

METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LOS ACTIVOS DE PROPIEDAD DE
ECOPETROL, USADOS POR EL COMERCIALIZADOR ESSA-EPM PARA BRINDAR
EL SERVICIO DE ENERGÍA A LOS USUARIOS EN EL CAMPO CIRA INFANTAS

ING. OSCAR GIBERT PICÓN MURCIA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
INGENIERIAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
DE TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2022

METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LOS ACTIVOS DE PROPIEDAD DE
ECOPETROL, USADOS POR EL COMERCIALIZADOR ESSA-EPM PARA BRINDAR
EL SERVICIO DE ENERGÍA A LOS USUARIOS EN EL CAMPO CIRA INFANTAS

ING. OSCAR GIBERT PICÓN MURCIA

Monografía para optar al título de:
ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Director
DOCTOR HERMANN RAÚL VARGAS TORRES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
INGENIERIAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
DE TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2022

AGRADECIMIENTOS

Agradecimiento especial a mi esposa Andrea Alvarez quien siempre me animo a alcanzar este logro en mi carrera profesional.

Agradecimiento a mis compañeros del área eléctrica de Mantenimiento, quienes me orientaron a desarrollar el tema de esta monografía.

Agradecimiento a la empresa en que laboro ECOPETROL S.A, que me brindo su apoyo económico para desarrollar la presente especialización.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	9
1.REFERENTES NORMATIVOS SOBRE REMUNERACIÓN DE ACTIVOS.....	10
1.1 RESOLUCIÓN 097 DE 2008.....	11
1.2 RESOLUCIÓN 015 DE 2018.....	12
2.METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN PROPUESTA	14
2.1 INFORMACIÓN ACTIVOS DEL CAMPO CIRA INFANTAS	14
2.1.1 SE Cira Infantas.	15
2.1.2 SE Campo 22.	15
2.1.3 SE Campo 38.	15
2.1.4 Diagrama Unifilar.....	15
2.2 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN	16
2.2.1 Consideraciones para establecer las Unidades Constructivas (UC).	18
2.2.2 Listado de Unidades Constructivas.	21
2.2.3 Vida Útil de los activos.	26
2.2.4 Porcentajes de Uso de los activos.	27
2.1.5 Cálculo de la Anualidad.....	30
2.1.6 Requisitos para la aplicación de la metodología	33
5. CONCLUSIONES.....	34
BIBLIOGRAFÍA	35
ANEXOS	36
ANEXO A TRANSFORMADORES USUARIOS ESSA-EPM	36

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Tipos de Módulo Común	19
Tabla 2. Categorías de UC.....	21
Tabla 3. Señales de control Campo Cira Infantas	22
Tabla 4. Señales de control Campo Cira Infantas	23
Tabla 5. CEC SE Cira Infantas.....	23
Tabla 7. CEC SE Campo 38.....	24
Tabla 8. UC S/E Cira Infantas	24
Tabla 9. UC S/E Campo 22	25
Tabla 10. UC S/E Campo 38.....	25
Tabla 11. Categorías UC.....	26
Tabla 12. Porcentaje de uso de activos	29
Tabla 13. Remuneración UC SE Cira Infantas	30

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación Cira Infantas	14
Figura 2. Diagrama Unifilar Sistema Eléctrico Campo Cira Infantas	16
Figura 3. Metodología propuesta.....	18

LISTA DE ANEXOS

pág.

Anexo A. Título del anexo36

Anexo B. Cálculo uso de activos -Archivo en Excel

“El anexo B está adjunto y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS”

LISTADO DE ABREVIATURAS

CREG	Comisión de regulación de energía y gas
LAC	Liquidador administrador de cuentas de XM
OR	Operador de Red
UC	Unidad Constructiva
STR	Sistema de Transmisión Regional
SDL	Sistema de Distribución Local

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LOS ACTIVOS DE PROPIEDAD DE ECOPETROL, USADOS POR EL COMERCIALIZADOR ESSA-EPM PARA BRINDAR EL SERVICIO DE ENERGÍA A LOS USUARIOS EN EL CAMPO CIRA INFANTAS*

AUTOR: ING. OSCAR GILBERT PICÓN MURCIA**

PALABRAS CLAVE: REMUNERACIÓN ACTIVOS

DESCRIPCIÓN: La presente monografía aplica como un documento guía para la remuneración de activos que brindan un servicio a una empresa (en este caso ECOPETROL que no es un operador de Red), y que su infraestructura adicionalmente brinda el servicio de energía a usuarios de un Operador de Red (OR), como es el caso de ESSA-epm.

Inicialmente se recopilan las diferentes resoluciones que en el tiempo ha emitido la comisión de energía y GAS – CREG, con el fin de remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica. Luego se aplica al listado de activos que posee Ecopetrol que sirven para brindar el servicio a los usuarios de ESSA-epm, y por último se presenta la metodología a seguir para la remuneración de estos activos, y se muestra el cómo deben ser presentados para ser cobrados al Operador de Red.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Dr Hermann Raúl Vargas Torres

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR REMUNERATION OF THE ASSETS OWNED BY ECOPETROL, USED BY THE MARKETER ESSA-EPM TO PROVIDE THE ENERGY SERVICE TO USERS IN THE CIRA INFANTAS FIELD *

AUTHOR: ING. OSCAR GILBERT PICON MURCIA**

KEY WORDS: REMUNERATION OF ASSETS

DESCRIPTION: This monograph applies as a guide document for the remuneration of assets that provide a service to a company (in this case ECOPETROL, which is not a Network operator), and that its infrastructure additionally provides energy service to users of a Network Operator Red –OR as is the case with ESSA-epm.

Initially, the different resolutions issued by the energy commission and GAS - CREG are compiled in order to remunerate the electricity distribution activity. Then it is applied to the list of assets that Ecopetrol has that serve to provide the service to ESSA-epm users, and finally the methodology that one must use for the remuneration of these assets is presented, and it is shown how they should be presented for be charged to the Network Operator.

* Monograph

** Faculty of Physic-Mechanical Engineering. School of Electrical Engineering, Electronics and telecommunications. Director: Dr Hermann Vargas.

INTRODUCCIÓN

La legislación colombiana ha emitido varias resoluciones relacionadas con la remuneración de activos, beneficios que en ocasiones las empresas dueñas de activos que sirven a usuarios de un comercializador, desconocen. Con esta monografía se busca presentar una metodología que oriente el cómo debe realizarse el cobro por remuneración de activos, teniendo como soporte la normatividad vigente.

En el primer capítulo se presenta el referente normativo colombiano; en el segundo capítulo se presenta el ámbito de aplicación para el campo Cira Infantas, desglosando los activos que se tienen y realizando los cálculos requeridos para presentar los cobros de los activos. Y, por último, se muestra el uso de la metodología con los resultados obtenidos.

La propuesta dada en este documento es de carácter académico, producto de una investigación documental, y tiene como finalidad profundizar y generar conocimiento de la temática de remuneración de activos a terceros.

1. REFERENTES NORMATIVOS SOBRE REMUNERACIÓN DE ACTIVOS

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia se fundamenta en las leyes 142 y 143 de 1994, donde se establece el régimen para las diferentes actividades del sector y se dictan las disposiciones en materia energética.

El Artículo 39 de la ley 143, establece que “los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y de desarrollo sostenible. Estos cargos tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera”¹.

En 1997 la Comisión de regulación de energía y Gas -CREG- emitió la resolución 099 en donde se dictaron las primeras disposiciones sobre el tema de remuneración de activos, y se establecieron los cargos por uso pagados por los usuarios al comercializador por el uso del sistema de transmisión y distribución. Con el tiempo, el ente regulador ha emitido otras disposiciones que han ido evolucionando hasta llegar a las 2 últimas disposiciones: la resolución 097 de 2008 y la resolución 015 de 2018, las cuales sirven de base para esta monografía.

¹ LEY 143 DE 1994 dada en Santafé de Bogotá, D.C., 11 de julio de 1994.

1.1 RESOLUCIÓN 097 DE 2008

Esta resolución está conformada por quince (15) capítulos, inicialmente se presentan diez (10) artículos en los cuales se muestra información sobre definiciones, criterios generales, requerimientos de información necesaria que deben presentar los OR ante la CREG, entre otros.

El capítulo 2 presenta como se deben calcular los costos anuales por el uso de los activos de los niveles 4, 3 y 2. Estos costos se determinan según los inventarios de activos y los terrenos asociados a dichos activos que el OR haya reportado a la CREG. El capítulo 5 define las unidades constructivas (UC) de los STR y SDL, establece los costos reconocidos y la vida útil a utilizar en el cálculo de la remuneración, la cual fue determinada entre 30 y 40 años para los equipos de patio y de 10 años para los equipos electrónicos de comunicaciones. El capítulo 6 presenta las fórmulas que se deben utilizar para solicitar el reconocimiento mensual por el concepto de remuneración de activos, los cuales serán liquidados por la LAC. La resolución contempla reconocimientos por gastos AOM (que se presentan capítulo 10) y calidad de servicio (capítulo 11).

La metodología de remuneración para el STR fue de ingreso regulado y aplicaban una tasa de retorno de 13%; para el SDL implementaba el esquema de precio máximo y una tasa de retorno de 13,9%. Para el reconocimiento de los activos implementaba el enfoque VNR, en donde, los activos son considerados como nuevos durante todo el periodo tarifario.

Esta metodología dejo de estar vigente en el momento en que se expide la nueva resolución 015 de 2018. Sin embargo, se trae a colación debido a que los activos del campo Cira infantas fueron construidos durante la vigencia de esta.

1.2 RESOLUCIÓN 015 DE 2018

Esta resolución está conformada por dieciséis (16) capítulos, inicialmente se presentan veintiséis (26) artículos en los cuales se muestra información sobre definiciones, criterios generales, requerimientos de información necesaria que deben presentar los OR ante la CREG, entre otros; muy similares a los que contenía la resolución 097 de 2008. Se adicionaron los cambios en la determinación de los índices de pérdida de energía, los cambios en la calidad del servicio que permite aumentar o disminuir la remuneración de acuerdo con los indicadores que tengan sus usuarios, y obligaciones en temas de reportes y medición avanzada que deben cumplir los OR [1].

El capítulo 2 presenta como debe realizarse el cálculo de los costos anuales por el uso de los activos de los niveles 4, 3 y 2. Estos costos siguen estando asociados a los inventarios de activos y terrenos que el OR haya reportado a la CREG, y se adicionó el ingreso por inversiones, el cual se presenta en el capítulo 3. El capítulo 14 define las UC de los STR y SDL para las nuevas inversiones (2018 hacia adelante), establece los costos reconocidos y la vida útil a utilizar en el cálculo de la remuneración, la cual fue determinada entre 35 y 45 años para los equipos de patio y de 10 años para los equipos electrónicos de comunicaciones; y el capítulo 15 define el reconocimiento de las UC construidas entre el 2008 al 2018 fecha en la que regía la resolución 097 de 2008. Es importante resaltar que la vida útil de las UC del capítulo 15 siguen siendo las mismas que tenía la resolución 097 de 2008.

La resolución contempla reconocimientos por gastos AOM (ver capítulo 4) y calidad de servicio (ver capítulo 5), este último incluye la obligación que adquiere el OR de reportar en forma inmediata los eventos que se presenten en los activos, los cuales pueden mejorar o disminuir el reconocimiento si se logra o incumplen las metas que tenga el OR.

Esta nueva resolución implementó nuevos cambios en la metodología de remuneración, para el STR continuó con el ingreso regulado, aplicando una tasa de retorno de 11,8%, mismo esquema que comenzó a regir al SDL con la misma tasa de retorno. En el reconocimiento de los activos implementó el enfoque de costo de reposición depreciado, en donde, los activos se deprecian teniendo en cuenta la vida útil.

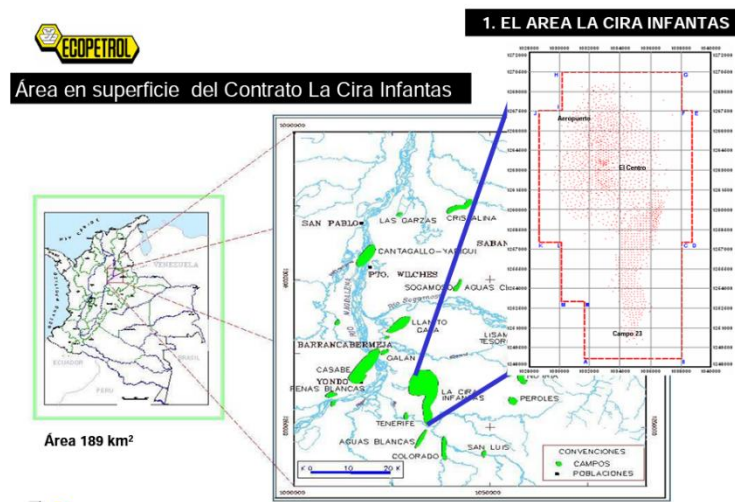
2. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN PROPUESTA

2.1 INFORMACIÓN ACTIVOS DEL CAMPO CIRA INFANTAS

El campo Cira Infantas se encuentra ubicado en el municipio de Barrancabermeja, corregimiento el Centro, en un área de 189 km² donde se encuentran cerca de 1200 pozos productores, alimentados por energía eléctrica proveniente de la subestación Cira Infantas, construida por Ecopetrol en el año 2012.

El campo Cira Infantas hizo su entrada en operación en el año 1952. En sus inicios, el sistema eléctrico del campo estaba destinado exclusivamente a Ecopetrol, sin embargo, dadas las necesidades de los residentes de la zona comenzó a crecer de manera no planificada. Actualmente, las redes eléctricas que alimentan los pozos se comparten con redes eléctricas del OR de la región destinadas a brindar el suministro de energía a estos residentes en el campo.

Figura 1. Ubicación Cira Infantas



Fuente: Imagen de Archivo de la empresa ECOPETROL

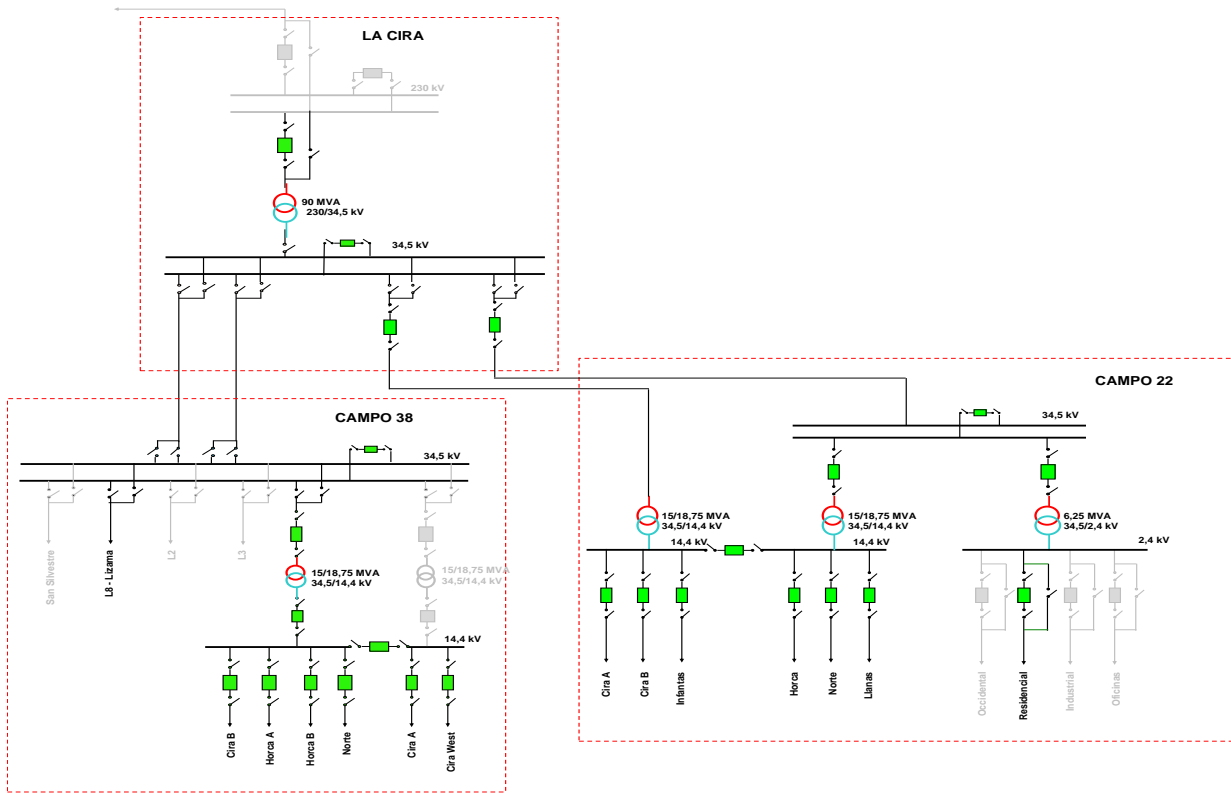
2.1.1 SE Cira Infantas. Es una Subestación de 230 kV, con una configuración Barra principal y transferencia que alimenta el transformador trifásico de 90 MVA 230/34,5 kV. A este transformador se conecta una barra doble con tensión de 34,5 kV, del cual se deriva, la alimentación para las subestaciones Campo 22 y Campo 38, donde se conectan los circuitos que alimentan tanto los pozos petroleros, como los usuarios de ESSA-epm, empresa comercializadora del sector.

2.1.2 SE Campo 22. La subestación de Campo 22 se alimenta desde la Cira Infantas a una tensión de 34,5 kV. En Campo 22 se encuentran dos transformadores de 18,75 MVA, con relación de transformación 34,5/14,4 kV, y un transformador de 6,25 MVA, 34,5/2,4 kV. Los transformadores de 18,75 MVA alimentan los circuitos Cira A, Cira B, Infantas, Horca, Norte y Llana a una tensión de 14,4 kV. Del transformador de 6,25 MVA se derivan 4 líneas que corresponden a los circuitos Occidental, Residencial, Industrial y Oficinas, de los cuales el circuito Residencial presenta una carga considerable de usuarios de ESSA-epm. Al igual que el Circuito Infantas que es de uso exclusivo de ESSA-epm y cuenta con una medida del comercializador.

2.1.3 SE Campo 38. Es una subestación de 34,5 kV de configuración Barra doble, alimentada desde la subestación Cira Infantas por medio de dos líneas (L6 y L7) con una longitud aproximada de 5 km cada una. Campo 38 tiene dos transformadores de 18,75 MVA con una relación de transformación de 34,5 /14,4 kV, ambos operando permanentemente, con los cuales se alimenta un shelter de barra sencilla de 14,4 kV de donde conectan 6 bahías de líneas correspondientes a los circuitos de Cira A, Cira B, Cira West, Horca A, Horca B y Norte. Estos circuitos de 14,4 kV tienen cargas de Ecopetrol y también de ESSA-epm.

2.1.4 Diagrama Unifilar. En la figura 2 se presenta el diagrama unifilar que muestra la infraestructura que se tiene en cada subestación y la interconexión entre ellas.

Figura 2. Diagrama Unifilar Sistema Eléctrico Campo Cira Infantas



Fuente: Imagen Diagramas Unifilares de la empresa ECOPETROL

2.2 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN

La metodología de remuneración propuesta se basa en lo que expresa las resoluciones y en algunos de los conceptos emitidos por la CREG sobre remuneración a terceros (cuando el propietario de los activos no es un OR).

En el concepto 4486 de 2009 emitido por la CREG, en el cual se consulta varios aspectos relacionados con la aplicación de las resoluciones CREG 070 de 1998 y CREG 097 de 2008, se dan las siguientes apreciaciones, “cuando una persona posea Activos de Conexión, los cuales, por cualquier razón se conviertan en Redes de Uso General de un STR y/o SDL, tiene derecho a recibir una remuneración por parte de quien los utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica”. En otro aparte del concepto se expresa: “la

metodología establecida en la Resolución CREG 097 de 2008 determina que, cuando se utilicen activos de terceras personas en la prestación del servicio, se acordará con los terceros propietarios una remuneración adecuada por el uso de dichos activos”².

El párrafo 2 del artículo 17 de la resolución 15 de 2018 reza: “Si a través de un activo se conectan uno o varios transportadores al STR o a un SDL, el activo se remunerará mediante cargos por uso en proporción a la utilización por cada OR”³.

En el concepto 2759 de 2020 emitido por la CREG aparece: “cuando una persona posea activos de Conexión, los cuales, por cualquier razón se conviertan en Redes de Uso General de un STR y/o SDL, tiene derecho a recibir una remuneración por parte de quien los utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica. Por lo anterior, la empresa debe acordar con usted la remuneración correspondiente por el uso que está haciendo de los activos de su propiedad, siempre y cuando con esta línea se sirvan varios usuarios, en la forma de reconocimiento que ustedes pacten libremente”⁴

En el concepto 1105 de 2021 emitido por la CREG relacionado con la remuneración de un activo de propiedad de terceros, aparece: “La remuneración de los activos de terceros de cualquier nivel de tensión que son utilizados por los OR para la prestación del servicio se debe hacer según acuerden las partes”⁵.

² concepto 4486 de 2009 - CREG Publicado en la WEB CREG, febrero 18 de 2011.

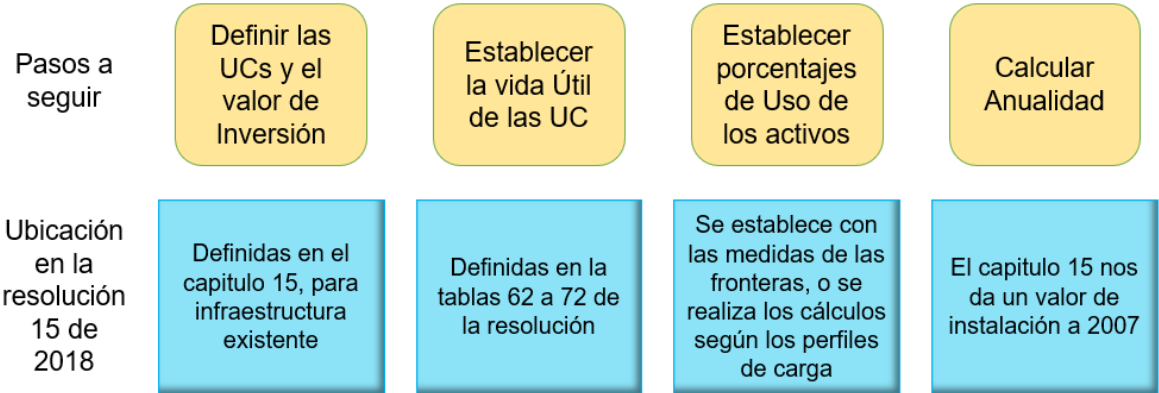
³ resolución 15 de 2018 - CREG, enero 29 de 2018.

⁴ concepto 2759 de 2020 - CREG Publicado en la WEB CREG, junio 11 de 2020.

⁵ concepto 1105 de 2021 - CREG Publicado en la WEB CREG, marzo 12 de 2021.

Teniendo como base todo lo anteriormente mencionado, se plantea que la metodología a usar será la de establecer a partir de los activos de las subestaciones, líneas y redes del campo, las unidades constructivas según la resolución 15 de 2018, establecer su vida útil, los gastos AOM y con esto establecer el valor que deberá ser reconocido por año, teniendo en cuenta que este valor se establece en proporción a la energía que se contabiliza y que se destina para los usuarios de ESSA-epm.

Figura 3. Metodología propuesta



Fuente: elaboración propia

2.2.1 Consideraciones para establecer las Unidades Constructivas (UC). Para establecer las UC inicialmente se debe tener presente las definiciones y/o consideraciones expresadas en el numeral 14.1 UC ASOCIADAS A SUBESTACIONES y 14.2 UC ASOCIADAS A LÍNEAS, entre las cuales se tiene:

- Las UC de transformadores tienen un componente fijo de instalación y otro variable por MVA. Por lo cual el valor total de la UC de un transformador está dado por, la suma del componente fijo, y el componente variable multiplicado por los MVAs.

- El módulo común es el conjunto de equipos y obras comunes que sirven a la subestación en cada nivel de tensión y está compuesto por servicios auxiliares, malla de puesta a tierra y obras civiles no asociadas a una UC en particular. Para establecer el tipo de módulo se debe recurrir a la tabla 1, con la información de las bahías existentes y el nivel de tensión. El capítulo 14 de la resolución presenta como se debe hacer el cálculo de la remuneración para subestaciones nuevas. Para este caso se utilizarán los valores a remunerar presentados en la tabla 46 de la resolución 15 de 2018.

Tabla 1. Tipos de Módulo Común

Nivel de tensión	Tipo de Modulo Común	Descripción
1	No aplica	
2	tipo 1	S/E de 1 a 3 bahías
	tipo 2	S/E de 4 a 6 bahías
	tipo 3	S/E de mas de 6 bahías
	tipo 4	S/E tipo interior
3	tipo 1	S/E de 1 a 3 bahías
	tipo 2	S/E de 4 a 6 bahías
	tipo 3	S/E de mas de 6 bahías
	tipo 4	S/E Con celdas en el lado de alta y que no tienen bahías
4	tipo 1	S/E de 1 a 4 bahías
	tipo 2	S/E de 5 a 8 bahías
	tipo 3	S/E de 9 a 12 bahías

Fuente: elaboración propia, con base en Resolución 15 de 2018 – CREG

- El Módulo de barraje es el conjunto de estructuras, cables, aisladores, transformadores de tensión de barra y equipo de conexión de alta tensión correspondiente a los barrajes de la subestación y es de donde se conectarán directamente las bahías de línea. Para establecer el tipo de UC para el módulo Barraje se puede utilizar la tabla 1 mencionada en este documento.
- Los elementos de protección de barras, sistemas de control y comunicaciones (SCADAs) se reconocen como UC de centros de control. El edificio de control se reconoce como una UC denominada casa de control. El costo de la casa de control

de la subestación se define en función del área resultante de la cantidad de bahías y celdas existentes en la subestación, más las áreas generales de acuerdo con las áreas reconocidas conforme con la siguiente expresión:

$$CEC_{n,s} = (AG_{n,s} + ABh * Bh_{n,s} + ACe * Ce_{n,s}) * CC$$

Donde:

$CEC_{n,s}$: Costo del edificio de control de la subestación s con nivel de tensión n en el lado de alta, ($n = 3$ o 4).

$AG_{n,s}$: Área general de la subestación s con nivel de tensión n en el lado de alta, ($n = 3$ o 4)

ABh : Área reconocida para cualquier bahía de transformador o de línea de nivel de tensión 2, 3, 4 o conexión al STN o para cualquier transformador de potencia de la subestación.

$Bh_{n,s}$: Número de bahías de transformador y de línea de los niveles de tensión 2, 3, 4 y conexión al STN y transformadores de potencia existentes en la subestación s

ACe : Área reconocida para cualquier celda de la subestación de nivel de tensión 3 o 4.

$Ce_{n,s}$: Número de celdas en operación en la subestación s con nivel de tensión n en el lado de alta, ($n = 3, 4$ o Conexión al STN). Incluyendo las celdas de respaldo reconocidas.

CC : Costo por metro cuadrado del edificio de control de la subestación igual a \$ 2.676.000/m² (\$ de la fecha de corte).

2.2.2 Listado de Unidades Constructivas. La resolución 15 de 2018 realiza una clasificación de las UC, en la tabla 2 se presenta las categorías con un ejemplo de UC para los cuales se calculará el valor de la remuneración.

Tabla 2. Categorías de UC

CATEGORIA	DESCRIPCIÓN	EJEMPLOS UC
1	Transformadores de potencia	Transformadores de potencia
2	Compensaciones	Compensación reactiva
3	Bahías y Celdas	Bahías de línea, Bahías de transformador, Bahías de acople, celdas metalclad
4	Equipos de control	Sistema de control de la subestación
5	Equipos de subestación	transformadores de tensión, Enlace fibra óptica, interfaz usuario (IHM)
6	Otros activos de subestación	Módulo Común, Módulo Barraje
7	Centro de control	Scada, Edificio de control
8	Líneas aéreas	Líneas aéreas
9	Líneas subterráneas	Líneas Subterráneas
10	Equipos de línea	Juego de cuchillas, Juego de pararrayos, Reconectador
11	Transformadores de distribución	Transformadores de distribución
12	Redes aéreas	Redes aéreas

Fuente: elaboración propia, con base en Resolución 15 de 2018 - CREG

Como al momento de regir la resolución 15 de 2018 las UC no son nuevas sino existentes, se deben seguir los lineamientos del capítulo 15 de la resolución. Las cantidades de cada UC se establecieron según los equipos y líneas existentes en cada subestación y en el campo.

2.2.2.1 Módulo común y de Barraje. En la subestación Cira Infantas el módulo común y de barraje para el nivel de tensión 34,5 kV (Nivel 3) se selecciona un módulo tipo 3, porque físicamente existe un módulo con 10 bahías (Línea 6, Línea 7, T1, T2, acople, PIA 3, PIA 5ª, L2, L3, Lizama); en el listado de UC solo se cobran 5 de ellas, porque las otras 5 son exclusivas para alimentar cargas de Ecopetrol.

2.2.2.2 Edificio de control. Para establecer el tipo de cuarto de control se debe consultar la tabla 55 de la resolución 15 de 2018, que define los tipos de control según la cantidad de señales que se manejan en la subestación. Para el cálculo de estas se debe utilizar la tabla 61 de la resolución en mención. En la tabla 3 se resume el cálculo de la cantidad de señales del campo Cira Infantas.

Tabla 3. Señales de control Campo Cira Infantas

UC	DESCRIPCIÓN UC	SEÑALES POR UC	Cira	Campo 38	Campo 22
N4S8	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	160	1	-	-
N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	90	-	-	2
N3S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	60	3	2	-
N3S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	90	2	2	-
N3S19	Bahía de acople - tipo convencional	60	1	1	1
N2S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	60	-	-	7
N2S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	90	-	-	3
N2S8	Bahía de acople o seccionamiento (configuraciones en que aplica) - tipo convencional	60	-	-	1
N2S9	Celda de salida de circuito - barra sencilla - subestación metalclad	60	-	6	-
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación metalclad	60	-	2	-
N2S11	Celda de interconexión o de acople - barra sencilla - subestación metalclad	60	-	1	-
N2S12	Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación metalclad	30	-	1	-
TOTAL DE SEÑALES			580	930	990

Fuente: elaboración propia, con base en Resolución 15 de 2018 - CREG

En total, el sistema de control maneja 2500 señales, que según la tabla 55 de la resolución 15 de 2018 define que el tipo de cuarto de control sería tipo 4 y las UC de control a reconocer en las subestaciones serían las de la tabla 4:

Tabla 4. Señales de control Campo Cira Infantas

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	OBSERVACION
N3S38	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN	uno por cada Subestación (Cira, Campo 22 y Campo 38)
CCS32	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 4	
N3S44	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 3 (\$/m ²)	asociado al valor de los terrenos de las Subestaciones
N3EQ19	ENLACE DE FIBRA ÓPTICA	Enlace entre la SE Campo 38 con la SE Campo 22
CCS25	SCADA TIPO 4	Existente en la SE Campo 22
N4EQ10	INTERFACE DE USUARIO (IHM)	

Fuente: elaboración propia con base en Resolución 15 de 2018 - CREG

Los costos de la casa de control fueron calculados según lo expresado en el numeral 2.2.1 Consideraciones para establecer las Unidades Constructivas (UC) mediante la formula:

$$CEC_{n,s} = (AG_{n,s} + ABh * Bh_{n,s} + Ace * Ce_{n,s}) * CC$$

Obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 5. CEC SE Cira Infantas

ITEM	Cira
AG3	56,25
Abh	11,25
Bh3	6
Ace	7,5
Ce3	0
CC	2.676.000,00
CEC3	331.155.000,00

Fuente: elaboración propia

Tabla 6. CEC SE Campo 38

ITEM	Campo 38
AG2	0
Abh	11,25
Bh2	4
Ace	7,5
Ce2	8
CC	2.676.000,00
CEC2	280.980.000,00

Fuente: elaboración propia

Tabla 7. CEC SE Campo 38

ITEM	Campo 22
AG2	0
Abh	11,25
Bh2	12
Ace	7,5
Ce2	0
CC	2.676.000,00
CEC2	361.260.000,00

Fuente: elaboración propia

2.2.2.3 UC Subestación Cira Infantas

Tabla 8. UC S/E Cira Infantas

SUBESTACIÓN LA CIRA			
Nivel de Tensión	UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	Cantidad
230 kV	N5S3	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA, 230	1
34.5 kV	N5T6	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 61 A 90 MVA	1
34.5 kV	N3S36	MÓDULO COMÚN - TIPO 3	1
34.5 kV	N3S29	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 3	1
34.5 kV	N3S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CO	2
34.5 kV	N3S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONA	3
34.5 kV	N3S19	BAHÍA DE ACOUPLE - TIPO CONVENCIONAL	1
34.5 kV	N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	21
34.5 kV	N3S38	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN	1
	CCS32	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 4	1
	N3S44	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 3 (\$/m2)	130

Fuente: elaboración propia, con base en Resolución 15 de 2018 – CREG

2.2.2.4 UC Subestación Campo 22

Tabla 9. UC S/E Campo 22

SUBESTACION - CAMPO 22			
Nivel de Tensión	UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	CTD
34.5 KV	N3S35	MÓDULO COMÚN - TIPO 2	1
34.5 KV	N3S28	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 2	1
34.5 KV	N3S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	2
34.5 KV	N3S19	BAHÍA DE ACOUPLE - TIPO CONVENCIONAL	1
34.5 KV	N3T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA	2
14.4 KV	N3T3	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 6.1 A 10 MVA	1
14.4 KV	N2S21	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 2	1
14.4 KV	N2S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	2
14.4 KV	N2S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	7
14.4 KV	N2S8	BAHÍA DE ACOUPLE O SECCIONAMIENTO (CONFIGURACIONES EN QUE APLICA)-TIPO CONVENCIONAL	1
14.4 KV	N2EQ38	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	12
14.4 KV	N2EQ35	RECONECTADOR N2	33
14.4 KV	N2L33	LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS - CONDUCTOR D-N2-2	108
14.4 KV	N2L33	LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS - CONDUCTOR D-N2-2	17
2,4 kv	N2S22	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 3	1
2,4 kv	N2S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	1
	N3S38	SISTEMAS DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN	1
	CCS25	SCADA TIPO 4	1
	N4EQ10	INTERFACE DE USUARIO (IHM)	1
	CCS32	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 4	1
	N3S44	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 3 (\$/m2)	130

Fuente: elaboración propia, con base en Resolución 15 de 2018 – CREG

2.2.2.4 UC Subestación Campo 38

Tabla 10. UC S/E Campo 38

SUBESTACION - CAMPO 38			
NIVEL DE TENSION	UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	CTD
34.5 KV	N3S36	MÓDULO COMÚN - TIPO 3	1
34.5 KV	N3S29	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 3	1
34.5 KV	N3S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	2
34.5 KV	N3S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	2
34.5 KV	N3S19	BAHÍA DE ACOUPLE - TIPO CONVENCIONAL	1
14.4 KV	N3T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A	2
14.4 KV	N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	18
34.5 KV	N3L15	LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-3	10
14.4 KV	N2S22	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 3	1
14.4 KV	N2S10	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	2
14.4 KV	N2S09	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	8
14.4 KV	N2EQ38	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	12
14.4 KV	N2L33	LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS - CONDUCTOR D-N2-2	106
	N3S38	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN	1
	N3EQ19	ENLACE DE FIBRA ÓPTICA	1
	CCS32	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 4	1
	N3S44	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 3 (\$/m2)	130

Fuente: elaboración propia, con base en Resolución 15 de 2018 – CREG

2.2.3 Vida Útil de los activos. Teniendo en cuenta que los activos no son nuevos, para establecer la vida útil de los activos se deben utilizar los datos de vida útil que aparecen en las tablas 62 a 72 del capítulo 15 de la resolución 15 de 2018. A continuación, se presenta la tabla 11 que compila esta información.

Tabla 11. Categorías UC

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
1	Transformadores de potencia	4	30	N5T1 a N5T25 y N4T1 a N4T19
1	Transformadores de potencia	3	30	N3T1 a N3T8
2	Compensaciones	4	30	N4CR1 a N4CR5
2	Compensaciones	3	30	N3CR1 a N3CR5
2	Compensaciones	2	30	N2CR1 a N2CR6
3	Bahías y celdas	4	30	N5S1 a N5S6, N5S9, N4S1E, N4S1 a N4S18, N4S46 y N4S47
3	Bahías y celdas	3	30	N3S1 a N3S20 y N3S39 a N3S43
3	Bahías y celdas	2	30	N2S1 a N2S11 y N2S15 a N2S17
4	Equipos de control y comunicaciones	4	10	N5S8, N4S19, N4S45, N4EQ1 y N4EQ4 a N4EQ12
4	Equipos de control y comunicaciones	3	10	N3S21 a N3S23, N3S38, N3EQ1, N3EQ12 y N3EQ14 a N3EQ21
4	Equipos de control y comunicaciones	2	10	N2EQ3, N2EQ10, N2EQ32 y N2EQ34
5	Equipos de subestación	4	40	N4EQ2, N4EQ2E, N4EQ3, N4EQ4E, N4EQ13, N4EQ13E, N4EQ14 y N4EQ14E
5	Equipos de subestación	3	30	N3EQ10, N3EQ11 y N3EQ13
5	Equipos de subestación	2	30	N2EQ33, N2EQ37, N2EQ38 y N2EQ40
6	Otros activos subestación	4	30	N5S7, N5S10, N4S20 a N4S44 y N4S48
6	Otros activos subestación	3	30	N3S24 a N3S37 y N3S44
6	Otros activos subestación	2	30	N2S12 a N2S14 y N2S18 a N2S29
7	Centro de control	-	10	CCS1 a CCS32
8	Líneas aéreas	4	40	N4L1 a N4L48 y N4L51 a N4L54
8	Líneas aéreas	3	40	N3L1 a N3L26
8	Líneas aéreas	2	30	N2L1 a N2L53
9	Líneas subterráneas	4	40	N4L49 y N4L50
9	Líneas subterráneas	3	40	N3L27 a N3L33
9	Líneas subterráneas	2	30	N2L54 a N2L70
10	Equipos de línea	3	30	N3EQ2 a N3EQ9 y N3EQ22 a N3EQ25
10	Equipos de línea	2	30	N2EQ1, N2EQ2, N2EQ4 a N2EQ9, N2EQ11 a N2EQ31, N2EQ35 y N2EQ36
11	Transformadores de distribución	1	20	
12	Redes aéreas	1	30	

Fuente: elaboración propia, con base en Resolución 15 de 2018 - CREG

El dato de Vida útil se requiere para el cálculo de la anualidad.

2.2.4 Porcentajes de Uso de los activos. El porcentaje de uso de los activos de ESSA en los activos eléctricos de Ecopetrol en el campo Cira Infantas, se determina de la siguiente manera:

Se realiza un levantamiento de todos los transformadores rurales que existen en cada uno de los circuitos de Ecopetrol, Ver anexo A. Con esta información se realiza una proyección de la energía que consumen los usuarios de ESSA, para nuestro caso, establecimos un factor de carga del 33,33%. A continuación, se presenta un ejemplo del cálculo de energía en uno de los circuitos:

El circuito Cira A de la subestación campo 22, basado en la información del anexo A, tiene 33 transformadores rurales que suman una capacidad instalada de 1305 kVA. Para el cálculo de la energía se aplica la siguiente formula:

Energía (kWh-mes) = Pot Nominal (kVA) * Factor de potencia * horas.mes *factor de carga

$$= 1305 * 0,9 * 720 * 0,3333 = 281.880 \text{ kWh}$$

Los cálculos de los consumos de los usuarios ESSA-epm para todos los circuitos se recopilan en la tabla 12 de este documento.

Luego con los datos de capacidades de potencia nominales de los transformadores y conductores de los activos de ECOPETROL se calculó cuanta es la energía máxima que podría circular por cada UC. Y luego se calcula la relación en proporción. A continuación, se presenta un ejemplo de uno de los cálculos:

El transformador T2 de campo 22, según datos de placa es de 18,5 MVA, para calcular la energía máxima que podría entregar se emplea la siguiente ecuación:

Energía Max (kWh-mes) = Pot Nominal (MVA) * Factor de potencia * horas.mes * 1000

$$= 18,5 * 0,9 * 720 * 1000 = 11.988.000 \text{ kWh}$$

La energía consumida por usuarios ESSA en el T2 de campo 22, saldría de la suma de los consumos proyectados de los usuarios en los circuitos Horca, Norte y Llana que están asociados al T2 (ver Figura 2. Diagrama Unifilar Sistema Eléctrico Campo Cira Infantas)

El consumo mes proyectado del circuito Horca asociado al T2 de campo 22 se establece a partir del anexo A, en total se tienen 37 transformadores que suman una potencia instalada de 1275 kVA:

Energía (kWh-mes) = Pot Nominal (kVA) * Factor de potencia * horas.mes *factor de carga

$$= 1275 * 0,9 * 720 * 1/3 = 275.400 \text{ kWh}$$

El consumo mes proyectado del circuito Norte:

$$= 375 * 0,9 * 720 * 1/3 = 81.000 \text{ kWh}$$

El consumo mes proyectado del circuito Llana:

$$= 255 * 0,9 * 720 * 1/3 = 55.080 \text{ kWh}$$

La energía consumida por usuarios ESSA en el T2 de campo 22, sumando los tres consumos proyectados de los tres circuitos daría:

$$= 275.400 + 81.000 + 55.080 = 411.480 \text{ kWh}$$

El porcentaje de uso = Energía usuarios ESSA T2 campo 22/ Energía Max T2 campo 22

$$= 411.480 / 11.988.000 = 3,43\%$$

Para el circuito Infantas no se realiza proyección, puesto que se conoce el valor de la energía del mes que es medido en la frontera embebida de ESSA Frt09100.

A continuación, se presenta la tabla 12 que contiene los porcentajes de uso de los circuitos:

Tabla 12. Porcentaje de uso de activos

LINEA/TRAFO	CAPACIDAD (MVA)	Energía máxima (kWh-Mes)	Energía ESSA (kWh-Mes)	% USO
CIRA-T90	90	58.320.000,00	2.593.257,61	4,45%
CAMPO 22-T1	6,3	4.050.000,00	37.017,61	0,91%
CAMPO 22-T2	18,5	11.988.000,00	411.480,00	3,43%
CAMPO 22-T4	18,5	11.988.000,00	1.801.320,00	15,03%
residencial	1,1	680.826,75	37.017,61	5,44%
Infantas	6,3	4.084.960,48	1.500.000,00	36,72%
Cira A	6,3	4.084.960,48	281.880,00	6,90%
Cira B	6,3	4.084.960,48	19.440,00	0,48%
Horca	6,3	4.084.960,48	275.400,00	6,74%
Norte	6,3	4.084.960,48	81.000,00	1,98%
Llana	6,3	4.084.960,48	55.080,00	1,35%
Linea 6	37,8	24.467.211,22	210.600,00	0,86%
Linea 7	21,6	13.981.263,55	132.840,00	0,95%
CAMPO 38-T1	18,5	11.988.000,00	132.840,00	1,11%
CAMPO 38-T2	18,5	11.988.000,00	210.600,00	1,76%
Cira A	6,3	4.084.960,48	71.280,00	1,74%
Cira B	6,3	4.084.960,48	19.440,00	0,48%
Horca	6,3	4.084.960,48	58.320,00	1,43%
Norte	6,3	4.084.960,48	119.880,00	2,93%
Horca B	6,3	4.084.960,48	12.960,00	0,32%
Cira west	6,3	4.084.960,48	61.560,00	1,51%

Fuente: elaboración propia

2.1.5 Cálculo de la Anualidad. El cálculo de la anualidad se realiza con base en el listado de Unidades Constructivas, asignándole el valor correspondiente según Resolución 15 de 2015 y reconociendo únicamente el porcentaje de utilización calculado anteriormente. Se reconoce adicionalmente el AOM sobre dichos activos.

Tabla 13. Remuneración UC SE Cira Infantas

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	Total Anualidad RES015/2018 (\$ Dic 2007)
N5S3	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA, 230 Kv	6.337.181,69
N5T6	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 61 A 90 MVA	20.218.182,03
N3S36	MÓDULO COMÚN - TIPO 3	2.469.111,23
N3S29	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 3	559.423,13
N3S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	2.275.696,15
N3S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	7.690.069,50
N3S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	1.866.515,81
N3S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	553.997,20
N3S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	611.527,68
N3S19	BAHÍA DE ACOPLA - TIPO CONVENCIONAL	1.173.345,55
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	350.339,35
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	175.169,68
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	175.169,68
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	175.169,68
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	51.991,80
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	57.390,94
N3S38	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN	232.638,57
CCS32	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 4	4.379.882,45
N3S44	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 3 (\$/m2)	1.338.037,37

Fuente: elaboración propia

Tabla 14. Remuneración UC SE Campo 22

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	Total Anualidad RES015/2018 (\$ Dic 2007)
N3S35	MÓDULO COMÚN - TIPO 2	2.239.457,95
N3S28	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 2	506.356,83
N3S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	323.015,99
N3S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	1.213.033,13
N3S19	BAHÍA DE ACOPLER - TIPO CONVENCIONAL	1.213.805,74
N3T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA	5.272.444,31
N3T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA	23.080.974,49
N3T3	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 6.1 A 10 MVA	641.559,32
N2S21	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 2	389.846,85
N2S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	5.310.247,96
N2S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	1.213.033,13
N2S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	2.585.667,12
N2S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	178.321,87
N2S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	2.526.226,49
N2S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	743.007,79
N2S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	505.245,30
N2S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	13.759.403,55
N2S8	BAHÍA DE ACOPLER O SECCIONAMIENTO(CONFIGURACIONES EN QUE APLICA)-TIPO CONVENCIONAL	3.010.810,63
N2EQ38	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	105.883,10
N2EQ38	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	105.883,10
N2EQ38	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	105.883,10
N2EQ38	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	105.883,10
N2EQ35	RECONECTADOR N2	6.066.873,23
N2L33	LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS - CONDUCTOR D-N2-2	21.473.350,65
N2L33	LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS - CONDUCTOR D-N2-2	36.224.664,81
N2S22	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 3	49.696,39
N2S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	323.015,99
N2S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	2.037.360,96
N3S38	SISTEMAS DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN	740.370,58
CCS25	SCADA TIPO 4	9.985.791,79
N4EQ10	INTERFACE DE USUARIO (IHM)	298.801,08
CCS32	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 4	13.938.944,51
N3S44	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 3 (\$/m2)	4.258.294,33

Fuente: elaboración propia

Tabla 15. Remuneración UC SE Campo 38

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	Total Anualidad RES015/2018 (\$ Dic 2007)
N3S36	MÓDULO COMÚN - TIPO 3	1.193.038,40
N3S29	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 3	270.305,07
N3S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	553.997,20
N3S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	611.527,68
N3S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	567.111,25
N3S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	899.078,81
N3S19	BAHÍA DE ACOPLA - TIPO CONVENCIONAL	579.564,90
N3T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA	1.702.127,69
N3T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA	2.698.495,12
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	86.523,70
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	86.523,70
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	51.991,80
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	57.390,94
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	66.933,43
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	106.113,97
N3L15	LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-3	1.991.040,40
N2S22	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 3	77.883,53
N2S10	CELDA DE LLEGADA DETRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	214.640,03
N2S10	CELDA DE LLEGADA DETRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	340.282,98
N2S09	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	325.495,92
N2S09	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	88.771,62
N2S09	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	266.314,85
N2S09	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	547.424,96
N2S09	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	59.181,08
N2S09	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	281.110,12
N2S12	CELDA DE MEDIDA O AUXILIARES - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	246.599,40
N2S11	CELDA DE INTERCONEXION O DE ACOPLA -BARRA SENCILLA -SUBESTACION METALCLAD	248.561,81
N2EQ38	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	33.620,10
N2EQ38	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	53.300,15
N2EQ38	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	33.620,10
N2EQ38	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	53.300,15
N2L33	LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS - CONDUCTOR D-N2-2	8.395.863,76
N3S38	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN	114.910,01
N3EQ19	ENLACE DE FIBRA ÓPTICA	45.695,28
CCS32	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 4	2.163.408,85
N3S44	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 3 (\$/m2)	660.913,14

Fuente: elaboración propia

El total de anualidad a pesos de diciembre 2007 es de **\$ 236.996.657**. Se propone que la anualidad sea actualizada con el IPP del mes en que se realice el pago. Se define como base una anualidad de **\$ 421.851.191** que corresponde al valor calculado para el mes de diciembre de 2022.

Las UC como los demás cálculos presentados en este documento, están recopilados en el archivo de Excel “calculo de uso de activos” adjuntado como un anexo a este documento.

2.1.6 Requisitos para la aplicación de la metodología

Es importante tener presente que la propuesta que se presenta en este documento debe ser analizada por el OR, en este caso ESSA-epm, quien, si llegase a estar de acuerdo luego de la revisión de activos, y en conjunto con el dueño de los activos, en este caso Ecopetrol, deberá constituirse un contrato donde se especifique el valor a remunerar, plazo y vigencia, forma de pago y las obligaciones de las partes en relación a continuidad, confiabilidad y calidad del servicio.

3. CONCLUSIONES

Luego de recopilar y revisar la reglamentación vigente en el país, se estableció una metodología para remunerar los activos de propiedad de Ecopetrol en el campo Cira infantas, que son utilizados para brindar el servicio de energía a los usuarios del comercializador ESSA-epm.

Se establecieron las unidades constructivas, los porcentajes de uso, la vida útil de los activos y demás requerimientos necesarios para presentar una propuesta que pueda ser viable a un operador de red (OR).

Aunque el ejercicio realizado en esta monografía tiene un alcance principalmente académico, sirve de guía para que las empresas que poseen activos eléctricos que sirvan a usuarios de un Operador de Red, construyan su propuesta y soliciten la remuneración que les otorga la reglamentación vigente en el país.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] LEY 143 DE 1994 dada en Santafé de Bogotá, D.C., 11 de julio de 1994.
- [2] Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Concepto 4486 de 2009”, emite respuestas de aspectos relacionados con la aplicación de las resoluciones CREG 070 de 1998 y CREG 097 de 2008, Publicado en la WEB CREG, febrero 18 de 2011.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución 15 de 2018”, Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema Interconectado Nacional, enero 29 de 2018.
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Concepto 2759 de 2220”, emite respuestas de aspectos relacionados con la aplicación de las resoluciones CREG 15 de 2018, Publicado en la WEB CREG, junio 11 de 2020.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Concepto 1105 de 2021”, emite respuesta de consulta sobre remuneración de activos a terceros, Publicado en la WEB CREG, marzo 12 de 2021.
- [6] Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución 097 de 2008”, Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, septiembre 26 de 2008.

ANEXOS

ANEXO A TRANSFORMADORES USUARIOS ESSA-EPM

ITEM	Circuito	Rural	Est. Arranque ECP	N° apoyo ESSA	N° TRF	N° Medidor	Potencia (KVA)
1	Cira B-c22	R BOMBA ACUEDUCTO	CIB-028-07-02				0
2	Horca-c22	R01	HOR-019	8656428	N/T	5124533	45
3	Horca-c22	R01	HOR-019	8989478	102717	5324019	45
4	Horca-c22	R02	HOR-05-01-02	4158032	2015121466	5084649	30
5	Horca-c22	R02	HOR-05-01-02	5282063	N/T	7006710	45
6	Horca-c22	R02	HOR-05-01-02	6905510	N/T	Sin medidor	15
7	Horca-c22	R02	HOR-05-01-02	1176765	2013050073	7006307	45
8	Horca-c22	R02	HOR-05-01-02	4158121	706352	5077595	30
9	Horca-c22	R02	HOR-05-01-02	9785078	2018090189	Sin medidor	15
10	Horca-c22	R03	HOR-021-06	6905633	N/T	Sin medidor	15
11	Horca-c22	R04	HOR-021-09-04	6905811	N/T	7006305	30
12	Horca-c22	R04A	HOR-021-09-04	6905820	N/T	Sin medidor	15
13	Horca-c22	R05	HOR-024	6905897	N/T	Sin medidor	15
14	Horca-c22	R06	HOR-033-02	6909302	N/T	12147539	45
15	Horca-c22	R07	HOR-041-04	5587042	12146681	5004441	30
16	Horca-c22	R08	HOR-043	6907199	2013050304	12147401	45
17	Horca-c22	R08	HOR-043	1186256	2013030837	5078218	45
18	Horca-c22	R08	HOR-043	8321612	2013050305	12147403	30
19	Horca-c22	R08	HOR-043	8321621	2013010233	N/T NUMERO	15
20	Horca-c22	R08	HOR-043	8373698	N/T	Sin medidor	15
21	Horca-c22	R08	HOR-043	8350914	2012120726	12147464	45
22	Horca-c22	R08	HOR-043	6907211	62765	12146565	30
23	Horca-c22	R08	HOR-043	6907211	321329	12047783	45
24	Horca-c22	R08A	HOR-048-01	5277981	721703	12147362	45
25	Horca-c22	R08A	HOR-048-01	5277981	2018090479	4604122204	45
26	Horca-c22	R09	HOR-053-05	6933351	2013071668	5136137	30
27	Horca-c22	R09	HOR-053-05	8853819	2015090636	5136229	45
28	Horca-c22	R10	HOR-053-05	8372756	N/T	5009360	45
29	Horca-c22	R10	HOR-056-02A	8989672	N/T	00015590-121470	30
30	Horca-c22	R11	HOR-053-08-07-01	6905757	718802	7008349	45
31	Horca-c22	R11	HOR-053-08-07-01	6905838	110626	7008350	45
32	Horca-c22	R11	HOR-053-08-07-01	6905846	4600050958	10030842	45
33	Horca-c38	R13	HOR-068-11A	6908098	2018090392	5010382	45
34	Horca-c38	R14	HOR-068-20A-04	6909400	301884	4604122203	45
35	Horca-c38	R15	HOR-068-20A-04A-02-01	6932886	N/T	4603587014	45
36	Horca-c38	R17	HOR-090-01-02-01	6908632	N/T	5133878	45
37	Horca-c38	R18	HOR-090-01-02-01	6908641	N/T	5001188	45
38	Horca-c38	R22	HOR-068-06A-02	8810753	N/T	7007196	45
39	Horca B	R20	HOR-120				30
40	Horca B	R21	HOR-120				30
41	Horca-c22	R23	HOR-032-03	5580951	N/T	7007197	15
42	Horca-c22	R24	HOR-051-01	4939424	N/T	5078174	45
43	Horca-c22	NUEVO	HOR-053-08-04-04	N/T	N/T	N/T	15
44	Horca-c22	NUEVO	HOR-053-08-07	6905757	110626	7008350	45
45	Horca-c22	NUEVO	HOR-053-08-07	6905838	718802	7008349	45

Continuación Anexo A

ITEM	Circuito	Rural	Est. Arranque ECP	N° apoyo ESSA	N° TRF	N° Medidor	Potencia (kVA)
46	Horca-c22	NUEVO	HOR-053-08-07	6905846	2018050291	4600030958	45
47	Cira A-c22	R11E	CIA 082	6885055	201012-201308	5133709-5136136	30
48	Cira A-c38	R12	CIA 088-22	6885683	111354	7009252	45
49	Cira A-c38	R12(NUEVO)	CIA 088-22	8560676	4600015926	5136246	45
50	Cira A-c22	R13	CIA 063-02-01	7017847		No tiene medidor	15
51	Cira A-c22	R13A	CIA 073-02	6885004		5002349	45
52	Cira A-c38	R14	CIA 088-20-01	8853967	8721	5149255	30
53	Cira A-c22	R14'	CIA 062-08	8511055		55078417	45
54	Cira A-c22	R14(1-NUEVO)	CIA 062-08	5267765	222532	7008445	45
55	Cira A-c22	R14(2-NUEVO)	CIA 062-08	8511128		55078418	30
56	Cira A-c22	R14(3-NUEVO)	CIA 062-08	8511136	2013010217	55078416	45
57	Cira A-c22	R04A	CIA 033-10	9104411	716082	5157208	45
58	Cira A-c22	R08A	A-104		2013041557	5136314	45
59	Cira A-c22	R09A	CIA 051-01			5001258	45
60	Cira A-c22	R-NUEVO	CIA 074-02	8274517	5080	5136248	30
61	Cira B-c22	R NUEVO	CIB 061-05-05	6807806		121147003-121477	45
62	Cira B-c22	R NUEVO	CIB 061-05-05	6807806		121147003-121477	45
63	Cira B-c38	R NUEVO 2	CIB 061-05-05	8544115		12146579	45
64	Cira B-c38	R NUEVO 3	CIB 061-05-05	6807806		121147003-121477	45
65	West	R11B	ciw 029-06-07-02	6885225		5001254	45
66	West	R11B	ciw 029-06-07-02	9380981	717302	12146812	45
67	West	R11C	ciw 25-08	6885284		5004434	15
68	West	R11F	ciw 029-06-01AA	8292140	10 kva	5135993	45
69	West	R11F	ciw 029-06-01AA	6885551		5001265	45
70	West	R11F	ciw 029-06-01AA	6885535		5136054	45
71	West	R11F	ciw 029-06-01AA	9240195		5001189	30
72	West	R11F	ciw 029-06-01AA	6885420		no visible	15
73	Norte-c38	R10	nor 173	6882650		no tiene	15
74	Norte-c38	R15	nor 156-01	6882609		5136044	30
75	Norte-c38	R09E	nor 144	6882471		7006632	15
76	Norte-c38	R09D	nor 121-02	6882358		4603687019	45
77	Norte-c38	R13A	NOB 061-05-05				45
78	Norte-c38	R09C	nor 82-05-04	6882200		5011013	45
79	Norte-c38	R09B	nor 82-13-01	6882251		no tiene	15
80	Norte-c38	R13	nor 119	6882358		no tiene	15
81	Norte-c38	R09A	nor 96-05	6882153		5000519	45
82	Norte-c38	R	nor 93-01-03	6908799		5010406	30
83	Norte-c38	R08	nor 78-23	6909451		5133877	45
84	Norte-c38	R09	nor 78-23	6932479		5136170	45
85	Norte-c38	R09	nor 78-23	no tiene		no tiene	15
86	Norte-c38	R09	nor 78-23	6909485	301598	4603687047	45
87	Norte-c38	R09	nor 78-23	no tiene		4600021054	30
88	Norte-c38	R09	nor 78-23	ilegible		no tiene	15
89	Norte-c38	R09	nor 78-23	6932181	301887	4603687042	30
90	Norte-c22	R06	nor 32	6882013	301610	4604122202	45
91	Norte-c22	R05	nor 25	6881980		5003076	45
92	Norte-c38	R11	nor 13-01	6881611		12146524	30
93	Norte-c22	R12	nor 10-04	6881483		12146689-501016	45
94	Norte-c22	R04	nor 20-08	6881718		5133714	45
95	Norte-c22	R03	nor 20-13	6881734		no tiene	15

Continuación Anexo A

ITEM	Circuito	Rural	Est. Arranque ECP	N° apoyo ESSA	N° TRF	N° Medidor	Potencia (kVA)
96	Norte-c22	R02	nor 20-13	6881793		no tiene	15
97	Norte-c22	R02	nor 20-13	no tiene		5136046	45
98	Norte-c22	R02	nor 20-13	6881831		5003735	30
99	Norte-c22	R02	nor 20-13	no tiene		5001181	45
100	Norte-c22	R02	nor 20-13	6881874		5136257	45
101	Sur	R01	SUR 053-03	6881912	348519	5123975	45
102	Sur	R01(NUEVO)	SUR 053-03	8505497		4603687016	45
103	Sur	R COMCEL	SUR 053-04	6881921		5161120	30
104	Sur	R11	SUR 106-12	7012497	2018090446	No tiene medidor	15
105	Llana	R ISLA DIABLO	LLA 003-14	3007219	2018090023- 2016100545	5157492	45
106	Llana	LA DIABLO (NUEVO)	LLA 003-14	3007189	2016110625- M5669	5136268-5136269	30
107	Llana	R02	LLA 014-07		343202	5009722	45
108	Llana	R04	LLA 037	6837026		4603687043	45
109	Llana	R05	LLA 043	7995717		12147459	45
110	Llana	R06	LLA 052			4603687041	45
111	Cira A-c22	R04	CIA 033A	9131043	2015090639	5136019	30
112	Cira A-c22	R05	CIA 033-04-04	6884482		5002340	45
113	Cira A-c22	R06	CIA 033-04-04	6884440	2015070572		45
114	Cira A-c22	R07	CIA 033-04-04				45
115	Cira A-c22	R08	A-104				45
116	Cira A-c22	R08(1-NUEVO)	A-104	9285792		5136209	30
117	Cira A-c22	R08(2-NUEVO)	A-104	8884628		5135955	45
118	Cira A-c22	R08(3-NUEVO)	A-104				45
119	Cira A-c22	R09	CIA 043-10	6884750	349066	5001271	45
120	Cira A-c22	R10	CIA 057-20	6884881	348880	5004437	45
121	Cira A-c38	R11	CIA 088-24	6885748		5009779	45
122	Cira A-c38	R11(NUEVO)	CIA 088-24	9840141			30
123	Cira A-c38	R11A	CIA 088-12	6885641	201304145	12147622	30
124	Cira A-c22	R11D	CIA 080-11	7015887	2018050352	5004438	30
125	Cira A-c22	R11E	CIA 082	6885055	2013021012- 2013080064	5133709-5136136	30
126	Cira A-c38	R12	CIA 088-22	6885683	111354	7009252	30
127	Cira A-c38	R12(NUEVO)	CIA 088-22	8560676	4600015926	5136246	30
128	Cira A-c22	R13	CIA 063-02-01	7017847		No tiene medidor	15
129	Cira A-c22	R13A	CIA 073-02	6885004		5002349	45
130	Cira A-c38	R14	CIA 088-20-01	8853967	8721	5149255	45
131	Cira A-c22	R14`	CIA 062-08	8511055		55078417	45
132	Cira A-c22	R14(1-NUEVO)	CIA 062-08	5267765	222532	7008445	30
133	Cira A-c22	R14(2-NUEVO)	CIA 062-08	8511128		55078418	45
134	Cira A-c22	R14(3-NUEVO)	CIA 062-08	8511136	2013010217	55078416	45
135	Cira A-c22	R04A	CIA 033-10	9104411	716082	5157208	45
136	Cira A-c22	R08A	A-104		2013041557	5136314	45
137	Cira A-c22	R09A	CIA 051-01			5001258	45
138	Cira A-c22	R-NUEVO	CIA 074-02	8274517	5080	5136248	45