	HW	DMS5	D	REGISTRADOR TRIFASICO CAVA	SONEL	AZ0341	2017	1	5681.818	D	E
EDSAEQCOMUN	SEDE	E	E2		EAM2	D	CELULAR	SAMSUNG	GALAXY MINI	2018	3	270	D	E
EDSAEQCOMUN	SEDE	E	E2		EAM2	D	TELÉFONO	MOVISTAR	TMFPEOTD310GNESO		1	36.36	D	E
EDSAEQOFAT	SEDE	F	F3	HW	OTRO	D	PAQUETE WIFI	PTP-LINK			1	75.757	D	E
EDSAEQOFAT	SEDE	F	F3	HW	OTRO	D	ROUTER DE INTERNET	MOVISTAR			1	181.818	D	E
EDSAEQOFAT	SEDE	F	F3	HW	OTRO	D	EQUIPO	BACK	UPS-650		1	90.909	D	E
EDSAEQOFAT	SEDE	F	F2	MUEBLES DE	VARIOS	VARIOS	EQUIPOS ATENCIÓN PUBLICO			2015	5	120	D	E
EDSAEQOFI	SEDE	F	F1	MUEBLES DE	VARIOS	VARIOS	EQUIPOS OFICINA			2015	12	120	D	E
EDSATECNOINFOR	SEDE	G	G2	HW	CMS2	D	Impresora (Escanea, Imprime)	JET PRO	MFP M130fw	2017	1	303.03	D	E
EDSATECNOINFOR	SEDE	G	G2	HW	CMS2	D	Impresora (Escanea, Imprime)	HP	BRB5H56N3Z		1	242.424	D	E
EDSATECNOINFOR	SEDE	G	G1	HW	CMS1	D	Impresora (Escanea, Imprime)	HP	CE657A		1	121.212	D	E
EDSATECNOINFOR	SEDE	G	G1	HW	CMS1	D	MONITOR 21" Color rojo con n	MICRONICS			1	454.54	D	E
EDSATECNOINFOR	SEDE	G	G1	HW	CMS1	D	MONITOR 21" color negro	LG	Flatron w2043-t-pf		1	439.393	D	E
EDSATECNOINFOR	SEDE	G	G1	HW	CMS2	D	MONITOR 17" color negro	LG			1	393.939	D	E
EDSATECNOINFOR	SEDE	G	G1	HW	CMS2	D	MONITOR 17" color negro	LG	FC19M38A-B	2018	1	409.09	D	E
EDSATECNOINFOR	SEDE	G	G1	HW	CMS2	D	MONITOR 21" color negro	SAMSUNG	LS22F350FHLXPE	2018	1	454.545	D	E
EDSATECNOINFOR	SEDE	G	G4	HW	EAM2	D	LAPTOP	LENOVO		2019	1	424.242	D	E
EDSATECNOINFOR	SEDE	G	G3	HW	CMS1	D	SERVIDOR				1	757.575	D	E
EDSASISCOM	SEDE	G	G8		CMS0	D	SOTFWARE SISCOM	NULL	NULL	2015	1	8870	D	E
EDSAOFC2013	SEDE	G	G5	HW		D	SISTEMA OPERATIVO OFFICE 2013			2015	1	7860	D	E
EDSAALARM	SEDE	H	H1			OTRO	ALARMA		az-8581		1	363.636	D	E
EDSAGPS	SEDE	H	H1	HW		OTRO	GPS	GARMIN	GPSMAP 64s	2013	1	393.939	D	E
EDSACAMARA	SEDE	H	H1			D	CAMARA DIGITAL	PANASONIC	NULL	2015	1	250	D	E

cc) Tabla 33-Vía (Guía VNR)

Via	Nom Via	Denom Via
EDSAVIA001	INDUSTRIAL	CA
EDSAVIA002	INDUSTRIAL	CA
EDSAVIA003	INDUSTRIAL	CA
EDSAVIA004	INDUSTRIAL	CA
EDSAVIA005	INDUSTRIAL	CA
EDSAVIA006	INDUSTRIAL	CA
EDSAVIA007	INDUSTRIAL	CA
EDSAVIA008	RÍO ENE	AV
EDSAVIA009	RÍO ENE	AV
EDSAVIA010	RÍO ENE	AV
EDSAVIA011	RÍO ENE	AV
EDSAVIA012	RÍO ENE	AV
EDSAVIA013	RÍO ENE	AV
EDSAVIA014	RÍO ENE	AV
EDSAVIA015	MARISCAL CASTILLA	CA
EDSAVIA016	MARISCAL CASTILLA	CA
EDSAVIA017	MARISCAL CASTILLA	CA
EDSAVIA018	MARISCAL CASTILLA	CA
EDSAVIA019	MARISCAL CASTILLA	CA
EDSAVIA020	MARISCAL CASTILLA	CA
EDSAVIA021	MARISCAL CASTILLA	CA
EDSAVIA022	MARISCAL CASTILLA	CA
EDSAVIA023	MARISCAL CASTILLA	CA
EDSAVIA024	JUAN SANTOS ATAHUALPA	CA
EDSAVIA025	JUAN SANTOS ATAHUALPA	CA

dd) Tabla 34-Tramo de vía (Guía VNR)

TramVia	ViaAsoc	TipVia	TipAlumb	SentTraVia	AnchoVia	Npistas	Ncarriles	Calzada
TEDSAVIA001	EDSAVIA001	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA001	EDSAVIA002	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA001	EDSAVIA003	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA001	EDSAVIA004	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA001	EDSAVIA005	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA001	EDSAVIA006	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA001	EDSAVIA007	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA002	EDSAVIA008	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA002	EDSAVIA009	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA002	EDSAVIA010	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA002	EDSAVIA011	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA002	EDSAVIA012	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA002	EDSAVIA013	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA002	EDSAVIA014	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA003	EDSAVIA015	LC	IV	D	14	1	2	O
TEDSAVIA003	EDSAVIA016	LC	IV	D	14	1	2	C
TEDSAVIA003	EDSAVIA017	LC	IV	D	14	1	2	C
TEDSAVIA003	EDSAVIA018	LC	IV	D	14	1	2	C

ee) Tabla 35-Vértices del tramo de vía (Guía VNR)

TramVia	NSVPoli	Coord X	Coord Y
TEDSAVIA001	0	556198.8	8736372.99
TEDSAVIA001	1	556273.31	8736365.17
TEDSAVIA001	2	556283.64	8736365.99
TEDSAVIA001	3	556334.4	8736360.39
TEDSAVIA001	4	556344.77	8736359.22
TEDSAVIA001	5	556420.87	8736354.91
TEDSAVIA001	6	556431.37	8736356.5
TEDSAVIA001	7	556513.22	8736351.6
TEDSAVIA001	8	556525.82	8736349.48
TEDSAVIA001	9	556602.99	8736345.96
TEDSAVIA001	10	556617.91	8736342.35
TEDSAVIA001	11	556678.6	8736339.19
TEDSAVIA001	12	556689.85	8736340.01
TEDSAVIA001	13	556749.81	8736334.92
TEDSAVIA001	14	556756.24	8736322.93
TEDSAVIA001	15	556691.41	8736326.79
TEDSAVIA001	16	556679.79	8736325.91
TEDSAVIA001	17	556619.5	8736330.14
TEDSAVIA001	18	556609.01	8736332.96
TEDSAVIA001	19	556525.35	8736340.97
TEDSAVIA001	20	556514.95	8736341.51

ff) Tabla 36-Parque (Guía VNR)

Parque	TipoParq	NomParq
SRAMONARMAS	P	PLAZA SAN RAMON DE PANGOA

gg) Tabla 37-Vértices del Parque (Guía VNR)

Parque	SecVerticP	Coord X	Coord Y
SRAMONARMAS	0	556265.08	8736015.95
SRAMONARMAS	1	556314.60	8736014.31
SRAMONARMAS	2	556312.58	8735960.11
SRAMONARMAS	3	556259.46	8735964.13

hh) Tabla 38-Manzana (Guía VNR)

Manzana
IND4
IND3
IND2
PS
A
B
C
CH
D
E
F
G
H
PTE
MER
I
J
K

ii) Tabla 39-Vértices de la manzana (Guía VNR)

Manzana	SecVerticP	Coord X	Coord Y
IND4	0	556203.32	8736435.08
IND4	1	556278.65	8736430.16
IND4	2	556273.31	8736365.17
IND4	3	556198.8	8736372.99
IND3	0	556287.26	8736429.53
IND3	1	556338.53	8736427.96
IND3	2	556334.4	8736360.39
IND3	3	556283.64	8736365.99
IND2	0	556350.04	8736423.04
IND2	1	556424.72	8736418.95
IND2	2	556420.87	8736354.91
IND2	3	556344.77	8736359.22
PS	0	556430.18	8736419.37
PS	1	556517.82	8736415.51
PS	2	556513.22	8736351.6
PS	3	556431.37	8736356.5
A	0	556429.47	8736346.59
A	1	556514.95	8736341.51
A	2	556504.63	8736264.5
A	3	556424.56	8736270.46

jj) Tabla 42-Zona de concesión (Guía VNR)

Zona de concesión
Edelsa

kk) Tabla 43-Vértices de la zona de concesión (Guía VNR)

Zona de concesión	Sec. Vpol	Coord X	Coord Y
Edelsa	0	555947.47	8735833.16
Edelsa	1	555989.47	8735917.16
Edelsa	2	556040.47	8736082.16
Edelsa	3	556095.47	8736268.15
Edelsa	4	556063.47	8736401.15
Edelsa	5	556129.47	8736589.15
Edelsa	6	556232.47	8736922.15
Edelsa	7	558953.43	8740379.1
Edelsa	8	560950.41	8739994.1
Edelsa	9	559246.42	8732515.2
Edelsa	10	555422.48	8733532.19
Edelsa	11	555583.47	8734911.17
Edelsa	12	555625.47	8735034.17
Edelsa	13	555655.47	8735093.17
Edelsa	14	555819.47	8735343.17
Edelsa	15	555865.47	8735534.16

4.3.1.6. Anexo N.6 Información de las instalaciones eléctricas adaptadas de la empresa Edelsa 2018 según la guía de VNR

a) Tabla 44-Tramo en MT adaptado (Guía VNR)

CTramMTExis	CNumSDT	TenNom	TipRed	CVNRFases	CVNRNeutro	TipMatEstr	ZonAdap	Tramo
T215C0000	1	G	A	AA07003		C	ZN	34.19
T215C0001	1	G	A	AA07003		C	ZN	30.04
T215C0002	1	G	A	AA07003		C	ZN	86.35
T215C0003	1	G	A	AA07003		C	ZN	147.71
T215C0004	1	G	A	AA07003		C	ZN	95.84
T215C0005	1	G	A	AA07003		C	ZN	120.97
T215C0006	1	G	A	AA07003		C	ZN	109.50
T215C0007	1	G	A	AA07003		C	ZN	125.84
T215C0008	1	G	A	AA07003		C	ZN	125.46
T215C0009	1	G	A	AA07003		C	ZN	116.55
T215C0010	1	G	A	AA07003		C	ZN	119.00
T215C0011	1	G	A	AA07003		C	ZN	125.28
T215C0012	1	G	A	AA07003		C	ZN	106.34
T215C0013	1	G	A	AA07003		C	ZN	355.18
T215C0014	1	G	A	AA07003		C	ZN	59.23
T215C0015	1	G	A	AA07003		C	ZN	102.59
T215C0016	1	G	A	AA07003		C	ZN	84.01
T215C0017	1	G	A	AA07003		C	ZN	131.03
T215C0018	1	G	A	AA07003		C	ZN	112.16
T215C0019	1	G	A	AA07003		C	ZN	54.91
T215C0020	1	G	A	AA07003		C	ZN	110.50
T215C0021	1	G	A	AA07003		C	ZN	156.46
T215C0022	1	G	A	AA07003		C	ZN	115.55
T215C0023	1	G	A	AA07003		C	ZN	51.50
T215C0024	1	G	A	AA07003		C	ZN	75.66
T215C0025	1	G	A	AA07003		C	ZN	98.47
T215C0026	1	G	A	AA07003		C	ZN	86.77
T215C0027	1	G	A	AA07003		C	ZN	132.63
T215C0028	1	G	A	AA07003		C	ZN	112.45
T215C0029	1	G	A	AA07003		C	ZN	73.00

b) Tabla 45-Equipo de protección y seccionamiento adaptado (Guía VNR)

CEquip	TenNom	CVNREquip	TipInstala	TipMand
S215P0002	G	RE063082313	E	A
S215P0001	G	BC005001061	E	L
S215P0002	G	BC005001061	E	L
S215P0003	G	BC005001061	E	L

c) Tabla 46-SED adaptado (Guía VNR)

Csubestexis	TNom1	TNom2	Potcalc	PotIns	ZonAdap	CodVNR
EDSAMT1SD001	G	Y	90.95	100	ZN	SB10004
EDSAMT1SD002	G	Y	83.62	90	ZN	SB09004
EDSAMT1SD003	G	Y	57.75	65	ZN	SM06504
EDSAMT1SD004	G	Y	35.85	40	ZN	SM04004
EDSAMT1SD005	G	Y	22.06	25	ZN	SM02504
EDSAMT1SD006	G	Y	39.6	40	ZN	SM04004
EDSAMT1SD007	G	Y	28.6	30	ZN	SM03004
EDSAMT1SD008	G	Y	7.7	10	ZN	SM01004
EDSAMT1SD009	G	Y	4.62	5	ZN	SM00504
EDSAMT1SD010	G	Y	14.4	15	ZN	SM01504
EDSAMT1SD011	G	Y	33.98	37	ZN	SM03704

d) Tabla 47-Tramo de BT adaptado (Guía VNR)

CTramBTexis	CNumSDT	TipRed	CTipServ	CVNRCondSP	CVNCondAdicSP	CVNRCAP	CVNRCNe	TipMatEstr	ZonAdap	Tramo
BTSED01C101	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	14.88
BTSED01C101	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	28.74
BTSED01C101	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	24.66
BTSED01C101	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	37.06
BTSED01C101	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	41.46
BTSED01C101	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	39.62
BTSED01C102	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	9.14
BTSED01C102	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	45.67
BTSED01C102	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	35.97
BTSED01C102	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	40.38
BTSED01C103	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	29.94
BTSED01C104	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	21.41
BTSED01C104	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	13.1
BTSED01C104	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	42.2
BTSED01C105	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	13.83
BTSED01C105	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	33.14
BTSED01C201	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	21.06
BTSED01C201	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	26.8
BTSED01C201	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	28.32
BTSED01C201	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	21.68
BTSED01C201	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	40.51
BTSED01C201	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	43.21
BTSED01C201	1	A	SP	AS035125		AS035125	AC02514	C	ZN	32.85

e) Tabla 48-Equipo de AP adaptado (Guía VNR)

CAPExis	TipRed	CVNRAP	TipPastoral
AP215001	A	LU07002	B
AP215002	A	LU07002	B
AP215003	A	LU07002	B
AP215004	A	LU07002	B
AP215005	A	LU07002	B
AP215006	A	LU07002	B
AP215007	A	LU07002	B
AP215008	A	LU07002	B
AP215009	A	LU07002	B
AP215010	A	LU07002	B
AP215011	A	LU07002	B
AP215012	A	LU07002	B
AP215013	A	LU07002	B
AP215014	A	LU07002	B
AP215015	A	LU07002	B
AP215016	A	LU07002	B
AP215017	A	LU07002	B
AP215018	A	LU07002	B
AP215019	A	LU07002	B
AP215020	A	LU07002	B

f) Tabla 49-Equipo de control de AP adaptado (Guía VNR)

CEquiAP	TipRed	CVNREAP
ECAP215001	A	FC001
ECAP215002	A	FC001
ECAP215004	A	FC001
ECAP215005	A	FC001
ECAP215006	A	FC001
ECAP215007	A	FC001
ECAP215008	A	FC001
ECAP215009	A	FC001
ECAP215010	A	FC001
ECAP215011	A	FC001

g) Tabla 51-Suministro convencional adaptado (Guía VNR)

Csum	CVNRCcon	Con.Mult	TipCom
2	BT00031	No	SC
3	BT00031	No	SC
4	BT00031	No	SC
6	BT00031	No	SC
8	BT00031	No	SC
9	BT00031	No	SC
10	BT00031	No	SC
11	BT00031	No	SC
12	BT00031	No	SC
13	BT00031	No	SC
14	BT00031	No	SC
15	BT00031	No	SC
16	BT00031	No	SC
17	BT00031	No	SC
18	BT00031	No	SC
20	BT00031	No	SC
22	BT00031	No	SC
23	BT00031	No	SC
24	BT00031	No	SC
25	BT00031	No	SC
26	BT00031	No	SC

h) Tabla 53-Predio adaptado (Guía VNR)

PredioExis	Área	CostoUnt	CUndGestAsoc
EDSATERR	432	150	SC
EDSAEDIFICA	392.78	200	SC

i) Tabla 51-Suministro convencional adaptado (Guía VNR)

Csum	CVNRCcon	Con.Mult	TipCom
2	BT00031	No	SC
3	BT00031	No	SC
4	BT00031	No	SC
6	BT00031	No	SC
8	BT00031	No	SC
9	BT00031	No	SC
10	BT00031	No	SC
11	BT00031	No	SC
12	BT00031	No	SC
13	BT00031	No	SC
14	BT00031	No	SC
15	BT00031	No	SC
16	BT00031	No	SC
17	BT00031	No	SC
18	BT00031	No	SC
20	BT00031	No	SC
22	BT00031	No	SC
23	BT00031	No	SC
24	BT00031	No	SC
25	BT00031	No	SC
26	BT00031	No	SC

j) Tabla 53-Predio adaptado (Guía VNR).

PredioExis	Área	CostoUnt	CUndGestAsoc
EDSATERR	432	150	SC
EDSAEDIFICA	392.78	200	SC

k) Tabla 54-Equipo de inversión no eléctrica adaptado (Guía VNR)

EquipoExist	DesEquipAdaptado	CantEquipAdapt	CosUni	UGAsoc
EDSAVEHICU	MOTO LINEAL	1	1150	SEDE
EDSAVEHICU	MOTO TAXI	1	2520	SEDE
EDSAEQMEDCONT	TRAFOMIX	1	14410.24	SEDE
EDSAEQMEDCONT	REGISTRADOR MONOFASICO	4	360	SEDE
EDSAEQMEDCONT	REGISTRADOR TRIFASICO CAVA 700	2	2525	SEDE
EDSAEQMEDCONT	REGISTRADOR TRIFASICO CAVA 702	1	5600	SEDE
EDSAEQCOMUN	CELULAR	7	120	SEDE
EDSAEQCOMUN	TELÉFONO	2	30	SEDE
EDSAEQUOFI	EQUIPOS OFICINA	8	360	SEDE
EDSATECNOINFO RM	Impresora (Escanea, Imprime Color, Fax)	1	300	SEDE
EDSATECNOINFO RM	Impresora (Escanea, Imprime Color, Fax)	1	350	SEDE
EDSATECNOINFO RM	MONITOR 21" Color rojo con negro (PC)	1	800	SEDE
EDSATECNOINFO RM	MONITOR 17" color negro (PC)	1	600	SEDE
EDSATECNOINFO RM	MONITOR 21" color negro (PC)	1	800	SEDE
EDSATECNOINFO RM	LAPTOP	1	1530	SEDE
EDSATECNOINFO RM	SERVIDOR	1	900	SEDE
EDSASISCOM	SOTFWARE SISCOM	1	7000	SEDE
EDSAOFC2013	SISTEMA OPERATIVO OFFICE 2013	1	520	SEDE

4.3.1.7. Anexo N.7 Valorizaciones de las instalaciones

a) Costo de Red aérea MT (VNR GIS)

VNRGIS - (Edeleja) - (Costos estándar)

Sistema Datos VNR Ventana Ayuda Salir

Sector Típico: Sector Típico 3 Componente: RED AEREA Descripción:

Grupo: MEDIA TENSIÓN Subcomponente: RED AEREA Costos: Total -Sin Asg- 0.00-

Tensión Nominal: G 22.9 kV (MT) Código VNR: AA0203

Total entidad: 41817. Paginación sobre: 5

Sector	Grupo	Subcomponente	Código VNR	Descripción	Tensión nominal	Código Secundario	Costo de material	Costo de stock	Costo Mano de O	Costo de transport	Costo de supervit	Costo total (€)
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(D) 10 kV	(D) ESTRUCTURA DE FIERRO	8253.58	562.08	1972.02	1056.46	2461.95	14306.09
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(F) 13.2 kV	(D) ESTRUCTURA DE FIERRO	8253.58	562.08	1972.02	1056.46	2461.95	14306.09
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(G) 22.9 kV	(D) ESTRUCTURA DE FIERRO	8253.58	562.08	1972.02	1056.46	2461.95	14306.09
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(F) 13.2 kV	(B) ESTRUCTURA DE HORMIGÓN	5797.23	394.81	1972.02	1056.46	1916.60	11137.12
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(G) 22.9 kV	(B) ESTRUCTURA DE HORMIGÓN	5797.23	394.81	1972.02	1056.46	1916.60	11137.12
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(A) 2.3 kV	(C) ESTRUCTURA DE CONCRETO	4724.37	321.74	1972.02	1056.46	1678.40	9782.99
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(D) 10 kV	(C) ESTRUCTURA DE CONCRETO	4724.37	321.74	1972.02	1056.46	1678.40	9782.99
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(F) 13.2 kV	(C) ESTRUCTURA DE CONCRETO	4724.37	321.74	1972.02	1056.46	1678.40	9782.99
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(G) 22.9 kV	(C) ESTRUCTURA DE CONCRETO	4724.37	321.74	1972.02	1056.46	1678.40	9782.99
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(D) 10 kV	(A) ESTRUCTURA DE MADERA	3808.10	259.34	1972.02	1056.46	1474.97	8570.89
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(F) 13.2 kV	(A) ESTRUCTURA DE MADERA	3808.10	259.34	1972.02	1056.46	1474.97	8570.89
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(G) 22.9 kV	(A) ESTRUCTURA DE MADERA	3808.10	259.34	1972.02	1056.46	1474.97	8570.89
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(A) 2.3 kV	(E) SIN ESTRUCTURA O RED COMPA	1959.72	133.46	1678.57	874.92	965.86	5612.53
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(D) 10 kV	(E) SIN ESTRUCTURA O RED COMPA	1959.72	133.46	1678.57	874.92	965.86	5612.53
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(F) 13.2 kV	(E) SIN ESTRUCTURA O RED COMPA	1959.72	133.46	1678.57	874.92	965.86	5612.53
3	1	A1	AA0203	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIML 3x25 m	(G) 22.9 kV	(E) SIN ESTRUCTURA O RED COMPA	1959.72	133.46	1678.57	874.92	965.86	5612.53

b) Costo de equipo de control de AP (VNR GIS)

VNRGIS - (Edeleja) - (Costos estándar)

Sistema Datos VNR Ventana Ayuda Salir

Sector Típico: Sector Típico 3 Componente: -Sin asignar Descripción:

Grupo: BAJA TENSIÓN Subcomponente: -Sin asignar Costos: Total -Sin Asg- 0.00-

Tensión Nominal: -Sin asignar Código VNR: FC001

Total entidad: 41817. Paginación sobre: 2


Grupo	Subcomponente	Código VNR	Descripción	Tensión nominal	Código Secun	Costo de material	Costo de stock	Costo Mano de O	Costo de transport	Costo de supervit	Costo total (€)
1	AS	FC001	EQUIPO DE CONTROL AP COMPLETO POR FOTOCELULA Y	(X) 1 kV	(X) NINGUNO	66.66	4.54	34.77	0.00	22.03	128.00
1	BS	FC001	EQUIPO DE CONTROL AP COMPLETO POR FOTOCELULA Y	(X) 1 kV	(X) NINGUNO	66.66	4.54	34.77	0.00	22.03	128.00

Listo: 2 Filas afectadas por paginación.

c) Valorización de equipos de protección y seccionamiento

"FORMATO VÁLIDO PARA REPORTAR INFORMACIÓN A OSINERGMIN"							
COSTOS DE INVERSIÓN POR KILOMETRO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN (EDELSA)							
RED ÁREA DE MEDIA TENSIÓN							
COD - VNR :	RE063082313, BC005001061			CÓDIGO DE EMPRESA:	215		
DESCRIPCIÓN :	RECONECTADOR HIDRAULICO, BANCO DE CONDENSADORES			NOMBRE EMPRESA:	EDELSA		
TENSIÓN :	22.9 kV.			SECTOR TIPICO:	SECTOR TIPICO 3		
TIPO SOPORTE (1) :	C (ESTRUCTURA DE CONCRETO)			Fecha:	28/05/2019		
SUBCOMPONENTE	DESCRIPCIÓN DEL ARMADO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO USS/km			
				A Materiales	B Costo de Stock	C Mano de Obra	D Transporte y equipo
C3	RECONECTADOR HIDRAULICO CORTE EN ACEITE, TRIPOLAR, In = 630 A, Icc = 8 kA, 22.9 kV		1	13572.74	924.3	41.74	29.18
C4	BANCO DE CONDENSADORES FIJO, MONOFASICO, 3x50 kVAR, 10-15 kV		3	2131.32	145.14	238.48	90.46
				19966.7	1359.72	757.18	300.56
E	COSTO DE OBRA						22384.16
F	COSTO INGENIERIA DEL PROYECTO Y RECEPCION						2500.31
G	COSTO GASTOS GENERALES						1493.07
H	SUB TOTAL 2						26377.54
I	COSTO INTERES INTERCALARIO						659.44
J	COSTO TOTAL						27036.98

d) Valorización de las subestaciones adaptadas

"FORMATO VÁLIDO PARA REPORTAR INFORMACIÓN A OSINERGMIN"							
COSTOS DE INVERSIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN (EDELSA)							
							
COD - VNR :							
DESCRIPCIÓN :				CÓDIGO DE EMPRESA:			
TENSIÓN :				NOMBRE EMPRESA:			
TIPO SOPORTE (1) :				SECTOR TIPICO:			
				Fecha:			
SUBCOMPONENTE	DESCRIPCIÓN DEL ARMADO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US\$/km			
				A	B	C	D
				Materiales	Costo de Stock	Mano de Obra	Transporte y equipo
A2	S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)		1	6410.59	436.56	324.29	313.19
A2	S.E. AEREA BIPOSTE 90 kVA (3F)		1	6092.54	414.90	306.74	291.91
A1	S.E. AEREA MONOPOSTE 65 kVA (3F)		1	3294.88	224.38	233.68	195.23
A1	S.E. AEREA MONOPOSTE 40 kVA (3F)		2	2806.37	191.12	233.68	195.23
A1	S.E. AEREA MONOPOSTE 25 kVA (3F)		1	2329.3	158.63	233.68	195.23
A1	S.E. AEREA MONOPOSTE 30 kVA (3F)		1	2488.32	169.46	233.68	195.23
A1	S.E. AEREA MONOPOSTE 10 kVA (3F)		1	1852.22	126.14	233.68	195.23
A1	S.E. AEREA MONOPOSTE 5 kVA (3F)		1	1693.2	115.31	233.68	195.23
A1	S.E. AEREA MONOPOSTE 15 kVA (3F)		1	2011.25	136.97	233.68	195.23
A1	S.E. AEREA MONOPOSTE 37 kVA (3F)		1	2710.96	184.62	233.68	195.23
				34496	2349.21	2734.15	2362.17
E	COSTO DE OBRA		41941.53				
F	COSTO INGENIERIA DEL PROYECTO Y RECEPCION		4684.87				
G	COSTO GASTOS GENERALES		2797.58				
H	SUB TOTAL 2		49423.98				
I	COSTO INTERES INTERCALARIO		1235.6				
J	COSTO TOTAL		50659.58				

e) Costos estándares de inversión de las instalaciones eléctricas (existente) con el VNR GIS

RESUMEN DE LOS COSTOS ESTÁNDARES DE INVERSIÓN EXISTENTES (VALORIZACIÓN)											
COSTOS DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EXISTENTE											
ITEM	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTO MAT	COSTO STOCK	COSTO MO	COSTO TRANS	COSTO OBRA	COSTO INGENIERIA	COSTO GASTOS GNRAL	COSTO INTERCALARIO	COSTO INDIRECTO	TOTAL
1	COSTOS DE MEDIA TENSIÓN	22695.8735	1545.63896	9473.58408	5075.23384	38790.3304	4332.88	2587.39	1142.77	8063.04	46853.3704
2	COSTOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO	19966.7	1359.72	757.18	300.56	22384.16	2500.31	1493.07	659.44	4652.82	27036.98
3	COSTOS DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION ELECTRICA	66089.29	4500.67	3388.83	3220.73	77199.52	8623.19	5149.36	2274.3	16046.85	93246.37
4	COSTOS DE RED SECUNDARIA SERVICIO PARTICULAR	97184.9283	6618.1958	47255.2997	24363.9146	175422.338	19594.68	11701.02	5167.95	36463.65	211885.988
5	COSTOS DE RED SECUNDARIA ALUMBRADO PUBLICO	22884.72	1559.16	1627.32	1828.96	27900.16	3116.45	1861	821.94	5799.39	33699.55
6	COSTOS DE EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PUBLICO	666.6	45.4	347.7	0	1059.7	118.37	70.68	31.22	220.27	1279.97
TOTAL		229488.112	15628.7848	62849.9138	34789.3984	342756.209	38285.88	22862.52	10097.62	71246.02	414002.229

f) Costos estándares de inversión de las instalaciones eléctricas (adaptado) con el VNR GIS

RESUMEN DE LOS COSTOS ESTÁNDARES DE INVERSIÓN ADAPTADO (VALORIZACIÓN)											
COSTOS DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ADAPTADO											
ITEM	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTO MAT	COSTO STOCK	COSTO MO	COSTO TRANS	COSTO OBRA	COSTO INGENIERIA	COSTO GASTOS GNRAL	COSTO INTERCALARIO	COSTO INDIRECTO	TOTAL
1	COSTOS DE MEDIA TENSIÓN	22695.8735	1545.63896	9473.58408	5075.23384	38790.3304	4332.88	2587.39	1142.77	8063.04	46853.3704
2	COSTOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO	19966.7	1359.72	757.18	300.56	22384.16	2500.31	1493.07	659.44	4652.82	27036.98
3	COSTOS DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION ELECTRICA	34496	2349.21	2734.15	2362.17	41941.53	4684.87	2797.58	1235.6	8718.05	50659.58
4	COSTOS DE RED SECUNDARIA SERVICIO PARTICULAR	97184.9283	6618.1958	47255.2997	24363.9146	175422.338	19594.68	11701.02	5167.95	36463.65	211885.988
5	COSTOS DE RED SECUNDARIA ALUMBRADO PUBLICO	22884.72	1559.16	1627.32	1828.96	27900.16	3116.45	1861	821.94	5799.39	33699.55
6	COSTOS DE EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PUBLICO	666.6	45.4	347.7	0	1059.7	118.37	70.68	31.22	220.27	1279.97
TOTAL		197894.822	13477.3248	62195.2338	33930.8384	307498.219	34347.56	20510.74	9058.92	63917.22	371415.439

g) Costos estándares de inversión de las instalaciones eléctricas (existente) con el SICODI


RESUMEN DE LOS COSTOS ESTÁNDARES DE INVERSIÓN EXISTENTES (VALORIZACIÓN) SICODI											
COSTOS DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EXISTENTE											
ITEM	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTO MAT	COSTO STOCK	COSTO MO	COSTO TRANS	COSTO DIRECTO COSTO OBRA	COSTO GASTOS GNRAL	COSTO INGENIERIA	COSTO INTERCALA RIO	COSTO INDIRECTO	TOTAL
1	COSTOS DE MEDIA TENSIÓN	20 004.29	1 362.37	9 473.58	5 222.38	36 062.62	2 405.46	4 028.20	1 062.40	7 496.07	43558.6847
2	COSTOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO	21 611.48	1 471.71	858.38	350.64	24 292.21	1 620.34	2 713.43	715.65	5 049.42	29341.63
3	COSTOS DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION ELECTRICA	64 270.33	4 376.74	3 388.83	3 381.18	75 417.08	5 030.47	8 424.10	2 221.77	15 676.34	91093.42
4	COSTOS DE RED SECUNDARIA SERVICIO PARTICULAR	94 698.79	6 449.07	45 836.60	24 920.18	171 904.64	11 466.44	19 201.65	5 064.25	35 732.34	207636.977
5	COSTOS DE RED SECUNDARIA ALUMBRADO PUBLICO	22 884.72	1 559.16	1 627.32	1 888.60	27 959.80	1 865.88	3 124.00	823.60	5 813.48	33773.28
6	COSTOS DE EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PUBLICO	666.60	45.40	347.70		1 059.70	70.70	118.40	31.20	220.30	1280
TOTAL		224136.205	15264.45	61532.4163	35762.979	336696.051	22459.2892	37609.7821	9918.87	69987.9413	406683.992

h) Costos estándares de inversión de las instalaciones eléctricas (adaptado) con el SICODI


RESUMEN DE LOS COSTOS ESTÁNDARES DE INVERSIÓN ADAPTADO (VALORIZACIÓN) SICODI											
COSTOS DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ADAPTADO											
ITEM	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTO MAT	COSTO STOCK	COSTO MO	COSTO TRANS	COSTO DIRECTO COSTO OBRA	COSTO GASTOS GNRAL	COSTO INGENIERIA	COSTO INTERCALA RIO	COSTO INDIRECTO	TOTAL
1	COSTOS DE RED PRIMARIA	20 004.29	1 362.37	9 473.58	5 222.38	36 062.62	2 405.46	4 028.20	1 062.40	7 496.07	43558.6847
2	COSTOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO	21 611.48	1 471.71	858.38	350.64	24 292.21	1 620.34	2 713.43	715.65	5 049.42	29341.63
3	COSTOS DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION ELECTRICA	33 986.66	2 314.51	2 734.15	2 489.30	41 524.62	2 769.77	4 638.31	1 223.31	8 631.39	50156.01
4	COSTOS DE RED SECUNDARIA SERVICIO PARTICULAR	94 698.79	6 449.07	45 836.60	24 920.18	171 904.64	11 466.44	19 201.65	5 064.25	35 732.34	207636.977
5	COSTOS DE RED SECUNDARIA ALUMBRADO PUBLICO	22 884.72	1 559.16	1 627.32	1 888.60	27 959.80	1 865.88	3 124.00	823.60	5 813.48	33773.28
6	COSTOS DE EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PUBLICO	666.60	45.40	347.70		1 059.70	70.70	118.40	31.20	220.30	1280
TOTAL		193852.535	13202.22	60877.7363	34871.099	302803.591	20198.5892	33823.9921	8920.41	62942.9913	365746.582

4.3.1.8. Anexo N.8 VNR existente y adaptado de Edelsa

a) VNR Existente Edelsa

						
VNR EDELSA 2018 EXISTENTE						
EDSA					CONSOLIDADO	
Edelsa					METRADO EXISTENTE	
					COSTO ESTANDAR	
ITEM	Descripción		UNIDAD	CANTIDAD	COSTO (US \$/unidad)	sub total (miles de US\$)
1 MEDIA TENSION						
A RED ÁREA						
	A1	Red Aérea	km	4.804	9752.99	46.85
					Total	46.85
C EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO						
	C3	Reconectores	ud	1	17596.08	17.6
	C4	OTROS	ud	3	3146.97	9.44
					Total	27.04
TOTAL MT						73.89
2 SUBESTACIONES						
A SUBESTACIONES AÉREA DE DISTRIBUCIÓN MT/BT						
	A1	SED Monoposte	ud	1	4548.93	4.55
	A2	SED Biposte	ud	10	8869.44	88.69
					Total	93.24
TOTAL SUBESTACIONES						93.24
3 BAJA TENSION						
A RED ÁREA						
	A1.1	Servicio Particular	km	22.43	7064.6	158.46
	A2	AP-sobre estructura de SP	km	22.43	2381.96	53.43
	A4	Equipos de AP	ud	284	118.65	33.7
	A5	Equipos de control de AP	ud	10	128	1.28
					Total	246.87
TOTAL BT						246.87
4 INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS						
A TERRENOS Y EDIFICIOS						
	A	Terrenos	m2	300	150	45
	B	Edificios, construcciones	m2	150	354	53.1
					Total	98.1
B EQUIPOS DE INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS						
	C	Vehículos de Transporte y carga	ud	2	2005	4.01
	D	Equipos de almacén, medición y/o control, mastranza	ud	8	3486.74	27.89
	E	Equipos de comunicación	ud	4	211.59	0.85
	F	Equipos de oficina	ud	20	119.42	2.39
	G	Equipamiento de tecnología e informacion	ud	12	1727.5	20.73
	H	Otros equipos	ud	3	335.86	1.01
					Total	56.88
TOTAL DE INSTALACIONES NO ELECTRICAS						154.98
				Total		568.98

b) VNR Adaptado Edelsa

						
VNR EDELSA 2018						
EDSA						
Edelsa					CONSOLIDADO	
					METRADO ADAPTADO	
					COSTO ESTANDAR	
ITEM	Descripción del Armado		UINDAD	CANTIDAD	COSTO (US \$/unidad)	sub total (miles de US\$)
1 MEDIA TENSIÓN						
A RED ÁREA						
	A1	Red Aérea	km	4.804	9752.99	46.85
					Total	46.85
C EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO						
	C3	Reconectores	ud	1	17596.08	17.6
	C4	OTROS	ud	3	3146.97	9.44
					Total	27.04
TOTAL MT						73.89
2 SUBESTACIONES						
A SUBESTACIONES AÉREA DE DISTRIBUCIÓN MT/BT						
	A1	SED Monoposte	ud	9	3670.77	33.04
	A2	SED Biposte	ud	2	8811.76	17.62
					Total	50.66
TOTAL SED						50.66
3 BAJA TENSIÓN						
A RED ÁREA						
	A1.1	Servicio Particular	km	22.43	7064.6	158.46
	A2	AP-sobre estructura de SP	km	22.43	2381.96	53.43
	A4	Equipos de AP	ud	284	118.65	33.7
	A5	Equipos de control de AP	ud	10	128	1.28
					Total	246.87
TOTAL BT						246.87
4 INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS						
A TERRENOS Y EDIFICIOS						
	A	Terrenos	m2	432	150	64.8
	B	Edificios , construcciones	m2	392.78	200	78.56
					Total	143.36
B EQUIPOS DE INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS						
	C	Vehículos de Transporte y carga	ud	2	1835	3.67
	D	EQUIPOS DE almacén, medición y/o control, maestranza	ud	8	3312.53	26.5
	E	Equipos de comunicación	ud	9	100	0.9
	F	Equipos de oficina	ud	8	360	2.88
	G	Equipamiento de tecnología e informacion	ud	8	1600	12.8
					Total	46.75
TOTAL DE INSTALACIONES NO ELECTRICAS						190.11
					Total	561.53

4.3.1.9. Anexo N.9 Tablas de cálculos del VAD

a) VAD Empresa modelo Electrotocache

Fijación 2018-2022								
VAD - Sector Típico 3								
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo			
		VADMT	VADBT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	2 341	5 612	778				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	291	697	97				
Costo Anual de OyM	miles US\$	183	423	61	195	1	1	0
Total Costo Anual	miles US\$	473	1 119	158	195	1	1	0
Demanda	kW	5 022	3 398	3 398				
Número de clientes	unidad				15 999	19	15	1
VAD Inversión	US\$/kW-mes	4.577	16.210	2.249				
VAD OyM	US\$/kW-mes	3.032	10.363	1.501				
VAD	US\$/kW-mes	7.609	26.573	3.750				
Cargo Fijo	US\$/cliente-mes				1.017	3.539	3.789	1.033
Tipo de Cambio		(S./US\$)	3.245	31/12/2017				
Descripción	Unidad	VAD			Cargo Fijo			
		VADMT	VADBT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles S/.	7 597	18 210	2 526				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles S/.	943	2 261	314				
Costo Anual de OyM	miles S/.	593	1 371	199	634	3	2	0
Total Costo Anual	miles S/.	1 536	3 632	512	634	3	2	0
Demanda	kW	5 022	3 398	3 398				
Número de clientes	unidad				15 999	19	15	1
VAD Inversión	S./kW-mes	14.852	52.601	7.298				
VAD OyM	S./kW-mes	9.839	33.628	4.871				
VAD	S./kW-mes	24.691	86.229	12.169				
Cargo Fijo	S./cliente-mes				3.300	11.484	12.295	3.352
VAD Inversión	S./kW-mes	14.852	52.601	7.298				
VAD OyM	S./kW-mes	9.839	33.628	4.871				
VAD	S./kW-mes	24.691	86.229	12.169				
Cargo Fijo	S./mes				3.300	11.484	12.295	3.352
VNRMT		2 211						
VNRSED		735						
VNRBT		4 565						
VNRINE		442						
VNR		7 953						
INE-MT		130						
INE-BT		312						
INE-SED		43						

b) VAD Edelsa 2018

	factor	0.124144			VNRMT		74	250
					VNRSED		51	171
Descripción	Unidad	VAD			VNRBT		247	834
	Unidad	VADMT	VADBT	SED MT/BT	VNRINE		190	642
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	112	450	77	VNR		562	1 897
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	14	56	10				
Costo Anual de OyM	miles US\$	4	16	3	INE-MT		38	128
Total Costo Anual	miles US\$	18	72	12	INE-BT		152	515
Demanda	kW	293	74	74	INE-SED		26	88
		29%						
VAD Inversión	US\$/kW-me	3.746	59.938	10.206				
VAD OyM	US\$/kW-me	1.145	18.319	3.119				
VAD	US\$/kW-me	4.891	78.257	13.325				
Cargo Fijo	US\$/cliente-mes							
Tipo de Cambio	(S./US\$)	3.379	31/12/2018					
Descripción	Unidad	VAD						
		VADMT	VADBT	SED MT/BT				
Valor Nuevo de Reemplazo	miles S/.	377	1 520	259			2 156	
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles S/.	47	189	32				
Costo Anual de OyM	miles S/.	14	55	9				
Total Costo Anual	miles S/.	60	243	41				
Demanda	kW	293	74	74				
Número de clientes	unidad							
VAD Inversión	S./kW-mes	12.658	202.531	34.486				
VAD OyM	S./kW-mes	3.869	61.9	10.539				
VAD	S./kW-mes	16.527	264.431	45.025				
		VAD MT		16.527				
		VAD BT		264.431				
		VAD SED		45.025				