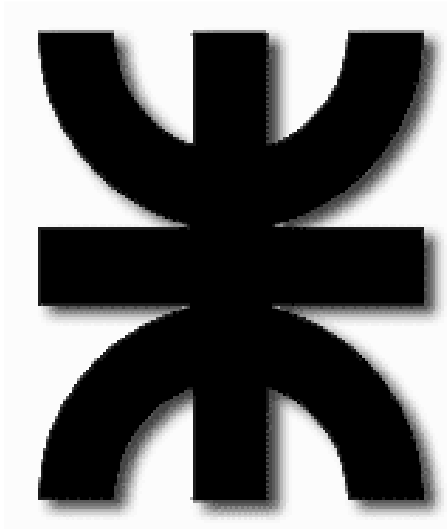


FACULTAD REGIONAL CONCORDIA



## *PLAN DE NEGOCIOS*



*Proyecto:*

*"Mejora de la Calidad de Servicio Eléctrico en la  
Zona de Puerto Yerúa"*

## Índice temático

<b>1. Resumen Ejecutivo</b>	<b>4</b>
<b>2. Antecedentes</b>	<b>4</b>
<b>3. Análisis y Proyección de la Demanda</b>	<b>6</b>
3.1. Naturaleza de la demanda	6
3.2. Proyección de la demanda	7
<b>4. Idea-Necesidad</b>	<b>10</b>
<b>5. Visión, Misión y Objetivos</b>	<b>12</b>
5.1. Visión	12
5.2. Misión	13
5.3. Objetivos	13
5.3.1. Objetivos a largo plazo	13
5.3.2. Objetivos a corto plazo	13
<b>6. Solución propuesta</b>	<b>13</b>
<b>7. Descripción del proyecto</b>	<b>14</b>
<b>7.1. Etapa 1: Línea Aérea de 33 kV.</b>	<b>14</b>
7.1.1. Descripción general	14
7.1.2. Traza de la Línea	15
7.1.3. Detalles constructivos	15
7.1.4. Aislación	16
7.1.5. Morsetería	16
7.1.6. Fundaciones	16
7.1.7. Puesta a Tierra de Estructuras	16
7.1.8. Diseño de las Estructuras	17
<b>7.2. Etapa 2: Subestación de Rebaje 33/13,2kV - 5 MVA.</b>	<b>17</b>
7.2.1. Descripción general	17
7.2.2. Campos de entradas de 33 kV.	18
7.2.3. Barras Aéreas de 33 kV.	19
7.2.4. Campo del Transformador de Potencia	20
7.2.5. Campo de Equipos de Medición SMEC.	21
7.2.6. Barras Aéreas de 13,2 kV.	21
7.2.7. Campos de Salidas de 13,2 kV	22
7.2.8. Sistema de Puesta a Tierra.	23
7.2.9. Sistema de Protección contra Rayos (SPCR).	24
7.2.10. Sistema de Servicios Auxiliares.	25
<b>7.3. Etapa 3: Replanteo de la Red de Media Tensión.</b>	<b>26</b>
7.3.1. Salida 1 – “Norte”	27
7.3.2. Salida 2 – “Sur”	28
7.3.3. Salida 3 – “Este”	28
7.3.4. Modificaciones de las Instalaciones de 13,2 kV a Realizar	29
<b>8. Leyes y Normas Vigentes.</b>	<b>29</b>

<b>9. Análisis FODA</b>	<b>30</b>
9.1. Fortalezas	30
9.2. Oportunidades	30
9.3. Debilidades	30
9.4. Amenazas	30
<b>10. Planificación de las Obras</b>	<b>31</b>
10.1. Descripción de las Actividades	31
10.1.1. Tareas Relacionadas a la Subestación de Rebaje	31
10.1.2. Tareas Relacionadas a la Línea Aérea de 33 kV.	32
10.2. Cronograma	33
<b>11. Presupuesto</b>	<b>35</b>
<b>12. Riesgos</b>	<b>35</b>
12.1. Riesgos de Mercado	35
12.2. Riesgos Económicos	35
<b>13. Plan de Marketing</b>	<b>36</b>
13.1. Investigación del Mercado	36
13.2. Segmentación	36
13.3. Diferenciación	36
13.4. Posicionamiento	36
13.5. Comunicación	37
<b>14. Análisis Económico y Financiero</b>	<b>37</b>
14.1. Recupero de la Inversión	37
14.2. Flujo de Fondos Futuros	37
14.2.1. Ingresos	37
14.2.1.1. Venta de Energía Eléctrica	38
14.2.1.2. Material Reutilizado	40
14.2.1.3. Ahorro de Pérdidas Técnicas	41
14.2.1.4. Ahorro de Penalidades	42
14.2.1.5. Préstamo	42
14.2.2. Egresos	42
14.2.2.1. Inversión Inicial	42
14.2.2.2. Compra de Energía y Peaje Abonado a ENERSA	43
14.2.2.3. Costos de Operación y Mantenimiento.	45
14.2.2.4. Costos de Administración y Facturación.	45
14.2.2.5. Pago del Préstamo Solicitado.	45
14.2.3. Flujo de Fondos Correspondiente a los Distintos Escenarios.	45
14.2.3.1. Flujo de Fondos - Escenario Pesimista.	46
14.2.3.1. Flujo de Fondos - Escenario Moderado.	47
14.2.3.1. Flujo de Fondos - Escenario Optimista.	48
14.3. Análisis de rentabilidad	49
<b>15. Conclusiones Finales</b>	<b>49</b>

## PLAN DE NEGOCIOS

### 1. Resumen Ejecutivo

Se presentará una solución que mejora el servicio en la zona de Puerto Yerúa, que indirectamente beneficiará a Colonia Yerúa, Estancia Grande y Calabacillas, ya que aliviará las cargas de los rebajes que alimentan dichas localidades.

El crecimiento de la economía y de las actividades comerciales, industriales y turísticas en el área de concesión de la Cooperativa Eléctrica de Concordia y Otros Servicios de Concordia Ltda. han generado un aumento en la demanda de energía eléctrica.

Por esto es necesario el planeamiento de obras de infraestructura que permitan abastecer el consumo de energía que se espera en el corto, mediano y largo plazo y cumplir con los requerimientos de calidad del producto y servicio técnico.

La planificación debe incluir la realización de proyectos que amplíen la capacidad de Subtransmisión y aumenten la confiabilidad del sistema de distribución, optando por las mejores soluciones técnico-económicas.

La demanda de la zona en estudio es del tipo rural residencial, rural comercial e industrial, siendo las más destacadas canteras, aserraderos, empaques y quintas citrícolas, granjas avícolas, emprendimientos comerciales y turísticos.

Las instalaciones actuales poseen vida útil y confiabilidad de operación reducidas y no son capaces de alimentar el crecimiento de demanda esperado, a tal punto que actualmente la cantera más importante de la zona se encuentra limitada en potencia debido al límite técnico de las actuales instalaciones, por lo que se pretende demostrar que el proyecto a evaluar es factible técnica y económicamente.

### 2. Antecedentes

La empresa a cargo de la distribución en la ciudad de Concordia y alrededores, es la Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda., la cual posee dos subestaciones de rebaje de 33/13,2 kV en la zona Sur de la ciudad. Las subestaciones mencionadas son: Yerúa Norte, y Yerúa Sur, cada una de ellas con capacidad de admitir cierto crecimiento de la demanda.

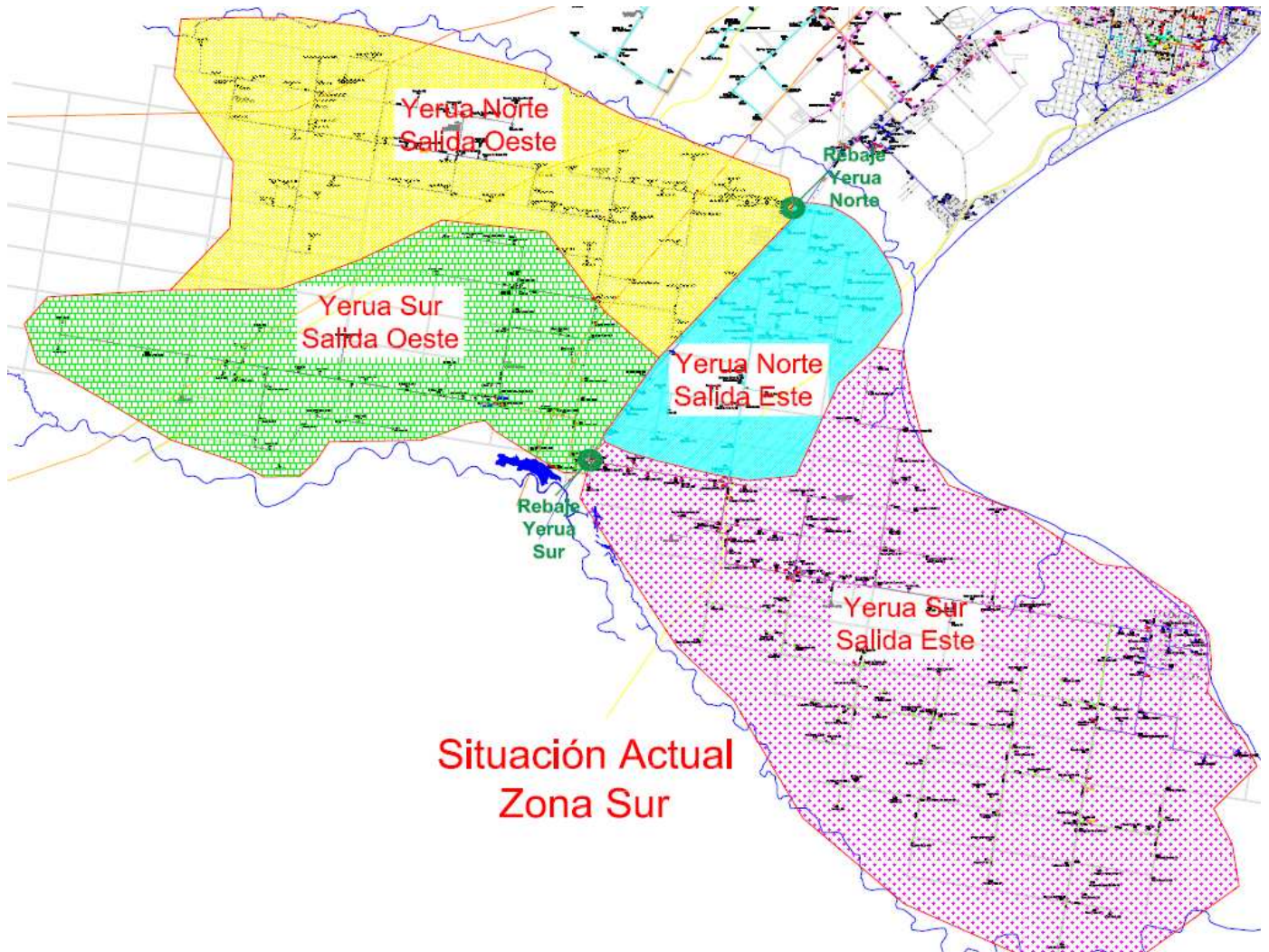
La subestación de rebaje Yerúa Norte cuenta con un transformador de 33/13,2 kV/kV con una potencia nominal 2000 kVA. Dicho rebaje posee 2 salidas en 13,2 kV, salida Este y Salida Oeste

La subestación de rebaje Yerúa Sur cuenta con un transformador de 33/13,2 kV/kV con una potencia nominal 2500 kVA. De manera análoga al anterior rebaje, este posee 2 salidas en 13,2 kV, salida Este y Salida Oeste

Ambas subestaciones poseen una alimentación en 33 kV (Alimentador N°6) dicho alimentador tiene su origen en la E.T. Concordia, pasa por Central N°2 de Cooperativa, alimenta varias cargas en 33kV hasta pasar por el rebaje Yerúa Norte, sigue su recorrido hacia el sur , alimentando también el rebaje Yerúa Sur y finaliza a la vera de la Autovía José Gervasio Artigas,

a la altura del peaje Yerúa , donde tiene la posibilidad de vincularse en 33 kV, por medio de otro tramo de línea, a la E.T. San Salvador propiedad de ENERSA, dicha interconexión se realiza solo en casos de contingencias y en ese punto de interconexión se encuentra un sistema de medición comercial SMEC que registra los intercambios de energía entre ambas distribuidoras.

En la imagen ilustrada a continuación se pueden apreciar las zonas de influencias de cada rebaje, con su salida correspondiente.



Como es de fácil apreciación, la zona más extensa, y justamente la de mayor demanda, es la zona de influencia de la salida Este del rebaje Yerúa Sur, esta salida se conforma por una línea Aérea de 13,2 kV con conductores de aluminio de 35 mm<sup>2</sup> de sección.

En la zona de influencia de la salida Este del rebaje Yerúa Sur, la calidad del servicio se ve afectada severamente respecto a las variaciones de tensión en la zona de Puerto Yerúa debido al considerable crecimiento la demanda de Puerto Yerúa, sumado a que muy cerca del lugar se encuentran 2 canteras muy importantes que poseen una potencia instalada considerable.

Una solución a las fluctuaciones de tensión entre los períodos de trabajo de las canteras fue instalar 2 bancos de Reguladores Automáticos de tensión en la Línea de 13,2 kV.

Esta solución atenuó las variaciones de tensión, pero no atiende los incrementos de la demanda a mediano plazo.

### 3. Análisis y Proyección de la Demanda

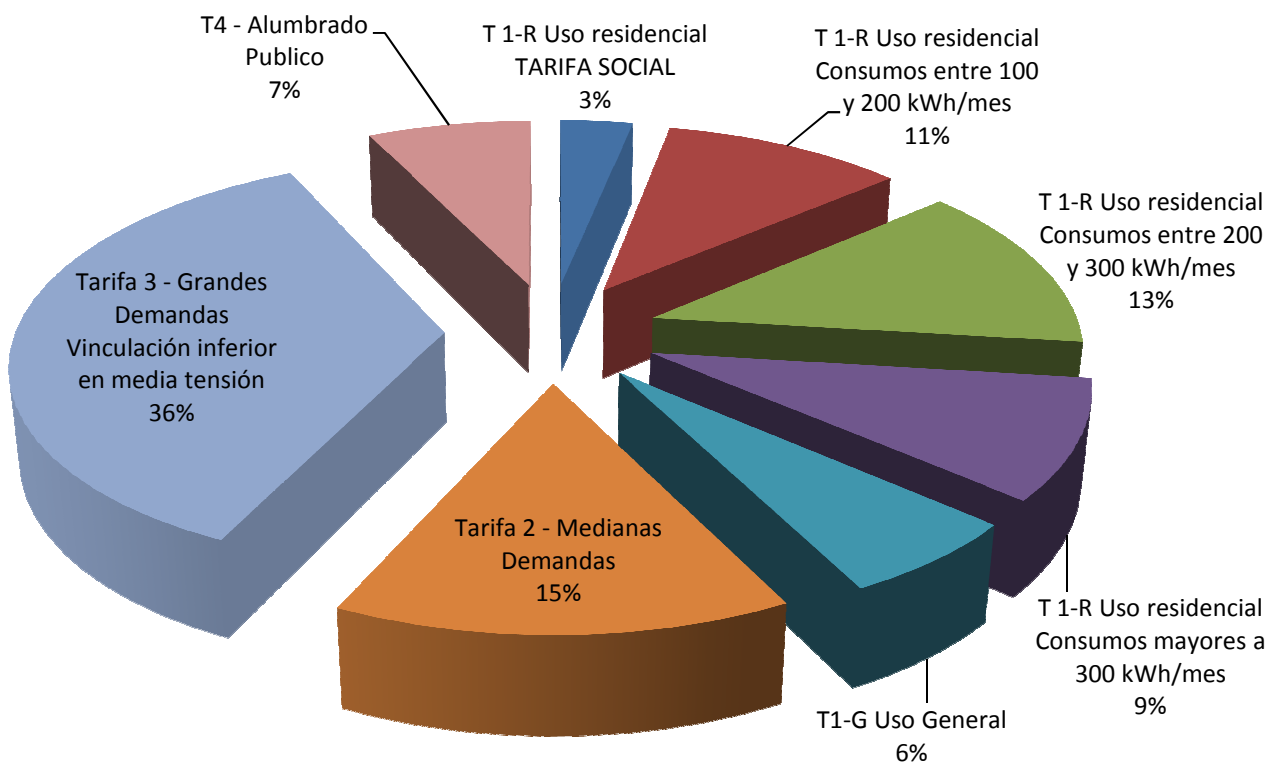
#### 3.1. Naturaleza de la demanda

Se recopilaron datos provistos por la distribuidora que tiene la concesión de la zona, la misma es la Cooperativa Eléctrica de Concordia y O.O.S.S. Ltda.

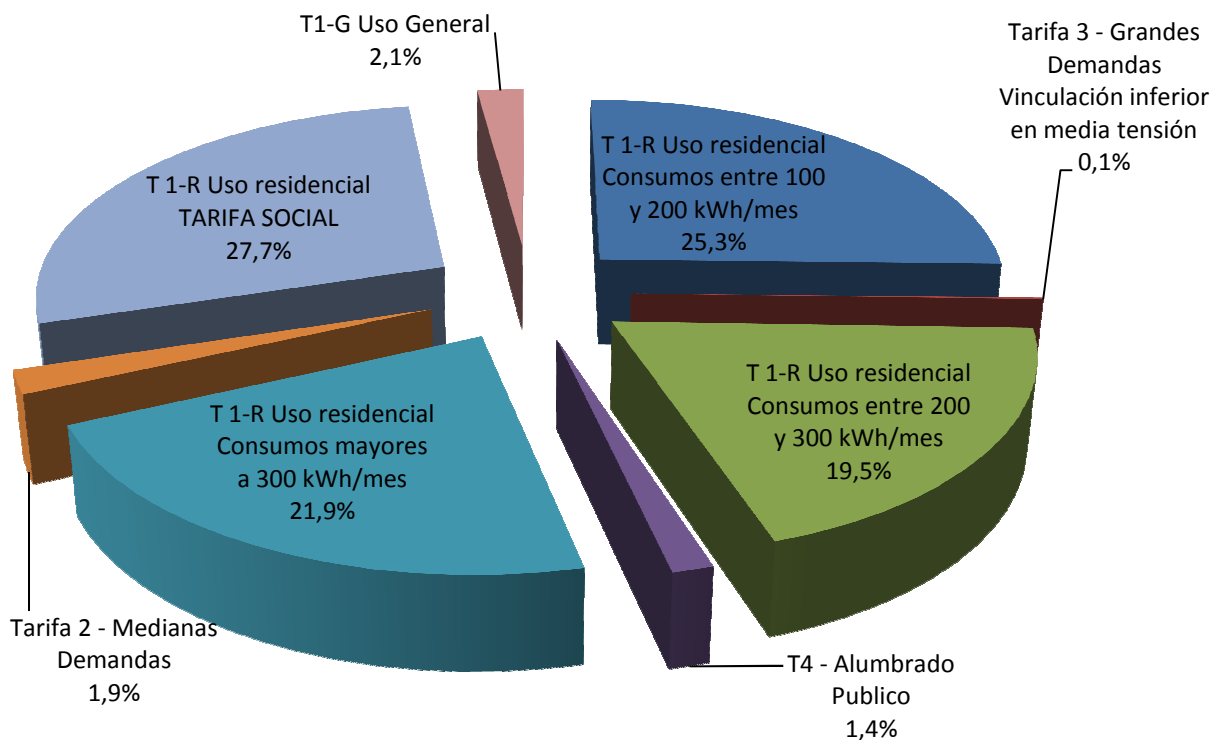
Según los datos provistos, se detalla cómo se distribuye el consumo de energía eléctrica, según las distintas tarifas, en la zona sur.

<u>Descripción</u>	<u>Cantidad de Conexiones</u>	<u>Consumo Medio/conexión [kWh.]</u>	<u>Consumo Total [kWh.]</u>	<u>% de Usuarios por Tarifa</u>	<u>% de Consumo por Tarifa</u>
T 1-R Uso residencial TARIFA SOCIAL	200	42	8400	27,7%	3%
T 1-R Uso residencial Consumos entre 100 y 200 kWh/mes	183	153	27999	25,3%	9%
T 1-R Uso residencial Consumos entre 200 y 300 kWh/mes	141	247	34827	19,5%	11%
T 1-R Uso residencial Consumos mayores a 300 kWh/mes	158	477	75366	21,9%	24%
T1-G Uso General	15	1079	16185	2,1%	5%
Tarifa 2 - Medianas Demandas	14	2736	38301	1,9%	12%
Tarifa 3 - Grandes Demandas Vinculación inferior en media tensión	1	94944	94944	0,1%	30%
T4 - Alumbrado Publico	10	1901	19010	1,4%	6%

#### Consumo Energético por Tarifas



## Cantidad de Usuarios por Tarifas



### 3.2. Proyección de la demanda

Se extrajeron los datos de las mediciones de energía y potencia demandada del rebaje Yerúa Sur para el análisis de estimación de la demanda, se recopilaron los registros históricos desde el año 2003 hasta la actualidad. Dichos valores están reflejados en la siguiente tabla.

Año	Potencia [MW].	Energía [MWh].	Valores Registrados
2003	0,721	3523,81	
2004	1,379	4023,08	
2005	1,647	4419,51	
2006	1,540	3318,80	
2007	1,271	4622,39	
2008	2,050	5078,00	
2009	1,864	6758,18	
2010	1,830	5641,85	
2011	1,693	6681,78	
2012	2,043	7104,36	
2013	2,017	6838,20	
2014	2,082	6230,79	
2015	1,945	6902,06	

La proyección estimada que se ajusta de la mejor manera al crecimiento histórico del consumo energético es:

$$MWh = -9,18828 \cdot 10^6 + 1,20905 \cdot 10^6 \cdot \ln(\text{Año})$$

La pendiente de la función anterior se aproxima a un crecimiento de la demanda de 4% anual, a partir de ahora se adopta dicho parámetro, como un Escenario Moderado del crecimiento de la demanda.

Una vez obtenida la proyección moderada, se plantean 2 posibles escenarios más:

Un Escenario Pesimista que prevé que el crecimiento de la demanda será un 50% menor al estimado, como el crecimiento estimado es aproximado a un 4%, se adopta un escenario pesimista con un crecimiento del 2% anual

Un Escenario Optimista suponiendo un crecimiento de la demanda 50% mayor al estimado, lo que representa un crecimiento de la demanda del 6% anual.

En base a estos 3 posibles escenarios se trabaja a partir de ahora para calcular, estimar y dimensionar todo el proyecto.

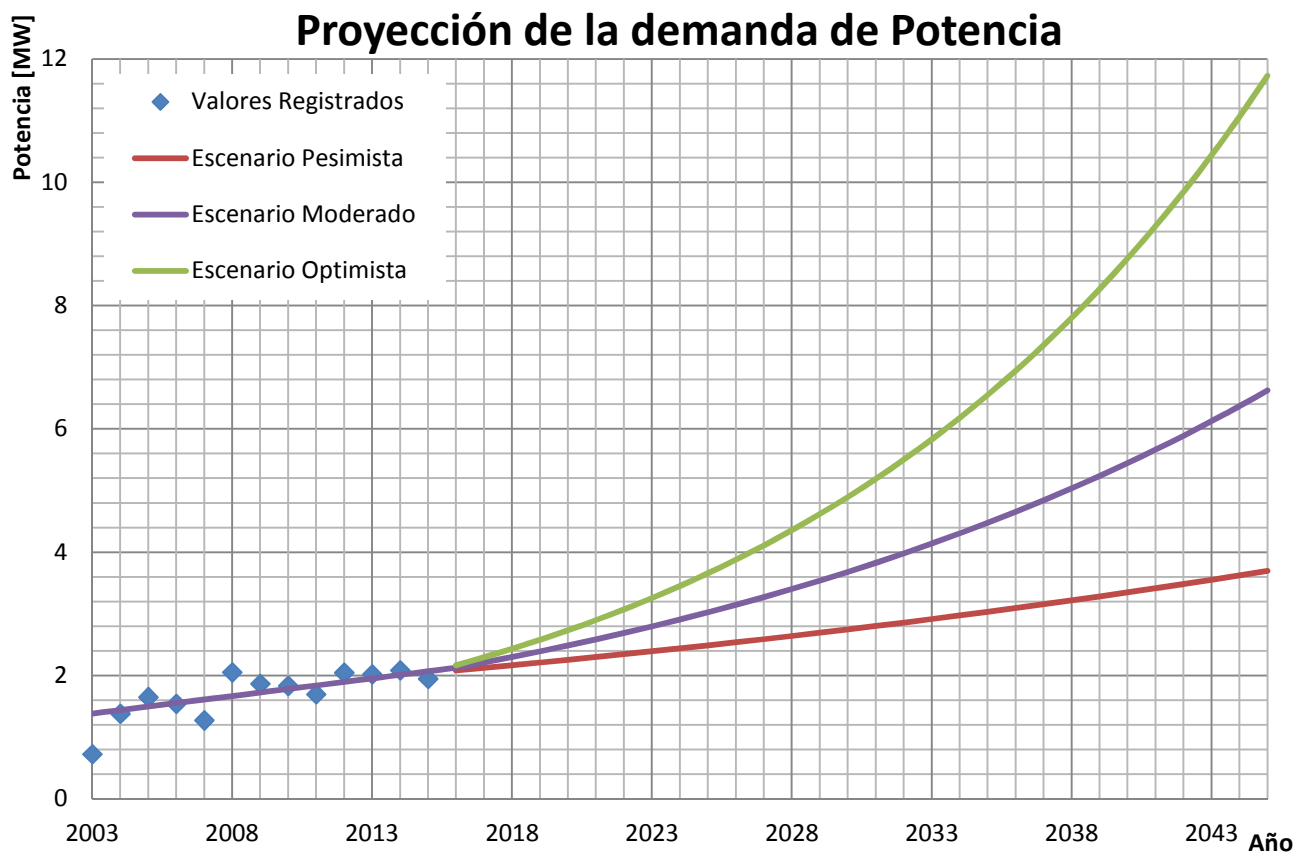
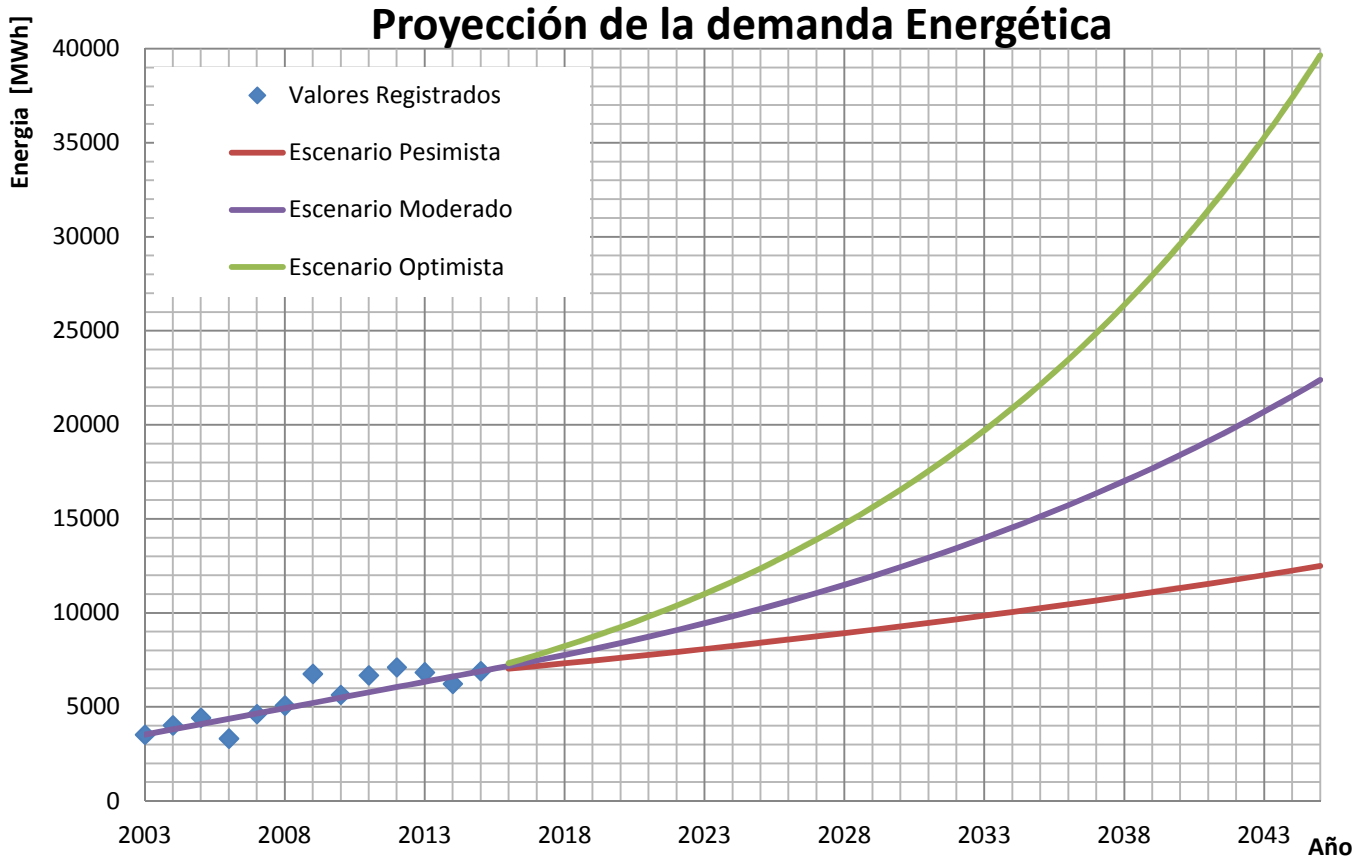
**Planilla de Proyecciones para los 3 Escenarios Planteados**

Año	Potencia [MW].			Energía [MWh].		
	Pesimista	Moderado	Optimista	Pesimista	Moderado	Optimista
2016	2,083	2,124	2,165	7040	7178	7316
2017	2,125	2,209	2,295	7181	7465	7755
2018	2,167	2,297	2,432	7325	7764	8220
2019	2,211	2,389	2,578	7471	8074	8714
2020	2,255	2,485	2,733	7620	8397	9237
2021	2,300	2,584	2,897	7773	8733	9791
2022	2,346	2,687	3,071	7928	9083	10378
2023	2,393	2,795	3,255	8087	9446	11001
2024	2,441	2,907	3,450	8249	9824	11661
2025	2,489	3,023	3,657	8414	10217	12361
2026	2,539	3,144	3,877	8582	10625	13102
2027	2,590	3,270	4,109	8753	11050	13888
2028	2,642	3,400	4,356	8929	11492	14722
2029	2,695	3,537	4,617	9107	11952	15605
2030	2,749	3,678	4,894	9289	12430	16541
2031	2,804	3,825	5,188	9475	12927	17534
2032	2,860	3,978	5,499	9665	13445	18586
2033	2,917	4,137	5,829	9858	13982	19701
2034	2,975	4,303	6,179	10055	14542	20883
2035	3,035	4,475	6,550	10256	15123	22136
2036	3,095	4,654	6,943	10461	15728	23464
2037	3,157	4,840	7,359	10670	16357	24872
2038	3,220	5,034	7,801	10884	17012	26364
2039	3,285	5,235	8,269	11102	17692	27946
2040	3,351	5,444	8,765	11324	18400	29623
2041	3,418	5,662	9,291	11550	19136	31400
2042	3,486	5,889	9,848	11781	19901	33284
2043	3,556	6,124	10,439	12017	20697	35281
2044	3,627	6,369	11,066	12257	21525	37398
2045	3,699	6,624	11,730	12502	22386	39642

Valores Estimados



A continuación se pueden observar las gráficas de las distintas proyecciones realizadas para la Subestación transformadora Yerúa Sur, que alimenta actualmente la zona de Puerto Yerúa.



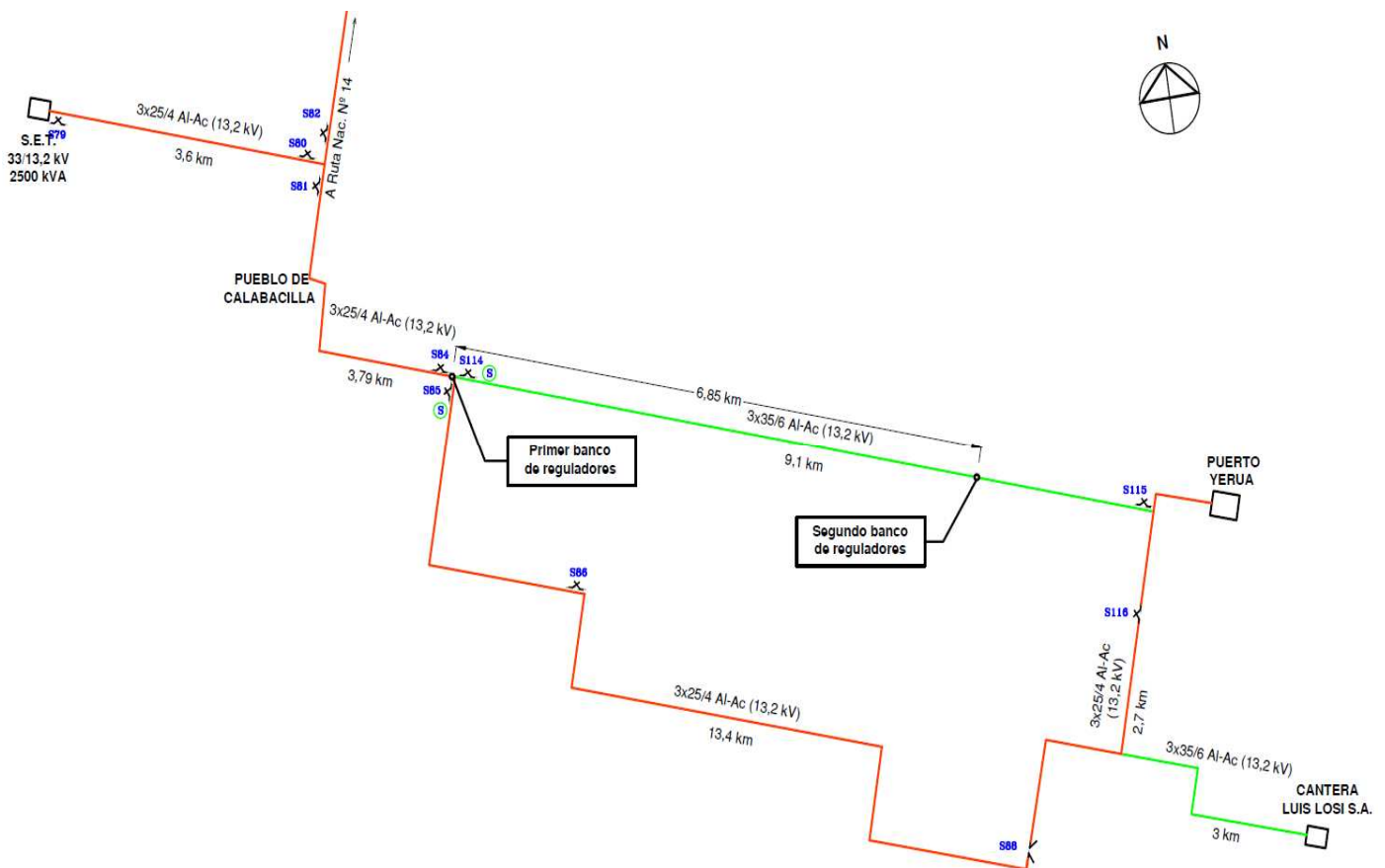
#### 4. Idea-Necesidad

El suministro eléctrico en la zona sur del ejido del departamento Concordia se efectúa por medio de la operación de la Subestación Transformadora de Rebaje Rural -Yerúa Sur, emplazada en las inmediaciones del peaje sobre la Autovía José Gervasio Artigas, y por la Subestación Transformadora de Rebaje Rural - Yerúa Norte, ubicada en las en la zona de Colonia Yerúa.

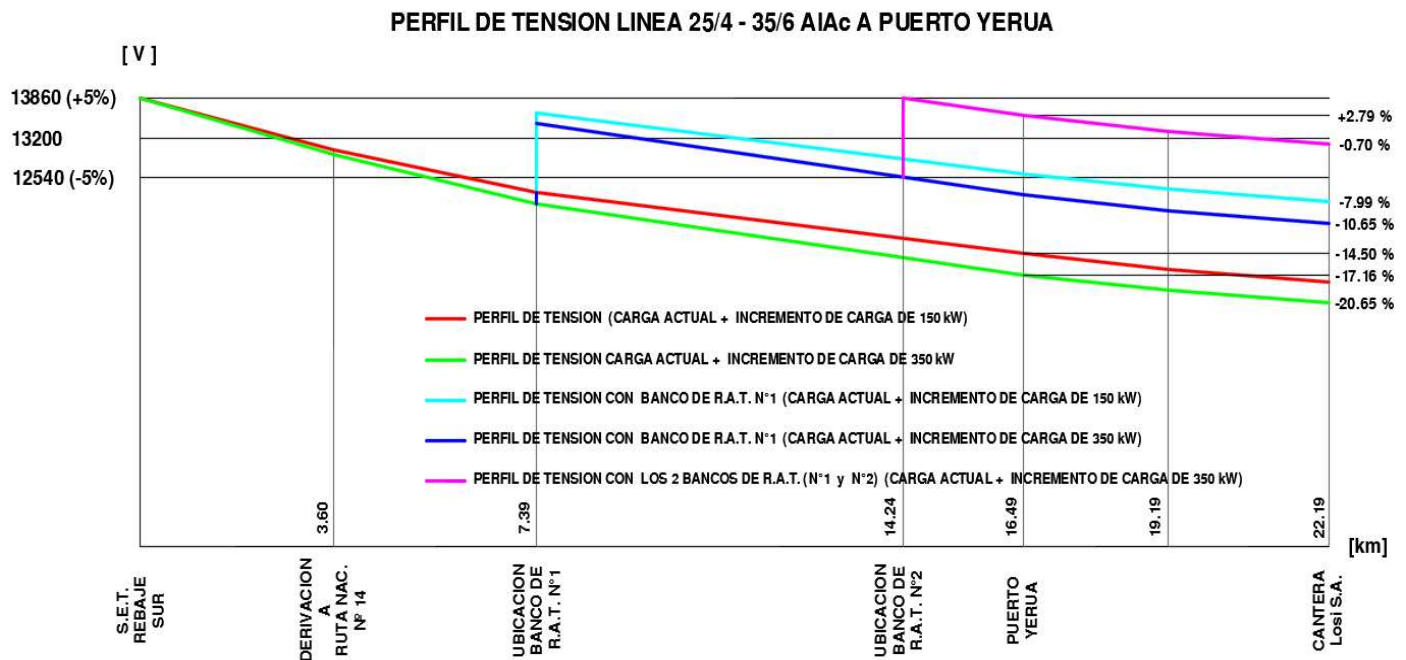
La problemática que se presenta actualmente es que la calidad de servicio eléctrico en la localidad de Puerto Yerúa es altamente limitada debido a que se encuentra alimentada por una línea de 13,2 kV que tiene una extensión considerable y una sección limitada (35mm<sup>2</sup> Al.), lo que se traduce en una gran caída de tensión.

Como se explico anteriormente, dicha caída de tensión se solucionó parcialmente hace unos años con la instalación de 2 bancos de Reguladores Automáticos de Tensión (R.A.T.) intercalados estratégicamente, entre la Subestación Transformadora de Rebaje Rural -Yerúa Sur y la Localidad de Puerto Yerúa.

A continuación se presenta un esquema detallado con la ubicación de los mismos.



Además se grafican los perfiles de tensión para los diferentes casos, se puede apreciar que estos valores son aceptables para el corto plazo, ya que con incrementos de la demanda los niveles de tensión alcanzan valores inadmisibles.



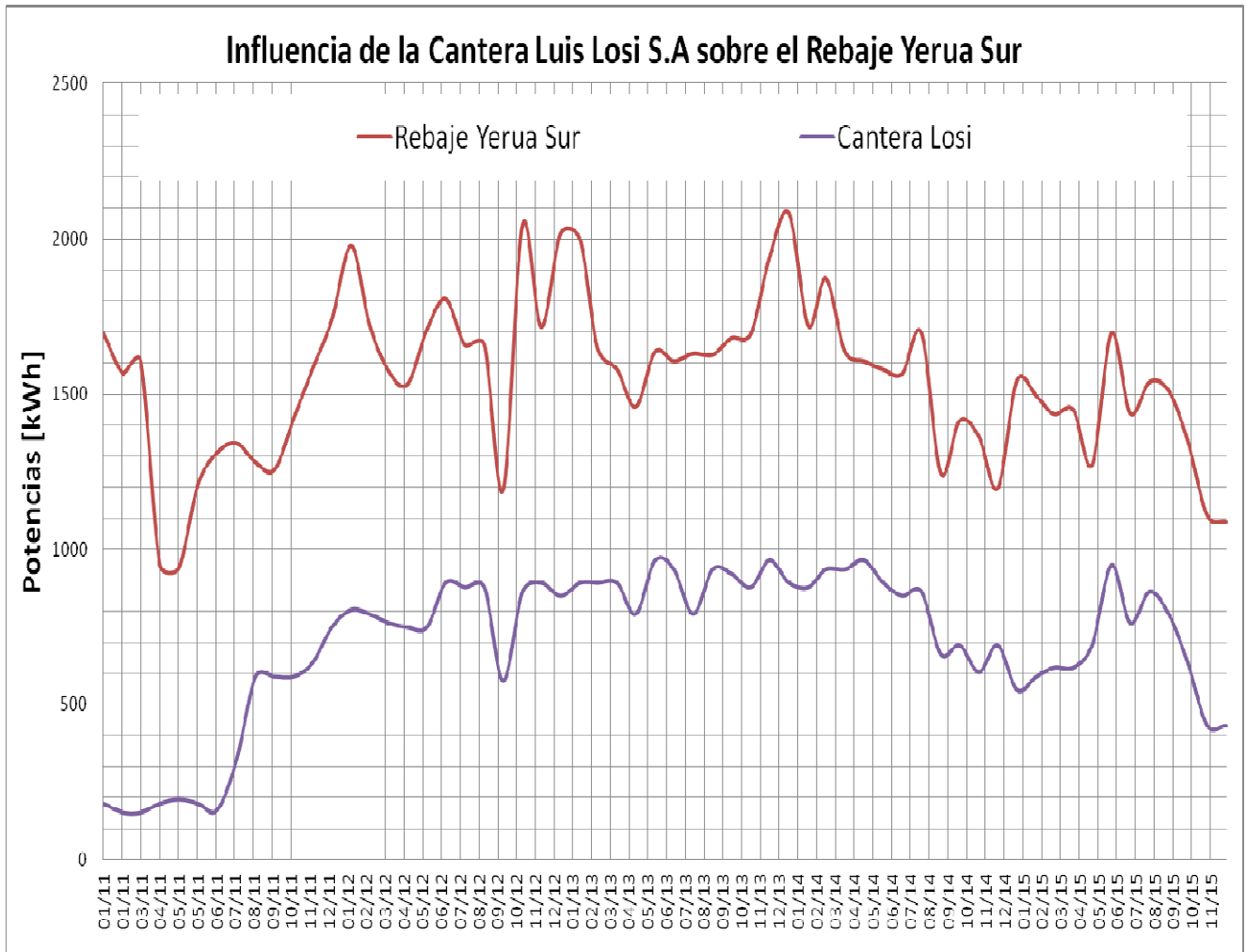
Debido a la evolución de las curvas de demanda energética en la zona descrita, las actuales instalaciones alcanzarían su máximo técnico en el corto y mediano plazo.

Las principales demandas a abastecer en el corto plazo, son básicamente: canteras de piedras, aserraderos, granjas avícolas, y quintas cítricas que vienen en constante crecimiento.

Además esta zona se encuentra creciendo, tanto poblacionalmente como turísticamente, debido a que hace unos años atrás se pavimentó su acceso y se adoptó una política de promoción del turismo por parte del municipio correspondiente, aprovechando su armonía y su ubicación al margen del río Uruguay.

El desarrollo de los diferentes emprendimientos comerciales, industriales y turísticos en la zona estudiada producirá un aumento en el consumo de energía eléctrica.

La demanda de la cantera Luis Losi S.A. es un factor determinante en la demanda total del rebaje Yerúa Sur, debido a que esta cantera llegó a registrar alrededor de 1 MW de potencia, para poder apreciar la influencia de la demanda de este usuario, se ilustra un gráfico comparativo entre las potencias demandadas por éste y las potencias registradas en el Rebaje Yerúa Sur.



Cabe destacar que la Cantera Luis Losi S.A. se encuentra a 20 km de distancia del Rebaje Yerúa Sur y está alimentada por una línea de aérea de 13,2 kV de 35 mm<sup>2</sup> de sección de aluminio, lo que ocasiona graves problemas de calidad de servicio para todos los usuarios de la zona de Puerto Yerúa.

## 5. Visión, Misión y Objetivos

### 5.1. Visión

Llevar una solución integral a los usuarios a través de la prestación de un servicio eléctrico competitivo y de alta calidad que satisfaga importantes necesidades sociales. Estos servicios se asentarán sobre la base de la puesta en práctica de los principios y valores cooperativos, el desarrollo y valoración del talento humano competente, responsable y comprometido con en la búsqueda de la incorporación de la tecnología más adecuada de acuerdo a las posibilidades efectivas de la empresa.

## **5.2. Misión**

Fortalecer la red de media tensión en la zona Sur del área de concesión de la Cooperativa Eléctrica de Concordia, asegurando a los usuarios energía de calidad que posibilite el desarrollo de las actividades que allí se llevan a cabo, dentro de un marco de respeto socio ambiental, contribuyendo al crecimiento sostenible, a la calidad de vida de todos los usuarios de la zona y promoviendo el desarrollo local en áreas estratégicas como la industria y el turismo, con criterios de solidaridad, sustentabilidad y accesibilidad.

## **5.3. Objetivos**

### ***5.3.1. Objetivos a largo plazo***

La obra proyectada será el sustento para el crecimiento agroindustrial de la zona Sur de la región, asegurando el servicio para futuras instalaciones y, a su vez, proveerá la energía necesaria para el crecimiento de las instalaciones actuales.

### ***5.3.2. Objetivos a corto plazo***

Con la incorporación al sistema de las obras proyectadas se posibilitará el mantenimiento de las subestaciones de rebaje actuales, brindando también el soporte adecuado en caso de falla de alguna de ellas evitando cortes prolongados de suministro.

## **6. Solución propuesta**

Frente a la situación antes citada se ha propuesto la construcción de una nueva e independiente Subestación transformadora a nivel en 33/13,2 kV y 5 MVA de potencia aparente con una línea aérea de 33 kV de una extensión de 16 km que alimentara dicho rebaje, tal subestación estará cercana a la localidad de Puerto Yerúa, lugar donde se encuentra un centro de consumo importante de la zona sur.

El objetivo del proyecto es disponer de instalaciones capaces de atender la demanda de potencia y energía prevista para el horizonte de tiempo estudiado, incrementar la cantidad de energía y potencia a suministrar en la zona, aumentar el grado de confiabilidad del suministro, facilitar las tareas de mantenimiento correctivo y preventivo, aliviar las condiciones de carga de las instalaciones existentes, satisfacer la demanda a mediano y corto plazo y cumplir con las crecientes necesidades del usuario a largo plazo.

Se prevé satisfacer la demanda dentro de los próximos 30 años, con una calidad de servicio de acuerdo a los requerimientos del ente regulador de la Energía Eléctrica.

El proyecto contempla el estudio previo de la problemática existente en la zona de Puerto Yerúa, empezando con la realización de un estudio completo y detallado de las distintas cargas eléctricas conectadas y a conectar, para así determinar las dimensiones y especificaciones de los materiales a utilizar, en base a las normas de la Asociación Electrotécnica Argentina (A.E.A.)

y de la Comisión Electrotécnica Internacional (I.E.C.). Por tal motivo, cualquier modificación deberá ser ejecutada bajo dichas normas.

La responsabilidad de la correcta ejecución del proyecto, en lo que se refiere a la parte eléctrica será del Departamento encargado del proyecto eléctrico, quienes en todo momento velarán por el estricto seguimiento y cumplimiento de las normas especificadas según las normas afines.

Teniendo como limitante un incremento de demanda superior al calculado en base a los estudios realizados, lo que disminuirá el horizonte del proyecto.

## **7. Descripción del proyecto**

Se trata de un proyecto integral de 3 etapas, las cuales se describen seguidamente:

- **Etapa 1:** Consiste en la construcción de una línea troncal Aérea de 33kV que parte de la actual Subestación de rebaje Yerúa Sur y finaliza en el futuro rebaje Puerto Yerúa.

Esta etapa se encuentra en periodo de construcción

**NOTA: El proyecto técnico de tal Línea Aérea de 33kV, fue realizado por el Ing. Waldbillig en su proyecto final, a los fines académicos, se toman los cálculos realizados en dicho trabajo.**

- **Etapa 2:** Es justamente la construcción de la subestación de Rebaje Puerto Yerúa 33/13,2kV - 5 MVA, dicha etapa es objeto del presente proyecto.

La misma se encuentra en periodo de Planeamiento y Proyecto.

- **Etapa 3:** Consistirá en el diseño de las Salidas en 13,2 kV de las S.E.T. Rebaje Puerto Yerúa con la mejor disposición posible para atender las distintas demandas (residenciales, pequeños emprendimientos, Grandes Canteras).

En esta etapa se detallan las obras a realizar de manera general, pero se deja plantada la idea para la ejecución de un proyecto a futuro.

### **7.1. Etapa 1: Línea Aérea de 33 kV.**

#### ***7.1.1. Descripción general***

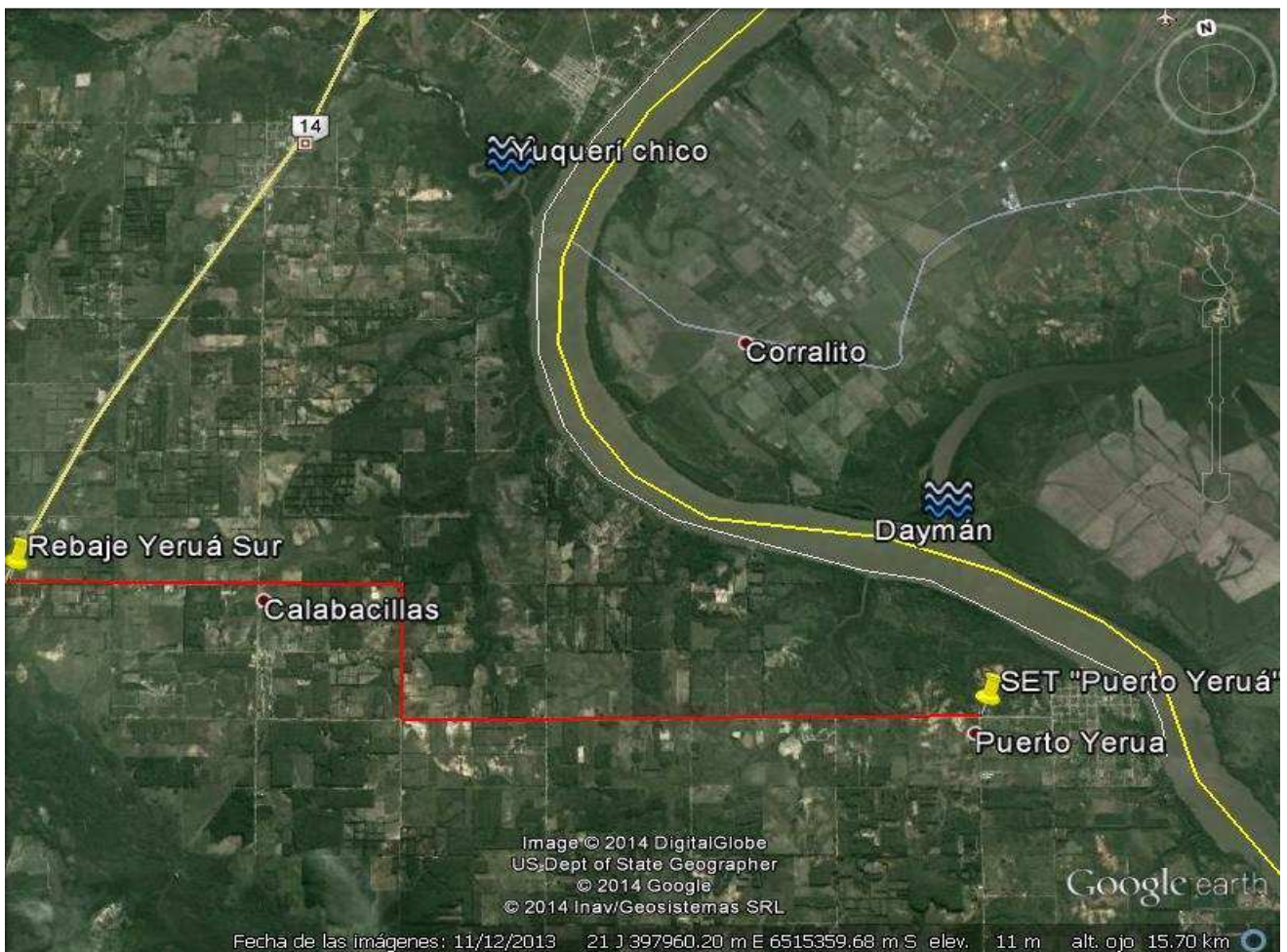
La línea de 33 kV objeto de este proyecto tiene la finalidad de alimentar la futura S.E.T. "Puerto Yerúa", que es también parte de este trabajo.

Consta de un tramo de aproximadamente 16 km que nace en la *Autovía José Gervasio Artigas* a la altura del km 244,5 y finaliza en la nueva S.E.T. de rebaje a aproximadamente 1000 m del ingreso a Puerto Yerúa.

Se trata de una línea de 3 x 50/8 mm<sup>2</sup> Al/Ac con aislación tipo line-post, disposición triangular, con hilo de guardia y soportada por estructuras de hormigón.

### 7.1.2. Traza de la Línea

Se puede apreciar la traza en la siguiente imagen de Google Earth.



### 7.1.3. Detalles constructivos

Los conductores serán de aluminio con alma de acero de  $50/8 \text{ mm}^2$  de sección (según IRAM 2187), mientras que el conductor para el hilo de guardia será de acero galvanizado de  $35 \text{ mm}^2$  de sección (según IRAM 722).

El conductor deberá estar protegido en su punto de sujeción, con una armadura preformada acorde al tipo de conductor y fijado a la cabeza del aislador, mediante atadura preformada de alambre de aluminio de alta resistencia. Estos elementos deberán ser aptos para el mantenimiento de los mismos bajo tensión. Los empalmes que deban efectuarse sobre el conductor o cable de guardia serán del tipo a compresión.

El tendido deberá realizarse de acuerdo a las tablas de tendido, debiéndose utilizar para el tensado y flechado los elementos más apropiados.

#### **7.1.4. Aislación**

La aislación a emplear será del tipo rígida mediante aisladores tipo line post en las estructuras de suspensión y suspensión angular.

En las estructuras de retención se utilizarán aisladores poliméricos. En aquellos casos que sean necesarios, para la realización de los puentes de conexión, se emplearan aisladores de porcelana (MN14)

#### **7.1.5. Morseteria**

El montaje del aislador en las columnas será mediante un soporte de hierro galvanizado abulonado a la misma. Cada soporte se conectará a un bloque de puesta a tierra de la estructura, uno por cada soporte. La morseteria y los herrajes para fijar el cable de guardia deberán ser de acero galvanizado, apto para trabajos con tensión.

#### **7.1.6. Fundaciones**

Las fundaciones serán de hormigón simple (H°S°) y se efectuarán de acuerdo a las características del terreno.

#### **7.1.7. Puesta a Tierra de Estructuras**

La puesta a tierra se realizara mediante jabalinas tipo copperweld de tres (3) metros longitud y de 5/8" de diámetro. Se deberá colocar una jabalina por cada estructura simple y dos jabalinas en las estructuras dobles.

Los bloques inferiores de las estructuras estarán ubicados a la altura de la sección de empotramiento, de manera que la conexión quede inmersa al sellar la estructura.

La resistencia de puesta a tierra por estructura, no deberá ser mayor que siete (5) Ohms, de no llegarse a este valor se agregarán jabalinas en paralelo hasta alcanzar el valor solicitado.

El cable de puesta tierra a emplear será de acero-cobre de 50 mm<sup>2</sup> de sección, uniéndose a los bloques, que serán de bronce, mediante terminales o morsetos adecuados.

La vinculación entre la jabalina y el cable se efectuará mediante soldadura cuproaluminotérmica o bien mediante conectores a compresión irreversible.

El cable de guardia debe también vincularse en todas las estructuras a la puesta a tierra de las mismas.



### 7.1.8. Diseño de las Estructuras

Las estructuras de hormigón pretensado responderán en su construcción y ensayos a las normas IRAM.

Los agujeros se adaptarán para el montaje de aisladores line post mediante bulones.

Los bloquetes de puesta a tierra deberán permitir en el cabezal la conexión de todos los accesorios y en la sección de empotramiento la conexión a la puesta a tierra de la estructura, debiendo ésta quedar inmersa en el hormigón de la base.

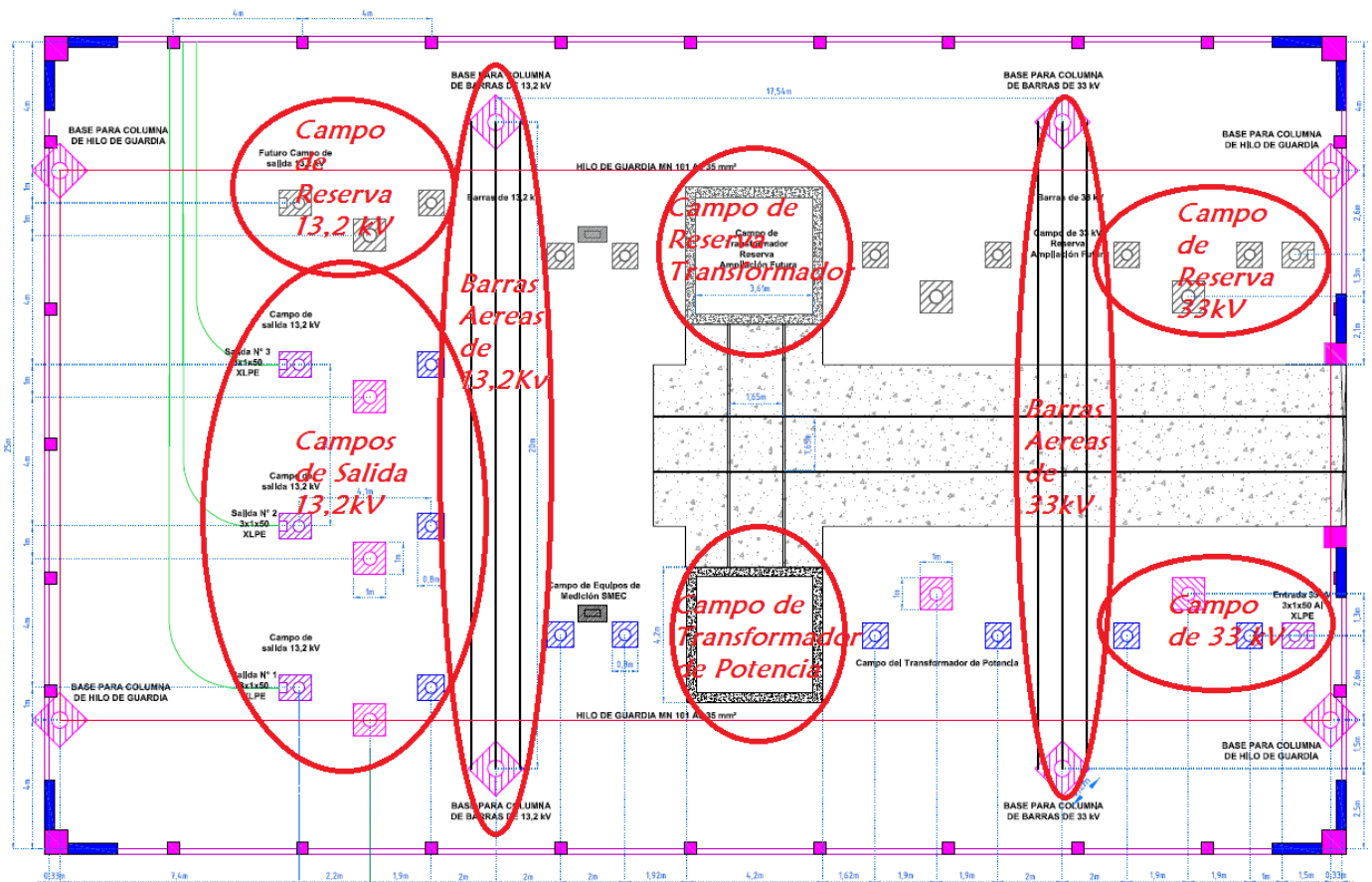
### 7.2. Etapa 2: Subestación de Rebaje 33/13,2kV - 5 MVA.

#### 7.2.1. Descripción general

Se proyectó una subestación de rebaje de 33/13,2 kV y 5 MVA de potencia, a nivel, ubicada sobre el acceso a Puerto Yerúa, 1000 metros de dicha localidad.

La misma se emplazará sobre un terreno adquirido por la distribuidora para tal fin.

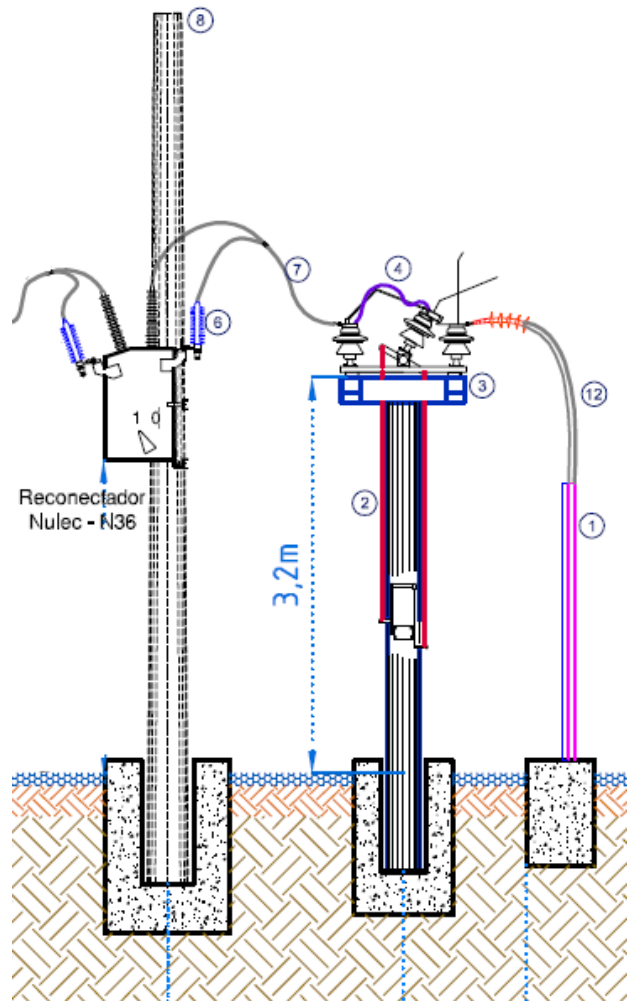
A continuación se ilustra un plano de planta donde se detallan los distintos campos de la misma.



### 7.2.2. Campos de entradas de 33 kV.

Se proyecta un campo de entrada de 33 kV, el mismo cuenta con:

- Acometida Subterránea de conductores de 33 kV tipo C.A.S. 4x1x50mm<sup>2</sup> Al - XLPE categoría I, donde 3 de ellos estarán en servicio, y el restante queda como reserva ante la falla de alguno de ellos.
- Un (1) puesto de seccionamiento de corte visible establecido por un seccionador Tripolar a cuernos para 33 kV de accionamiento manual, cuya corriente nominal sea superior a 90A., capacidad dinámica superior a 2 kA.
- Un (1) equipo integral para la protección, medición e interrupción, de alta capacidad de ruptura, con telecontrol y telemetría vía radio UHF. El mismo se trata de un Reconectador Automático Nulec N-36 -33 kV -630A -12,5kA, o equivalente.
- Seis (6) descargadores de Sobretensiones transitorias de 33kV-10kA.



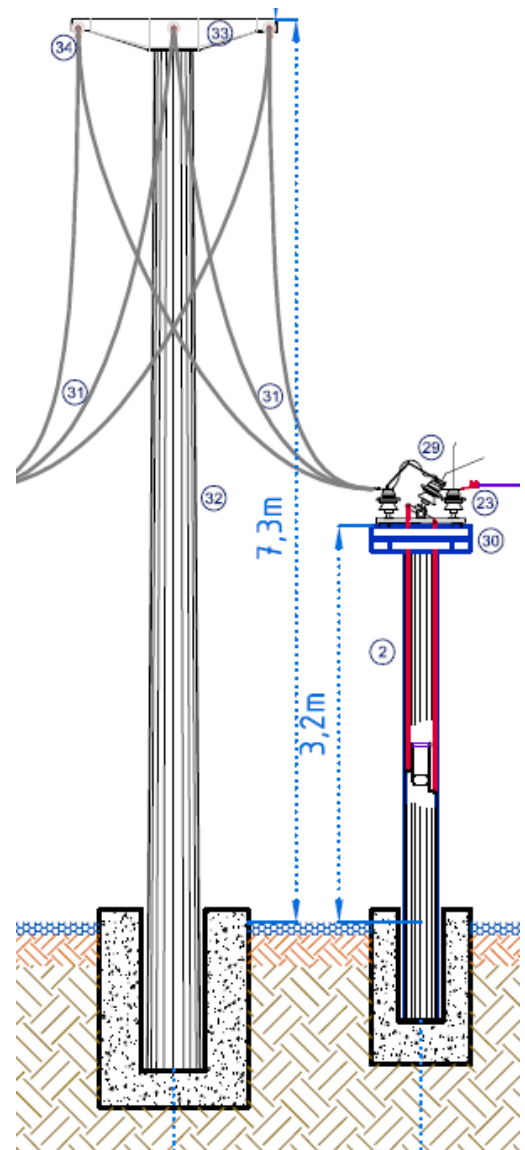
Además se deja un campo de reserva destinado para ampliaciones futuras

### 7.2.3. Barras Aéreas de 33 kV.

Se proyecta un juego de barras Aéreas de 33 kV que recorren de lado a lado la playa de la S.E.T.

El juego de barras se conforma de:

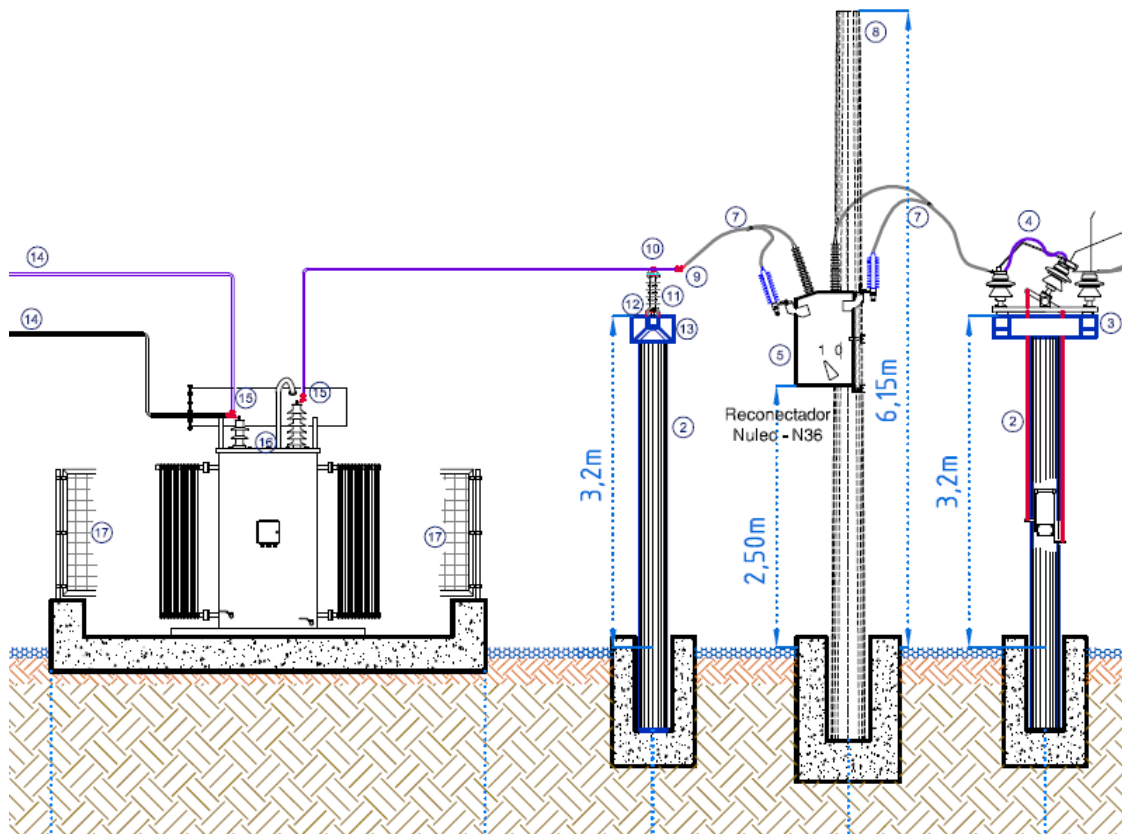
- Un (1) puesto de seccionamiento de corte visible de barras, establecido por un seccionador Tripolar a cuernos para 33 kV de accionamiento manual, cuya corriente nominal sea superior a 90A., capacidad dinámica superior a 2 kA.
- Tres (3) conductores desnudos de aluminio de  $120 \text{ mm}^2$  de sección dispuestos en una configuración coplanar horizontal y de una longitud de 20 metros.
- Dos (2) columnas de hormigón armado 8,5R1400
- Dos (2) crucetas MN155b con ganchos.



### 7.2.4. Campo del Transformador de Potencia

Este campo es básicamente el más importante de la S.E.T. y se compone de:

- Un (1) puesto de seccionamiento de corte visible establecido por un seccionador Tripolar a cuernos para 33 kV de accionamiento manual, cuya corriente nominal sea superior a 90A., capacidad dinámica superior a 2 kA.
- Un (1) equipo integral para la protección, medición e interrupción, de alta capacidad de ruptura, con telecontrol y telemetría vía radio UHF. establecido por un Reconector Automático Nulec N-36 -33 kV -630A -12,5kV, o equivalente.
- Seis (6) descargadores de Sobretensiones transitorias de 33kV-10kV
- Un (1) Transformador trifásico de subtransmisión 33.000  $\pm 5\%$ ;  $\pm 2,5\%$ ; 0/13.860-8002 V/V - 5000 kVA., provisto con todos sus accesorios y equipado con relé Buchholz y termómetro de cuadrante.
- Una batea de recolección de aceite construida de Hormigón Armado de 3,2 metros de lado y una profundidad de 0,34 metros, con los elementos necesarios para evacuar el aceite ante una eventual fuga del mismo.
- Un vallado perimetral del transformador compuesto por rejas metálicas de 1,5 metros de altura.
- Seis (6) descargadores de Sobretensiones transitorias de 18 kV-5kA.

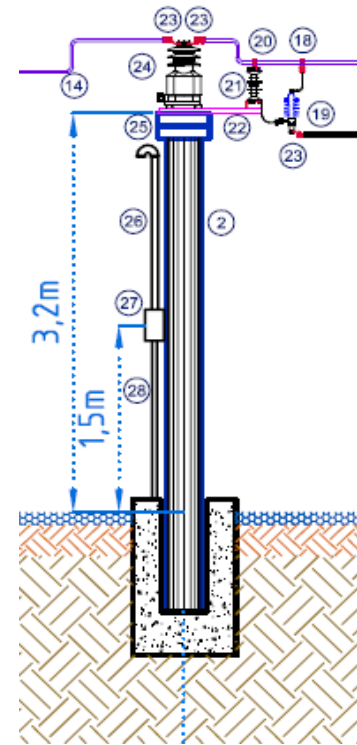


Además se deja un campo de transformación de reserva para ampliaciones futuras.

### 7.2.5. Campo de Equipos de Medición SMEC.

Un sistema de Medición SMEC., compuesto por:

- Un (1) Transformador trifásico combinado (Tensión-Corriente) en resina sintética con relación de corriente de 150-300 /5A y relación de tensión de 13,2/0,11kV con una prestación de 15 VA.
- Tres (3) descargadores de sobretensiones transitorias de 18 kV-5kA.
- Un (1) gabinete estanco metálico de 200x250x150 donde se aloja la bornera de puentes seccionables, los seccionadores portafusibles de 1A para el circuito de tensión de la medición
- Un (1) medidor de Energía trifásico de 3x110/63,5 V y 1/(6)A de clase 0,5S con perfil de carga, equipado con un módulo de comunicación GPRS.

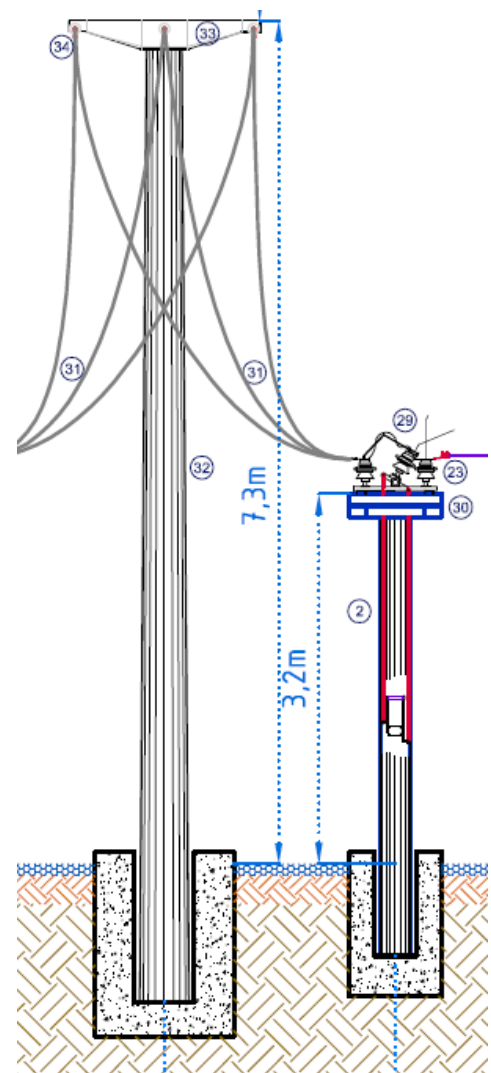


### 7.2.6. Barras Aéreas de 13,2 kV.

Se proyecta un juego de barras Aéreas de 13,2 kV que recorren de lado a lado la playa de la S.E.T.

El juego de barras se conforma de:

- Un (1) puesto de seccionamiento de barras, de corte visible, establecido por un seccionador Tripolar a cuernos para 13,2 kV de accionamiento manual, cuya corriente nominal sea superior a 220A., y capacidad dinámica superior a 3 kA.
- Tres (3) conductores desnudos de aluminio de 120 mm<sup>2</sup> de sección dispuestos en una configuración coplanar horizontal y de una longitud de 20 metros
- Dos (2) columnas de hormigón armado 8,5R1400.
- Dos (2) crucetas MN155b con ganchos.

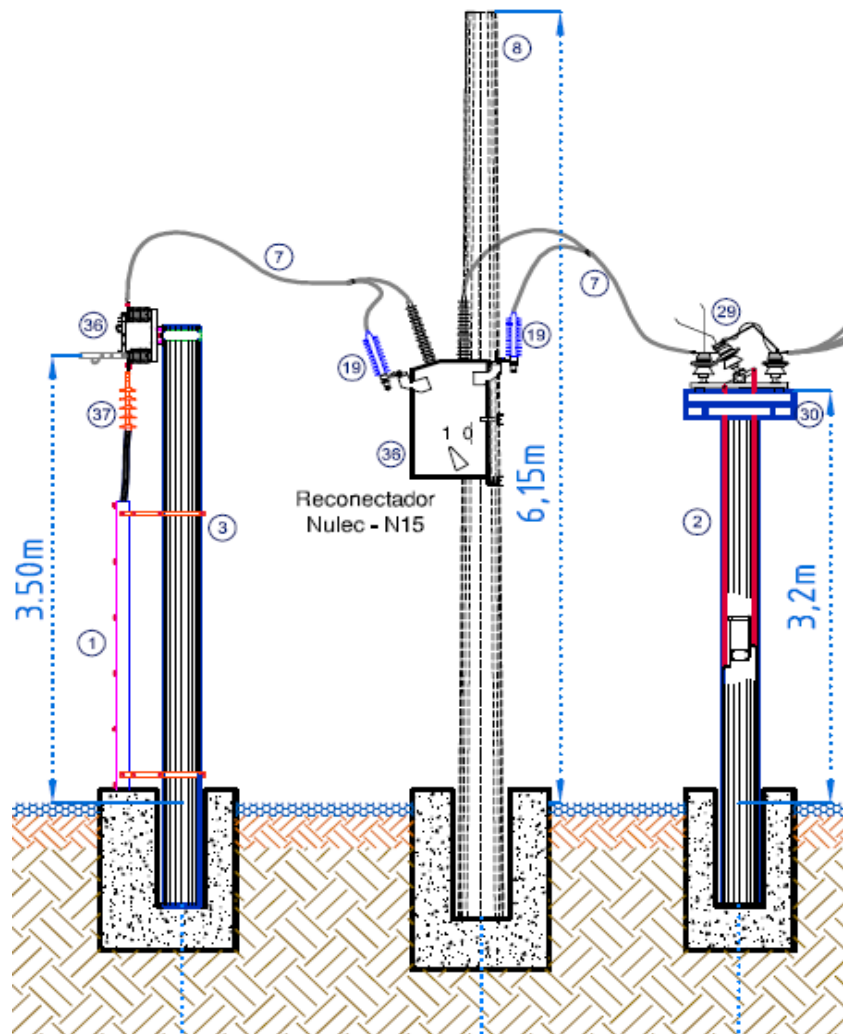


### 7.2.7. Campos de Salidas de 13,2 kV

Se proyectan 3 campos idénticos de salidas Subterráneas de 13,2 kV de la playa de la S.E.T. con los siguientes componentes:

- Un (1) puesto de seccionamiento de corte visible, establecido por un seccionador Tripolar a cuernos para 13,2 kV de accionamiento manual, cuya corriente nominal sea superior a 220A., y capacidad dinámica superior a 3 kA.
- Un (1) equipo integral para la protección, medición e interrupción, de alta capacidad de ruptura, con telecontrol y telemetría vía radio UHF. establecido por un Reconector Automático Nulec N-15 -15 kV -630A. -12,5kV, o equivalente.
- Seis (6) descargadores de sobretensiones transitorias de 18kV-5kA.
- Un (1) puesto de seccionamiento de salida de línea establecido por un seccionador tripolar a cuchillas 13,2 kV - 400 A., con comando manual.
- Acometida Subterránea de conductores de 13,2 kV tipo C.A.S. 4x1x50mm<sup>2</sup> Al. - XLPE. categoría II, donde 3 de ellos estarán en servicio, y el restante queda como reserva ante la falla de alguno de ellos.

Además se deja un campo de reserva para ampliaciones futuras



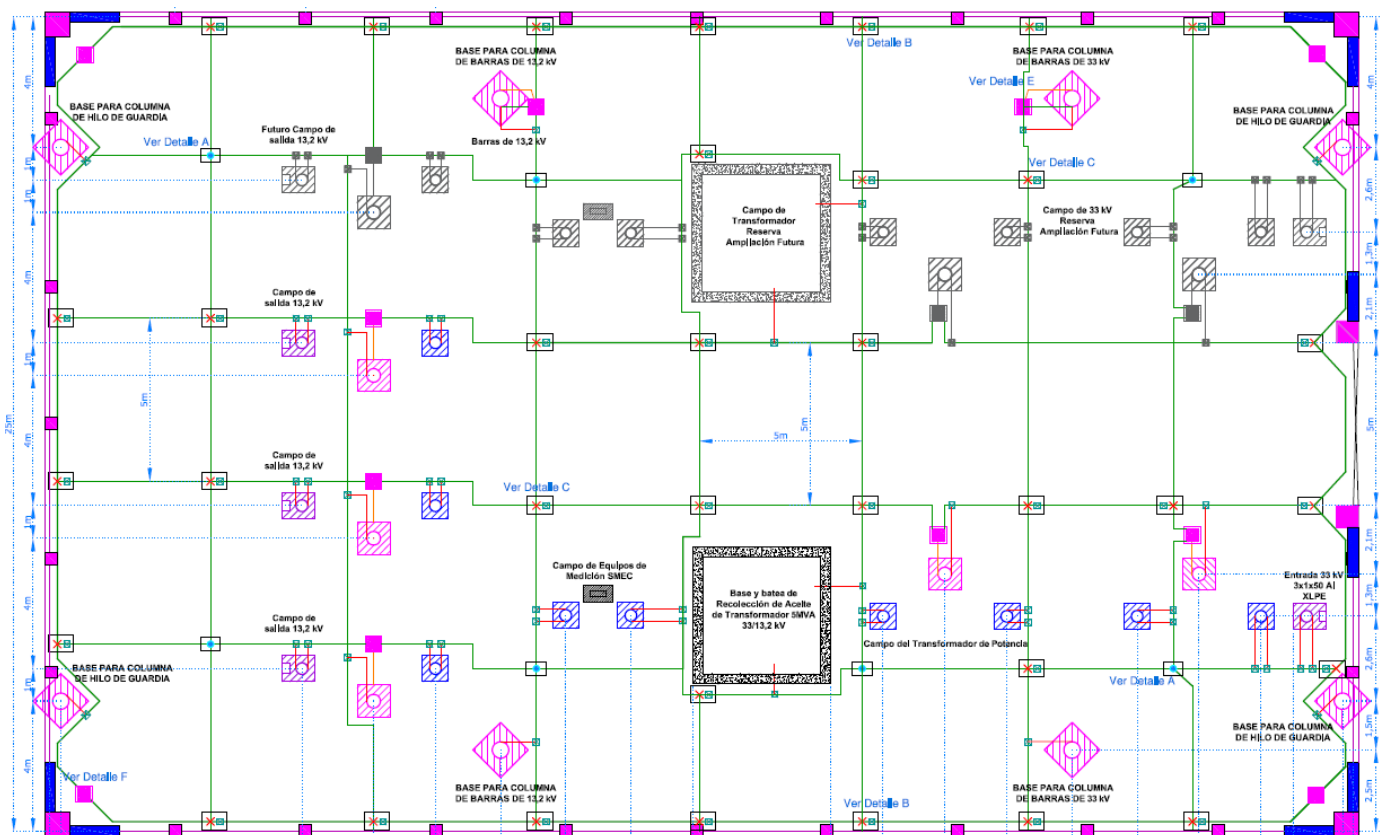
### 7.2.8. Sistema de Puesta a Tierra.

La S.E.T. Puerto Yerúa contará con un sistema de puesta a tierra unificado (protección y servicio).

Se ha definido la geometría básica de diseño de la malla de puesta a tierra de la S.E.T., utilizando una cuadrícula de 5m x 5m en toda la S.E.T., de conductores de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección implantados a una profundidad de 0,8 metros del nivel de piso, con 8 jabalinas intercaladas en las uniones internas de la malla.

Las uniones de la malla, así como las derivaciones a los equipos de la playa, se realizarán con doble morseto peine y soldadura cuproaluminotérmica.

La malla se puede apreciar en el plano de planta ilustrado con líneas de color verde

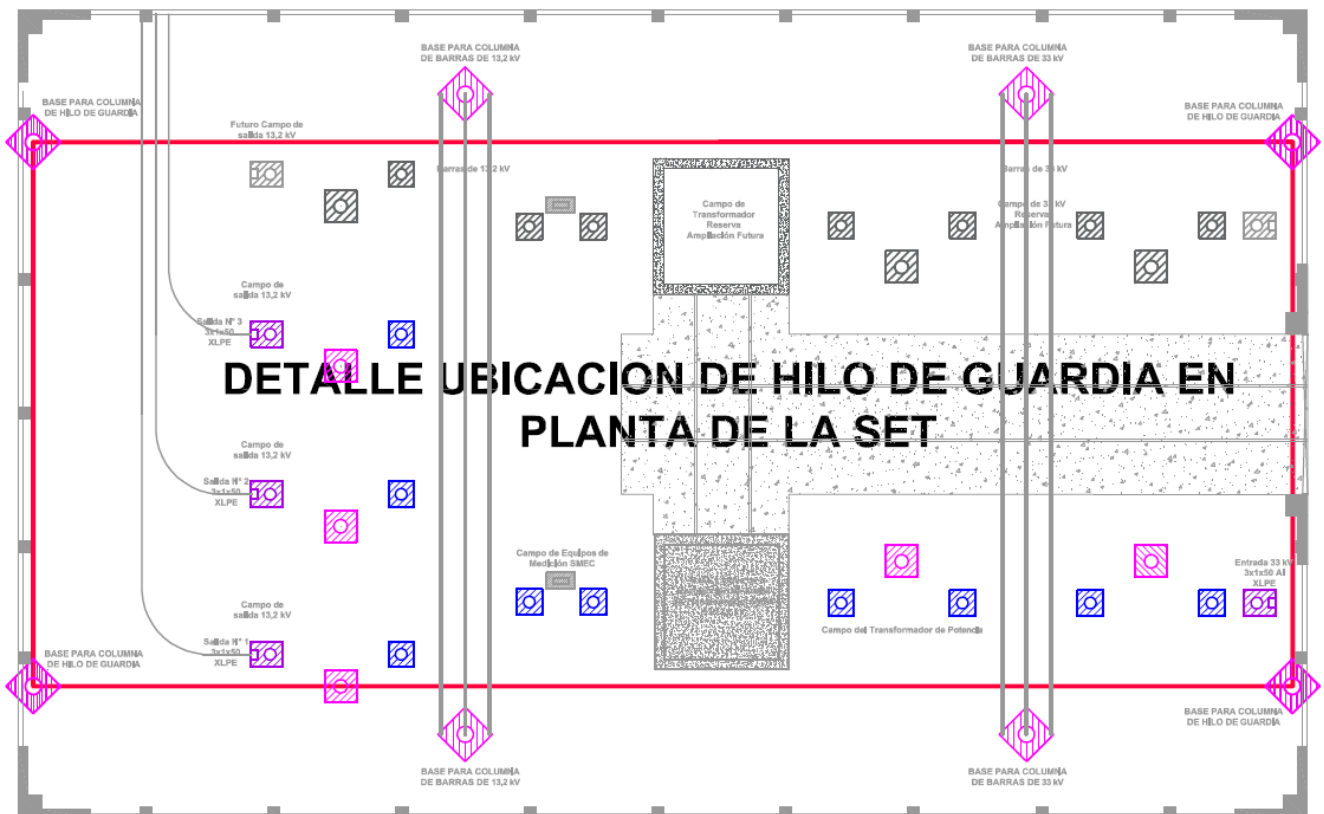


### 7.2.9. Sistema de Protección contra Rayos (SPCR).

La playa expuesta a la intemperie (barras, conexiones y equipos) es protegida de las descargas atmosféricas mediante un rectángulo de cables de guardia que está compuesto por:

- 120 metros de cable de acero galvanizado de 35 mm<sup>2</sup> de sección tipo MN101
- Cuatro (4) columnas de H°A° 10R400
- Ocho (8) Sistemas de Retención para cable de 35 mm<sup>2</sup>.

A continuación se ilustra, en color rojo, el sistema de protección contra rayos en la playa.

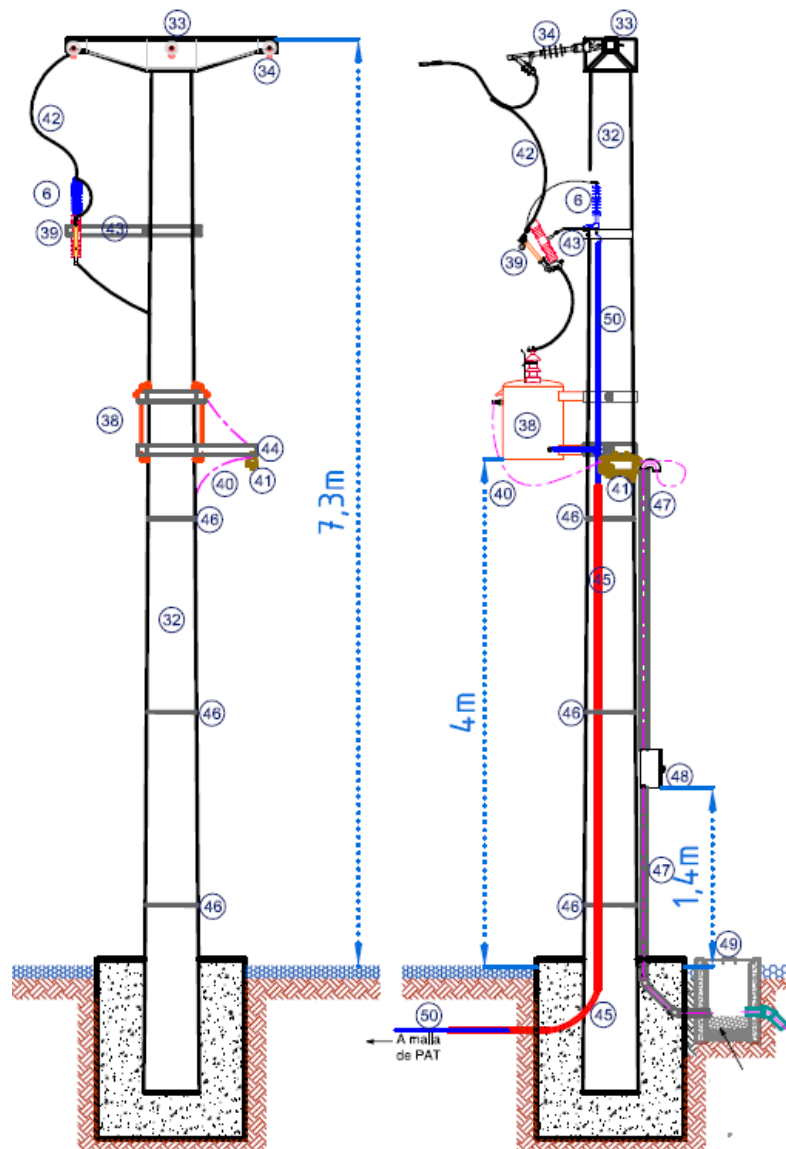




### 7.2.10. Sistema de Servicios Auxiliares.

Se proyectó una subestación aérea monofásica para servicios auxiliares internos de la S.E.T., con los siguientes componentes:

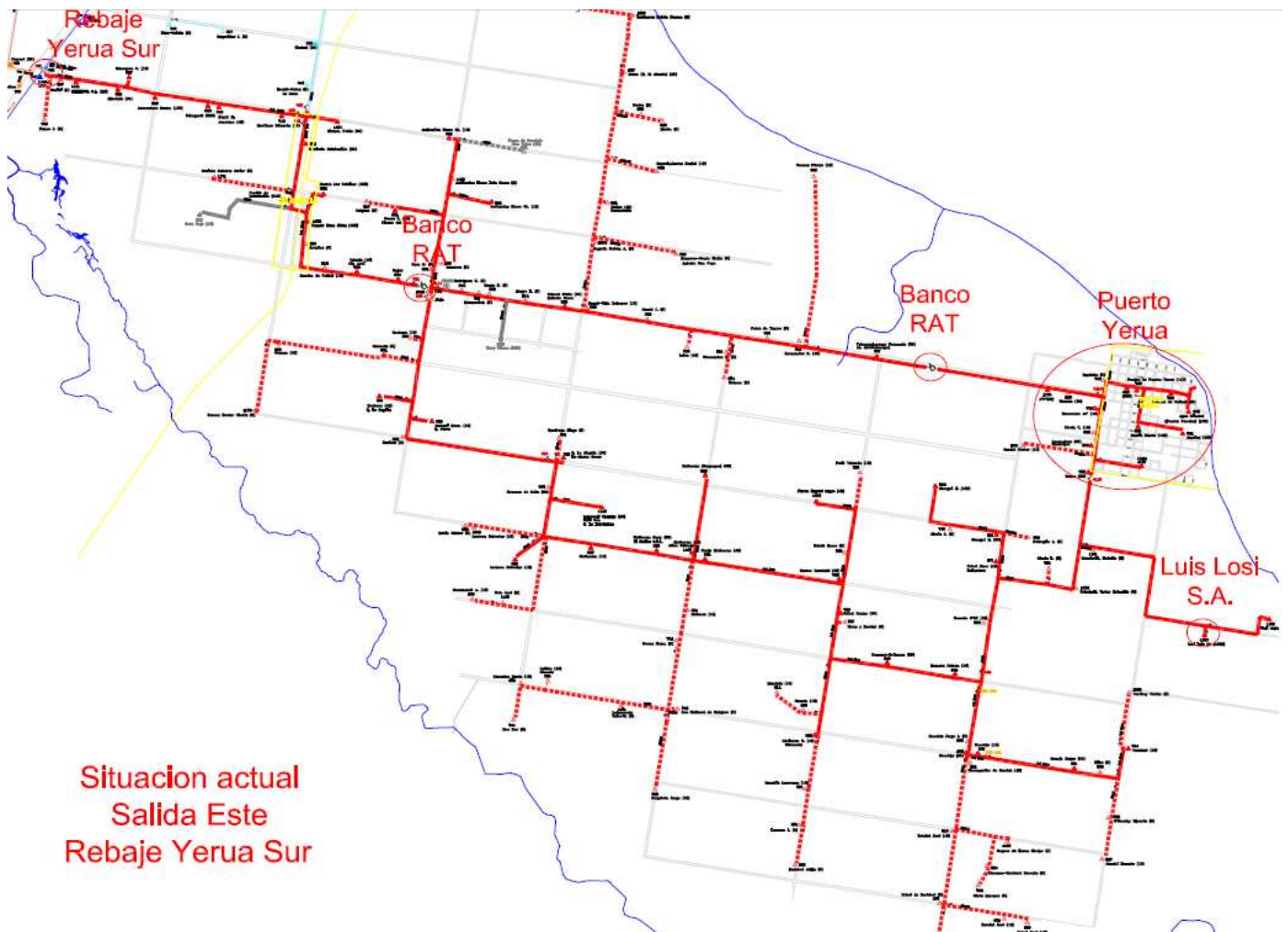
- Un (1) transformador monofásico rural 19.100  $\pm$ 5%/231 V./V. - 10 kVA.
- Un (1) seccionador Autodesconectador Tipo XS combinado con Fusibles POSITROL® destinado a fallas en sistemas de distribución aérea de 13,2 kV.
- Un (1) descargador de Sobretensiones transitorias de 18kV-5kA.
- Un (1) Seccionador fusible APR. de 0,231 kV tamaño 00 y corriente nominal de 40A.
- 10 metros de cable Preensamblado de cobre de 2x6 mm<sup>2</sup>.
- Un Tablero de servicios internos de la S.E.T. con todas sus protecciones.
- Un sistema de iluminación de la playa con todos sus elementos.



### **7.3. Etapa 3: Replanteo de la Red de Media Tensión.**

Una vez ejecutadas las obras de construcción de la Línea de 33 kV y la S.E.T. de rebaje Puerto Yerúa, se deben adecuar las instalaciones existentes de 13,2 kV, que actualmente son alimentadas por el Rebaje Yerúa Sur, para que sean alimentadas por el Nuevo Rebaje, estas modificaciones se detallan a continuación.

La S.E.T. Puerto Yerúa aliviará las cargas de la salida ESTE del rebaje Yerúa Sur, cuya zona de incumbencia se ilustra a continuación.



Dicha salida posee actualmente 145 Subestaciones con una potencia instalada total de 5,25 MVA y con una potencia pico estimada de 1,6 MW.

Una vez finalizada la Subestación, se propone el replanteo de la red de M.T. en 13,2 kV existente de manera tal que la S.E.T. “Puerto Yerúa” abastezca las demandas indicadas a continuación.



La nueva subestación contará, en principio, con tres salidas en 13,2 kV cuyas zonas de incumbencias se colorean en la imagen anterior, y donde se puede observar que alivian claramente las cargas de la Salida Este del Rebaje Yerúa Sur.

### 7.3.1. Salida 1 – “Norte”

A la línea de M.T. aérea, existente frente al predio de la subestación, se la vinculará en la estructura más cercana a través de los elementos correspondientes para una transición aérea subterránea (herrajes, terminales, descargadores, seccionadores)

Esta estructura será compartida con la Salida N°3. Comprenderá el tramo desde la subestación, saliendo de manera subterránea, realizándose la transición aérea subterránea sobre vereda sur, continuando en la línea aérea existente paralela a la ruta hasta la intersección de los actuales alimentadores "E604" y "E603", allí se deberá montar un seccionador tripolar que operará en condición normal abierto. En este punto la línea se deriva hacia el Norte.

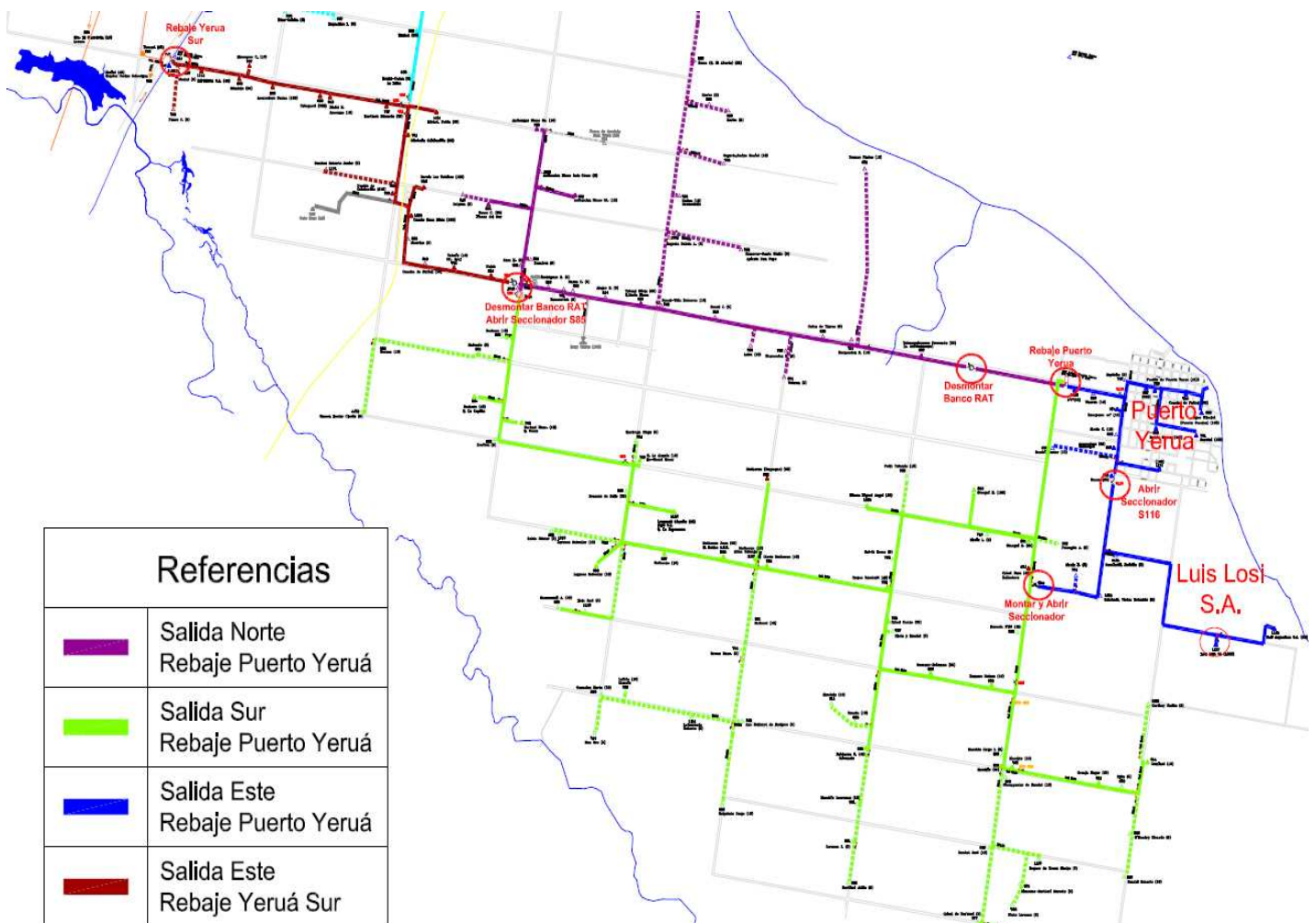
También será desmontado el banco de reguladores automáticos de tensión (R.A.T. N°2).

### 7.3.2. Salida 2 – “Sur”

Este alimentador partirá desde la S.E.T. de manera subterránea hasta acometer en una estructura a montar sobre vereda sur, cruzando la ruta. En este punto se realizará la transición aérea – subterránea a través de los elementos correspondientes (herrajes, terminales, seccionadores, descargadores), además se deberán tender aproximadamente 2000 metros de línea aérea en 13,2 kV para vincular este punto con la línea existente al sur en el cruce con la derivación “E6101”. Además para su operación, se deberá abrir el seccionador “S86” y cerrar el “S88”.

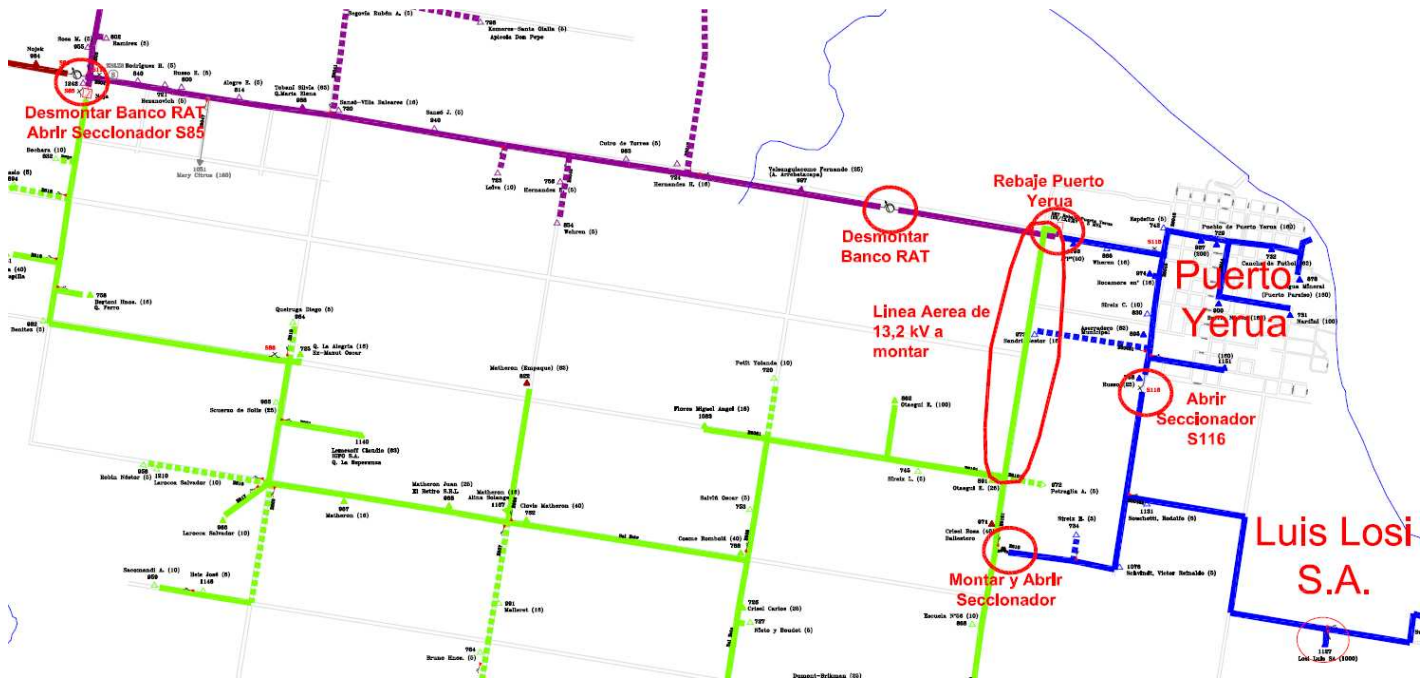
### 7.3.3. Salida 3 – “Este”

Al igual que la “Salida 1”, este alimentador se vinculará a la línea aérea existente frente a al predio de la subestación, compartiendo la estructura de acometida con la anterior, con la diferencia que en este caso se empalmará en la dirección opuesta, es decir, hacia Puerto Yerúa. Además para su operación, se deberá mantener en posición cerrada el seccionador “S116” y montar un nuevo seccionador en la intersección de los alimentadores “E601” y “E6101” para separar ambos sistemas, este seccionador operará en condición “normal abierto”.



### 7.3.4. Modificaciones de las Instalaciones de 13,2 kV a Realizar

Las modificaciones a realizar ya fueron mencionadas en las descripciones de cada salida de 13,2kV, pero a continuación se resaltan las mismas en el plano ilustrado.



## 8. Leyes y Normas Vigentes.

- Ley N° 24065 – Régimen de la Energía Eléctrica
- Resoluciones N° 77/1998 y 1169/08 S.E. de la Nación
- Anexos I y II de la Resolución 153/14
- AEA 95301 – Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media y Alta Tensión
- AEA 95101 – Reglamentación sobre Líneas Subterráneas Exteriores de Energía y Telecomunicaciones
- AEA 95402. - Reglamentación para estaciones transformadoras.
- IRAM 2184.- Protecciones contra descargas eléctricas atmosféricas
- IEEE Std. 80 - 2000 - Guide for safety in AC substation grounding.
- IRAM 2344 – 1. - Transformadores de corriente
- IRAM 2344 – 2 -Transformadores de tensión
- IRAM 2344–1 -Descargadores de óxido metálico sin explosores para corriente alterna.
- IEC 62271 - 100 - Interruptores.
- IEC 62271 – 102. - Seccionadores
- IRAM 2358 e IRAM 2359 - Barras.

## **9. Análisis FODA**

### **9.1. Fortalezas**

- ✓ Instalación con elevada vida útil.
- ✓ Bajos costos de operación.
- ✓ Mantenimientos mínimos.
- ✓ Recuperación de la Inversión en corto tiempo.
- ✓ Aumento en la capacidad de transporte.
- ✓ Mayor flexibilidad de maniobras.
- ✓ Menores tiempos de reposición del servicio.
- ✓ Disminución de multas por falta de servicio.

### **9.2. Oportunidades**

- ✓ Soporte ante fallas.
- ✓ Electroducto con capacidad de admitir la ampliación de las subestaciones de rebaje.
- ✓ Posibilidad de desarrollo comercial e industrial de la zona.
- ✓ Mejora del servicio eléctrico.
- ✓ Fortalecer el vinculo distribuidora - usuarios.

### **9.3. Debilidades**

- ✓ Necesidad de cortes de suministro programados durante la ejecución de las obras.
- ✓ Limitación en capacidad instalada en Alimentador N° 6 (línea Aérea de 33kV existente de la cual se empalmará la nueva Línea de 33 kV a Puerto Yerúa).
- ✓ Contaminación visual en el acceso a la localidad de Puerto Yerúa.
- ✓ Inversión inicial elevada.

### **9.4. Amenazas**

- ✓ Incremento de los costos de la obra por demora en la ejecución de las mismas.
- ✓ Incremento de los costos financieros en función de la tasa Badlar.
- ✓ Tasa de crecimiento en función del número reducido de medianos y grandes usuarios.
- ✓ Reducción de la actividad económica de la zona.
- ✓ Disminución de beneficios tarifarios.

## **10. Planificación de las Obras**

La obra consiste en la construcción de una línea Aérea de 33 kV, que conecta la subestación de rebaje Yerúa Sur con el futuro rebaje Puerto Yerúa. Además se replantea la red de 13,2 kV en las inmediaciones de Puerto Yerúa para que se alimente desde el nuevo rebaje.

El servicio se debe interrumpir el menor tiempo posible, por lo que se ejecutarán cortes programados para cumplir tal objetivo.

### **10.1. Descripción de las Actividades**

#### ***10.1.1. Tareas Relacionadas a la Subestación de Rebaje***

- Desmalezar, rellenar, compactar y nivelar el terreno.
- Construir bases de HºSº cuyas dimensiones, ubicaciones y particularidades se definen en planos adjuntos.
- Construir una (1) base de HºAº para el transformador principal, cuyas dimensiones y particularidades se detallan en plano adjunto
- Construir el pavimento de HºAº para ingreso y mantenimiento de campos de salida de líneas.
- Construir el playón de HºAº para ingreso, mantenimiento y transporte de transformadores.
- Montar el cerco perimetral de tipo olímpico de 2,70 m. de altura en el nivel exterior, cuyas particularidades se detallan en plano adjunto.
- Construir y montar una (1) reja metálica de protección para el transformador principal.
- Extender cuatro cientos ochenta y nueve (489) m. lineales de cable desnudo de Ac-Cu de 50 mm<sup>2</sup>, alrededor de todo el predio, a 0,80 m de profundidad y a 0,70 m del exterior del cerco perimetral, cuyas ubicaciones, uniones y particularidades se muestran en plano adjunto.
- Instalar (8) jabalinas de PAT constituidas en barras rígidas de Cu. en las cámaras de HºAº para inspección de PAT antes citadas, cuyas ubicaciones, uniones y particularidades se muestran en plano adjunto.
- Montar cuatro columnas de HºAº 10R400 para Hilo de guardia e Iluminación de la playa
- Montar cuatro columnas de HºAº 8,5R1400 para las barras Aéreas de 33 y 13,2 kV
- Montar un transformador trifásico de subtransmisión 33.000 ±5%; ±2,5%; 0/13.860-8002 V/V - 5000 kVA, con todos sus accesorios. Dicho transformador irá directamente apoyado sobre su base de HºAº.
- Instalar una subestación aérea normalizada monofásica con transformador rural monoposte para 19,1/0,231 kV de 10kVA. (Como transformador de servicios internos de la S.E.T.), con sus respectivos seccionadores-fusibles de media y baja tensión,

descargador de sobretensión, herrajes de fijación, conexiones de puesta a tierra y puesta en funcionamiento. Dicha subestación irá montada en una de las columnas de 8,5R1400 utilizada para las barras Aéreas de 33 kV Además en la misma se deberá instalar el tablero de servicios auxiliares internos de la S.E.T.

- Montar los Reconectores, sobre herraje metálico de fijación, instalado sobre columna de 7R900, con sus respectivos descargadores de sobretensión, puesta a tierra, antena UHF y equipo transceptor Vertex.
- Montar los seccionadores a cuernos, sobre plataforma de H<sup>º</sup>A<sup>º</sup> normalizada tipo H, instalada sobre postecillo de 4R900, con su respectivo varillaje de comando y puesta a tierra.
- Montar un (1) bloque de medición integrado de transformadores de tensión y corriente (13,2 kV) sobre plataforma de H<sup>º</sup>A<sup>º</sup> de 1,00 mx0,40 m, instalada sobre postecillo de 4R900.
- Realizar la conexión de potencia de los equipos utilizando caño de cobre según especificaciones dadas.
- Construir los herrajes especiales para la fijación de caños, cajas y gabinetes.

#### ***10.1.2. Tareas Relacionadas a la Línea Aérea de 33 kV.***

- Definición de la traza, estudios de suelo y Planialtimetría.
- Construcción de bases de H<sup>º</sup>S<sup>º</sup> según dimensiones y tipos constructivos indicados.
- Armado de cabezales de suspensión, retención y terminales.
- Montaje de columnas de H<sup>º</sup>A<sup>º</sup> según ubicación indicada.
- Tendido de conductores e hilo de guardia.
- Montaje de puesto Reconector y tendido de cables subterráneos.
- Empalme con la línea aérea existente.
- Revisión general y puesta en servicio.

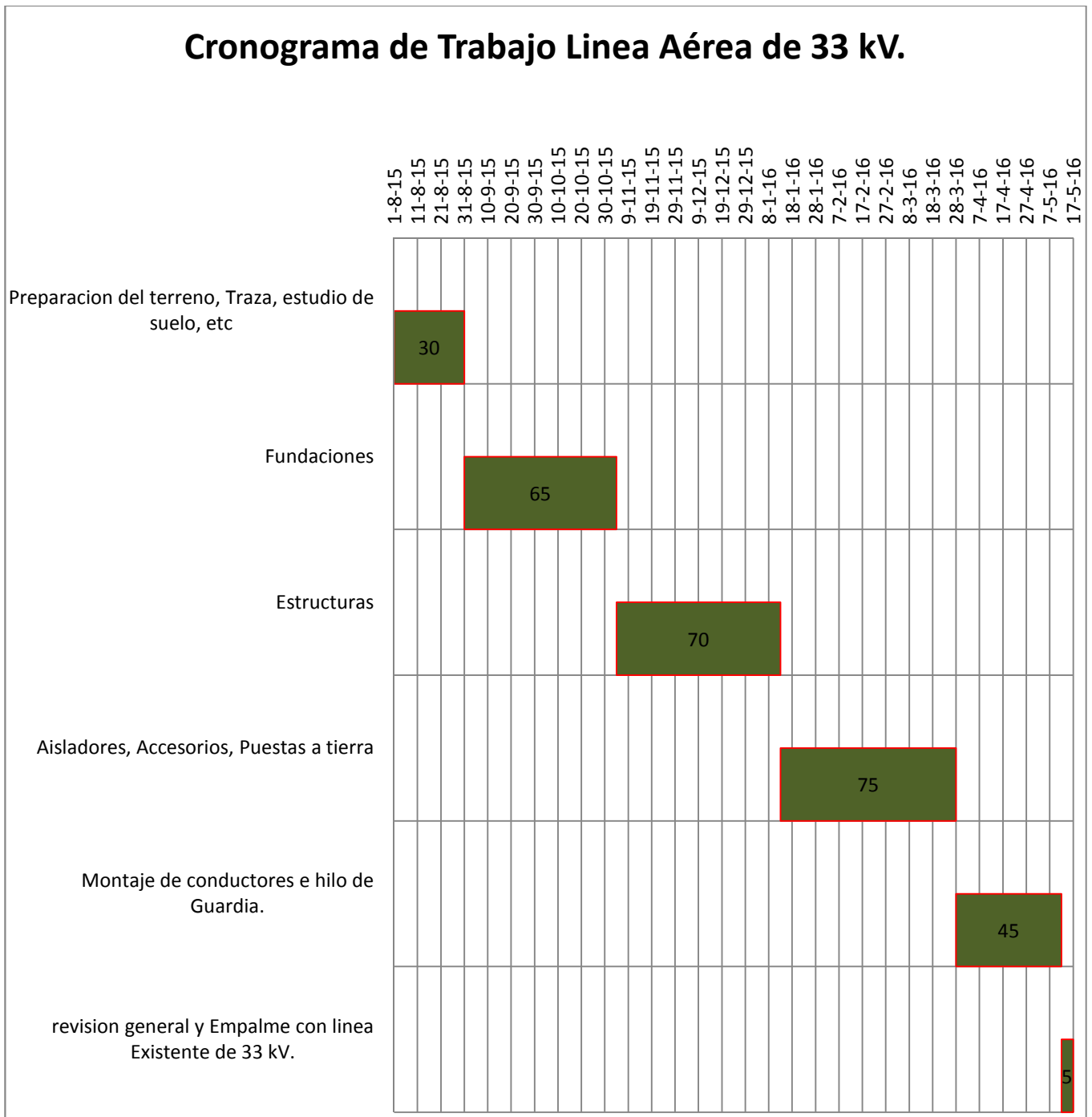


**10.2. Cronograma**

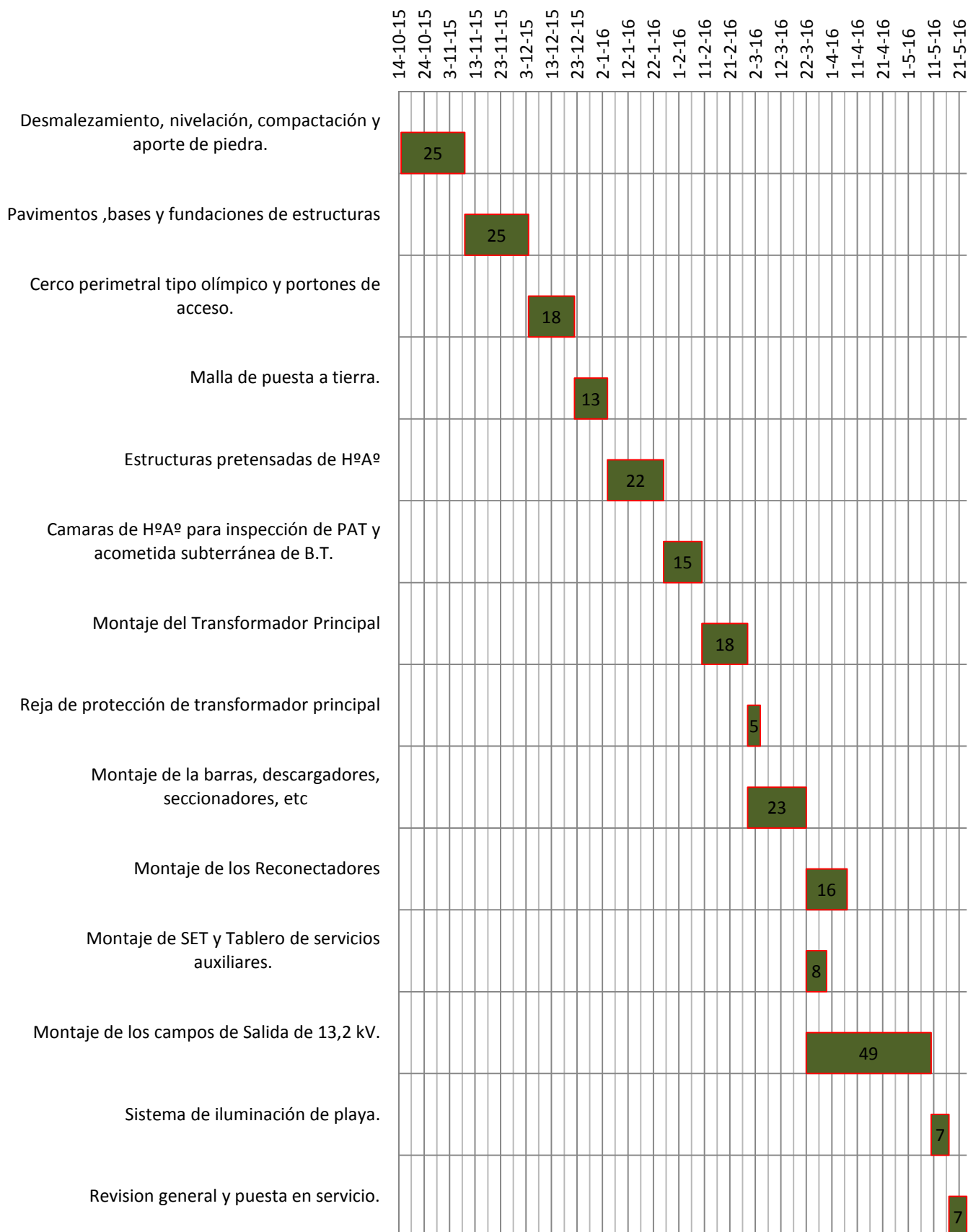
En este apartado se presenta el cronograma previsto para el desarrollo de las distintas etapas del proyecto.

El plazo de ejecución de la obra es de 275 días corridos, a partir del día de consignada la licitación.

A continuación se presenta un esquema tentativo con el plan de trabajos, en días, este discrimina las obras comprendidas para la Subestación Transformadora de las realizadas para la construcción de la Línea de 33 kV.



## Cronograma de Trabajo S.E.T. de Rebaje 33/13.2 kV.



## **11. Presupuesto**

La determinación del costo de la obra se detalla en el Anexo [Presupuesto.xlsx](#).

A continuación se indica un cuadro resumen del presupuesto de la obra.

<b>Línea Aérea de 33 kV 50/8 AIAC Line Post.</b>	<b>\$ 8.900.911,53</b>
<b>S.E.T. de Rebaje Puerto Yerúa 33/13,2 kV - 5MVA.</b>	<b>\$ 8.493.458,59</b>
<b>SubTotal</b>	<b>\$ 17.394.370,12</b>
<b>IVA 21%</b>	<b>\$ 3.652.817,73</b>
<b>Total IVA incluido en \$</b>	<b>\$ 21.047.187,85</b>
<b>Total IVA incluido en U\$S</b>	<b>\$ 1.422.107,29</b>

## **12. Riesgos**

### **12.1. Riesgos de Mercado**

Como riesgos de mercado se considera que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica sea menor al previsto en las hipótesis planteadas. Se tiene en cuenta que el desarrollo de las actividades de los grandes y medianos usuarios que se encuentran afectados por las instalaciones influye en gran medida en las proyecciones de la demanda estudiada.

### **12.2. Riesgos Económicos**

Como riesgos económicos se plantea que el crecimiento de la economía no corresponda al previsto; que aumenten los costos financieros debido al aumento de la tasa de interés variable en función de la tasa Badlar; y que disminuya el beneficio por venta de energía debido a la regulación del cuadro tarifario.

## **13. Plan de Marketing**

### **13.1. Investigación del Mercado**

En los últimos doce años, la zona de Puerto Yerúa alcanzó un desarrollo importante debido al crecimiento demográfico y de las actividades turísticas, productivas e industriales. Esto supone un escenario altamente favorable para la región, impulsando su desarrollo y repercutiendo de manera directa en el aumento de la demanda energética.

Las instalaciones existentes no han sido previstas para tal desarrollo, teniendo en cuenta que fueron proyectadas para cuando la zona era prácticamente rural y con procesos productivos relacionados con la citricultura básicamente. Por lo tanto resulta necesaria la actualización de las instalaciones.

Hay que tener en cuenta que el objetivo del proyecto no es generar ganancias extraordinarias, sino satisfacer las necesidades de los asociados actuales y futuros de la región, fomentando de esta manera el desarrollo productivo en el horizonte del proyecto.

### **13.2. Segmentación**

El proyecto se dirige a pequeñas, medianas y grandes demandas de energía eléctrica de la zona indicada, proporcionando el abastecimiento de la misma y simultáneamente adquirir un aumento en la confiabilidad y calidad del servicio prestado.

### **13.3. Diferenciación**

La solución adoptada minimizará los costos de mantenimiento debido a la elevada utilidad de las instalaciones; brindará un servicio con mayor continuidad y menores tiempos de reposición del servicio debido a la posibilidad del anillado de las salidas de las subestaciones de rebaje. Además abastecerá la demanda de energía prevista en el horizonte del proyecto, debido a que el mismo se realizó según los escenarios proyectados.

### **13.4. Posicionamiento**

La ejecución del proyecto permitirá abastecer la demanda de energía eléctrica durante la vida útil de las instalaciones, cumpliendo con los requisitos de calidad establecidos por el ente regulador (EPRE) y admitiendo el aumento del consumo energético proyectado.

El proyecto ubica a la empresa en una posición vital para el desarrollo de las actividades económicas y sociales de la población.

### **13.5. Comunicación**

El proyecto se publicará en los medios audiovisuales disponibles por la Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.

Se expondrán las características técnicas de la obra, los costos de la misma y los beneficios que genera para la sociedad.

## **14. Análisis Económico y Financiero**

### **14.1. Recupero de la Inversión**

El monto total invertido en el proyecto será recuperado por medio de la energía comercializada en la zona, además de un ingreso por ahorros en mantenimiento, en multas por falta de suministro y un porcentaje de material recuperado de la instalación actual.

### **14.2. Flujo de Fondos Futuros**

El Flujo de Fondos (Cash Flow) consiste en un informe en el cual se presentan las entradas y salidas de dinero que se realizan en diversos períodos de tiempo, en este caso anualmente, durante la vida útil del proyecto.

Básicamente se trata de una planilla, en la que se detalla para cada período:

- ✓ *El saldo inicial de caja.*
- ✓ *Los ingresos y egresos de dinero.*
- ✓ *El resultado del período.*
- ✓ *El saldo final de caja.*

El flujo de fondos, entre otras utilidades, sirve para evaluar el proyecto de inversión, ya que permite calcular la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN).

#### ***14.2.1. Ingresos***

Los ingresos presentes en el proyecto de inversión son:

- ✓ *Ventas de Energía Eléctrica.*
- ✓ *Ahorro de Pérdidas Técnicas.*
- ✓ *Material Reutilizado.*
- ✓ *Ahorro de Multas por falta de suministro.*
- ✓ *Préstamo.*

Para determinar de manera adecuada los diversos ingresos del proyecto se realiza un estudio pormenorizado de cada ingreso nombrado.

#### 14.2.1.1. *Venta de Energía Eléctrica*

El principal ingreso del proyecto proviene de la venta de energía, para determinar estos ingresos se aplica el cuadro tarifario provincial vigente a partir del 01/02/2016.

Para mayores detalles (Ver [Facturación.xlsx](#))

A continuación se detallan 3 cuadros resúmenes con los ingresos por venta de energía para los escenarios de crecimiento de la demanda planteados.

<b>Escenario Pesimista: crecimiento anual 2%</b>										
Año	TARIFA 1 - Pequeñas Demandas		TARIFA 2 - Medianas Demandas		TARIFA 3 - Grandes Demandas		TARIFA 4 - Alumbrado Publico		TOTAL Anual de Ingresos	
	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]
2016	\$ 2.242.888	1.953.324	\$ 664.633	459.607	\$ 1.568.449	1.139.340	\$ 267.872	228.120	\$ 4.743.842	3.780.391
2017	\$ 2.516.520	1.992.390	\$ 711.822	468.799	\$ 1.727.523	1.162.127	\$ 286.891	232.682	\$ 5.242.756	3.855.999
2018	\$ 2.823.535	2.032.238	\$ 762.362	478.175	\$ 1.903.834	1.185.369	\$ 307.260	237.336	\$ 5.796.992	3.933.118
2019	\$ 3.168.007	2.072.883	\$ 816.490	487.739	\$ 2.099.347	1.209.076	\$ 329.076	242.083	\$ 6.412.919	4.011.780
2020	\$ 3.554.503	2.114.341	\$ 874.460	497.493	\$ 2.316.257	1.233.257	\$ 352.440	246.924	\$ 7.097.660	4.092.016
2021	\$ 3.988.153	2.156.628	\$ 936.547	507.443	\$ 2.557.018	1.257.922	\$ 377.463	251.863	\$ 7.859.181	4.173.856
2022	\$ 4.474.707	2.199.760	\$ 1.003.042	517.592	\$ 2.824.377	1.283.080	\$ 404.263	256.900	\$ 8.706.390	4.257.333
2023	\$ 5.020.622	2.243.755	\$ 1.074.258	527.944	\$ 3.121.407	1.308.742	\$ 432.966	262.038	\$ 9.649.252	4.342.479
2024	\$ 5.633.138	2.288.630	\$ 1.150.530	538.503	\$ 3.451.545	1.334.916	\$ 463.706	267.279	\$ 10.698.919	4.429.329
2025	\$ 6.320.380	2.334.403	\$ 1.232.218	549.273	\$ 3.818.639	1.361.614	\$ 496.630	272.625	\$ 11.867.866	4.517.915
2026	\$ 7.091.467	2.381.091	\$ 1.319.705	560.258	\$ 4.226.995	1.388.846	\$ 531.890	278.077	\$ 13.170.057	4.608.273
2027	\$ 7.956.626	2.428.713	\$ 1.413.404	571.464	\$ 4.681.437	1.416.623	\$ 569.654	283.639	\$ 14.621.121	4.700.438
2028	\$ 8.927.334	2.477.287	\$ 1.513.756	582.893	\$ 5.187.366	1.444.955	\$ 610.100	289.311	\$ 16.238.556	4.794.447
2029	\$ 10.016.469	2.526.833	\$ 1.621.233	594.551	\$ 5.750.831	1.473.854	\$ 653.417	295.098	\$ 18.041.949	4.890.335
2030	\$ 11.238.478	2.577.370	\$ 1.736.340	606.442	\$ 6.378.609	1.503.331	\$ 699.810	300.999	\$ 20.053.237	4.988.142
2031	\$ 12.609.572	2.628.917	\$ 1.859.620	618.571	\$ 7.078.294	1.533.397	\$ 749.496	307.019	\$ 22.296.983	5.087.904
2032	\$ 14.147.940	2.681.495	\$ 1.991.653	630.942	\$ 7.858.397	1.564.065	\$ 802.710	313.160	\$ 24.800.701	5.189.662
2033	\$ 15.873.989	2.735.125	\$ 2.133.061	643.561	\$ 8.728.455	1.595.346	\$ 859.703	319.423	\$ 27.595.207	5.293.455
2034	\$ 17.810.615	2.789.828	\$ 2.284.508	656.432	\$ 9.699.160	1.627.253	\$ 920.742	325.812	\$ 30.715.025	5.399.324
2035	\$ 19.983.511	2.845.624	\$ 2.446.708	669.561	\$ 10.782.501	1.659.798	\$ 986.114	332.328	\$ 34.198.834	5.507.310
2036	\$ 22.421.499	2.902.537	\$ 2.620.424	682.952	\$ 11.991.919	1.692.993	\$ 1.056.128	338.974	\$ 38.089.970	5.617.456
2037	\$ 25.156.922	2.960.587	\$ 2.806.474	696.611	\$ 13.342.488	1.726.853	\$ 1.131.114	345.754	\$ 42.436.997	5.729.805
2038	\$ 28.226.066	3.019.799	\$ 3.005.734	710.543	\$ 14.851.115	1.761.390	\$ 1.211.423	352.669	\$ 47.294.338	5.844.401
2039	\$ 31.669.646	3.080.195	\$ 3.219.141	724.754	\$ 16.536.767	1.796.617	\$ 1.297.434	359.722	\$ 52.722.988	5.961.289
2040	\$ 35.533.343	3.141.799	\$ 3.447.700	739.249	\$ 18.420.718	1.832.550	\$ 1.389.551	366.917	\$ 58.791.313	6.080.514
2041	\$ 39.868.411	3.204.635	\$ 3.692.487	754.034	\$ 20.526.841	1.869.200	\$ 1.488.210	374.255	\$ 65.575.948	6.202.124
2042	\$ 44.732.357	3.268.728	\$ 3.954.653	769.115	\$ 22.881.920	1.906.584	\$ 1.593.872	381.740	\$ 73.162.803	6.326.167
2043	\$ 50.189.705	3.334.102	\$ 4.235.434	784.497	\$ 25.516.015	1.944.716	\$ 1.707.037	389.375	\$ 81.648.191	6.452.690
2044	\$ 56.312.849	3.400.784	\$ 4.536.150	800.187	\$ 28.462.862	1.983.610	\$ 1.828.237	397.162	\$ 91.140.097	6.581.743
2045	\$ 63.183.016	3.468.800	\$ 4.858.216	816.191	\$ 31.760.324	2.023.282	\$ 1.958.042	405.106	\$ 101.759.599	6.713.378
2046	\$ 70.891.344	3.538.176	\$ 5.203.150	832.514	\$ 35.450.907	2.063.747	\$ 2.097.063	413.208	\$ 113.642.464	6.847.645

**Escenario Moderado: crecimiento anual 4%**

Año	TARIFA 1 - Pequeñas Demandas		TARIFA 2 - Medianas Demandas		TARIFA 3 - Grandes Demandas		TARIFA 4 - Alumbrado Publico		TOTALES Anuales	
	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]
2016	\$ 2.242.888	1.953.324	\$ 664.633	459.607	\$ 1.568.449	1.139.340	\$ 267.872	228.120	\$ 4.743.842	3.780.391
2017	\$ 2.565.863	2.031.457	\$ 725.780	477.991	\$ 1.761.396	1.184.913	\$ 292.516	237.245	\$ 5.345.555	3.931.606
2018	\$ 2.935.348	2.112.715	\$ 792.551	497.111	\$ 1.979.226	1.232.309	\$ 319.428	246.735	\$ 6.026.553	4.088.870
2019	\$ 3.358.038	2.197.224	\$ 865.466	516.995	\$ 2.225.274	1.281.601	\$ 348.815	256.604	\$ 6.797.593	4.252.424
2020	\$ 3.841.595	2.285.113	\$ 945.089	537.675	\$ 2.503.336	1.332.865	\$ 380.906	266.868	\$ 7.670.926	4.422.521
2021	\$ 4.394.785	2.376.517	\$ 1.032.037	559.182	\$ 2.817.730	1.386.179	\$ 415.949	277.543	\$ 8.660.501	4.599.421
2022	\$ 5.027.634	2.471.578	\$ 1.126.985	581.549	\$ 3.173.375	1.441.625	\$ 454.217	288.645	\$ 9.782.210	4.783.397
2023	\$ 5.751.613	2.570.441	\$ 1.230.667	604.811	\$ 3.575.874	1.499.290	\$ 496.005	300.190	\$ 11.054.159	4.974.733
2024	\$ 6.579.846	2.673.259	\$ 1.343.889	629.004	\$ 4.031.609	1.559.261	\$ 541.637	312.198	\$ 12.496.981	5.173.722
2025	\$ 7.527.343	2.780.189	\$ 1.467.526	654.164	\$ 4.547.854	1.621.631	\$ 591.468	324.686	\$ 14.134.192	5.380.670
2026	\$ 8.611.281	2.891.397	\$ 1.602.539	680.331	\$ 5.132.901	1.686.496	\$ 645.883	337.673	\$ 15.992.603	5.595.896
2027	\$ 9.851.305	3.007.053	\$ 1.749.972	707.544	\$ 5.796.201	1.753.955	\$ 705.304	351.180	\$ 18.102.783	5.819.732
2028	\$ 11.269.893	3.127.335	\$ 1.910.970	735.846	\$ 6.548.536	1.824.113	\$ 770.192	365.227	\$ 20.499.591	6.052.521
2029	\$ 12.892.758	3.252.428	\$ 2.086.779	765.279	\$ 7.402.204	1.897.077	\$ 841.050	379.837	\$ 23.222.791	6.294.621
2030	\$ 14.749.315	3.382.525	\$ 2.278.763	795.891	\$ 8.371.236	1.972.959	\$ 918.426	395.030	\$ 26.317.740	6.546.405
2031	\$ 16.873.216	3.517.826	\$ 2.488.409	827.726	\$ 9.471.644	2.051.877	\$ 1.002.921	410.831	\$ 29.836.191	6.808.261
2032	\$ 19.302.959	3.658.539	\$ 2.717.343	860.835	\$ 10.721.704	2.133.952	\$ 1.095.190	427.264	\$ 33.837.197	7.080.591
2033	\$ 22.082.585	3.804.881	\$ 2.967.338	895.269	\$ 12.142.283	2.219.310	\$ 1.195.948	444.355	\$ 38.388.155	7.363.814
2034	\$ 25.262.478	3.957.076	\$ 3.240.333	931.079	\$ 13.757.207	2.308.081	\$ 1.305.975	462.129	\$ 43.565.993	7.658.366
2035	\$ 28.900.275	4.115.359	\$ 3.538.444	968.323	\$ 15.593.685	2.400.404	\$ 1.426.125	480.614	\$ 49.458.528	7.964.700
2036	\$ 33.061.914	4.279.973	\$ 3.863.981	1.007.056	\$ 17.682.801	2.496.420	\$ 1.557.328	499.839	\$ 56.166.024	8.283.288
2037	\$ 37.822.830	4.451.172	\$ 4.219.467	1.047.338	\$ 20.060.066	2.596.276	\$ 1.700.602	519.833	\$ 63.802.964	8.614.619
2038	\$ 43.269.317	4.629.219	\$ 4.607.658	1.089.231	\$ 22.766.053	2.700.127	\$ 1.857.058	540.626	\$ 72.500.086	8.959.203
2039	\$ 49.500.099	4.814.388	\$ 5.031.563	1.132.801	\$ 25.847.136	2.808.131	\$ 2.027.907	562.251	\$ 82.406.704	9.317.571
2040	\$ 56.628.113	5.006.964	\$ 5.494.466	1.178.113	\$ 29.356.314	2.920.456	\$ 2.214.474	584.741	\$ 93.693.367	9.690.273
2041	\$ 64.782.561	5.207.242	\$ 5.999.957	1.225.237	\$ 33.354.176	3.037.274	\$ 2.418.206	608.131	\$ 106.554.901	10.077.884
2042	\$ 74.111.250	5.415.532	\$ 6.551.953	1.274.247	\$ 37.909.994	3.158.764	\$ 2.640.681	632.456	\$ 121.213.879	10.480.999
2043	\$ 84.783.270	5.632.153	\$ 7.154.733	1.325.216	\$ 43.102.976	3.285.115	\$ 2.883.624	657.754	\$ 137.924.603	10.900.238
2044	\$ 96.992.061	5.857.439	\$ 7.812.968	1.378.225	\$ 49.023.703	3.416.519	\$ 3.148.917	684.064	\$ 156.977.650	11.336.247
2045	\$ 110.958.918	6.091.737	\$ 8.531.762	1.433.354	\$ 55.775.778	3.553.179	\$ 3.438.617	711.427	\$ 178.705.074	11.789.696
2046	\$ 126.937.002	6.335.406	\$ 9.316.684	1.490.688	\$ 63.477.704	3.695.306	\$ 3.754.970	739.884	\$ 203.486.360	12.261.284

**Escenario Optimista: crecimiento anual 6%**

Año	TARIFA 1 - Pequeñas Demandas		TARIFA 2 - Medianas Demandas		TARIFA 3 - Grandes Demandas		TARIFA 4 - Alumbrado Publico		TOTALES Anuales	
	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]	Venta Anual	Consumo Anual [kWh]
2016	\$ 2.242.888	1.953.324	\$ 664.633	459.607	\$ 1.568.449	1.139.340	\$ 267.872	228.120	\$ 4.743.842	3.780.391
2017	\$ 2.615.207	2.070.523	\$ 739.737	487.183	\$ 1.795.269	1.207.700	\$ 298.142	241.807	\$ 5.448.354	4.007.214
2018	\$ 3.049.331	2.194.755	\$ 823.327	516.414	\$ 2.056.082	1.280.161	\$ 331.832	256.316	\$ 6.260.572	4.247.646
2019	\$ 3.555.520	2.326.440	\$ 916.363	547.399	\$ 2.356.139	1.356.970	\$ 369.328	271.695	\$ 7.197.351	4.502.504
2020	\$ 4.145.737	2.466.027	\$ 1.019.912	580.243	\$ 2.701.525	1.438.387	\$ 411.063	287.996	\$ 8.278.236	4.772.653
2021	\$ 4.833.929	2.613.988	\$ 1.135.162	615.058	\$ 3.099.286	1.524.690	\$ 457.513	305.276	\$ 9.525.890	5.059.012
2022	\$ 5.636.361	2.770.827	\$ 1.263.436	651.961	\$ 3.557.593	1.616.171	\$ 509.212	323.593	\$ 10.966.601	5.362.552
2023	\$ 6.571.997	2.937.077	\$ 1.406.204	691.079	\$ 4.085.917	1.713.140	\$ 566.753	343.008	\$ 12.630.870	5.684.304
2024	\$ 7.662.949	3.113.302	\$ 1.565.105	732.544	\$ 4.695.245	1.815.928	\$ 630.796	363.589	\$ 14.554.094	6.025.362
2025	\$ 8.934.998	3.300.100	\$ 1.741.962	776.496	\$ 5.398.323	1.924.883	\$ 702.075	385.404	\$ 16.777.358	6.386.883
2026	\$ 10.418.208	3.498.106	\$ 1.938.804	823.086	\$ 6.209.944	2.040.375	\$ 781.410	408.528	\$ 19.348.365	6.770.095
2027	\$ 12.147.630	3.707.992	\$ 2.157.889	872.471	\$ 7.147.279	2.162.797	\$ 869.709	433.040	\$ 22.322.507	7.176.300
2028	\$ 14.164.137	3.930.472	\$ 2.401.730	924.820	\$ 8.230.269	2.292.564	\$ 967.986	459.022	\$ 25.764.122	7.606.877
2029	\$ 16.515.383	4.166.300	\$ 2.673.125	980.309	\$ 9.482.075	2.430.117	\$ 1.077.369	486.564	\$ 29.747.953	8.063.289
2030	\$ 19.256.937	4.416.278	\$ 2.975.189	1.039.127	\$ 10.929.603	2.575.923	\$ 1.199.112	515.757	\$ 34.360.841	8.547.086
2031	\$ 22.453.589	4.681.255	\$ 3.311.385	1.101.475	\$ 12.604.124	2.730.478	\$ 1.334.611	546.703	\$ 39.703.709	9.059.910
2032	\$ 26.180.884	4.962.130	\$ 3.685.571	1.167.563	\$ 14.541.984	2.894.306	\$ 1.485.422	579.505	\$ 45.893.862	9.603.504
2033	\$ 30.526.911	5.259.858	\$ 4.102.041	1.237.617	\$ 16.785.439	3.067.963	\$ 1.653.275	614.275	\$ 53.067.666	10.179.714
2034	\$ 35.594.378	5.575.449	\$ 4.565.572	1.311.874	\$ 19.383.630	3.252.041	\$ 1.840.095	651.132	\$ 61.383.675	10.790.496
2035	\$ 41.503.045	5.909.976	\$ 5.081.481	1.390.587	\$ 22.393.714	3.447.162	\$ 2.048.026	690.200	\$ 71.026.266	11.437.925
2036	\$ 48.392.551	6.264.575	\$ 5.655.689	1.474.022	\$ 25.882.186	3.653.991	\$ 2.279.453	731.612	\$ 82.209.878	12.124.200
2037	\$ 56.425.714	6.640.449	\$ 6.294.781	1.562.463	\$ 29.926.419	3.873.230	\$ 2.537.031	775.508	\$ 95.183.945	12.851.651
2038	\$ 65.792.382	7.038.876	\$ 7.006.092	1.656.211	\$ 34.616.462	4.105.623	\$ 2.823.716	822.039	\$ 110.238.651	13.622.749
2039	\$ 76.713.918	7.461.209	\$ 7.797.780	1.755.584	\$ 40.057.133	4.351.960	\$ 3.142.795	871.361	\$ 127.711.627	14.440.113
2040	\$ 89.448.428	7.908.881	\$ 8.678.929	1.860.919	\$ 46.370.469	4.613.077	\$ 3.497.931	923.643	\$ 147.995.758	15.306.519
2041	\$ 104.296.867	8.383.414	\$ 9.659.648	1.972.574	\$ 53.698.569	4.889.860	\$ 3.893.197	979.062	\$ 171.548.282	16.224.910
2042	\$ 121.610.147	8.886.419	\$ 10.751.188	2.090.928	\$ 62.206.926	5.183.251	\$ 4.333.129	1.037.805	\$ 198.901.390	17.198.404
2043	\$ 141.797.432	9.419.604	\$ 11.966.073	2.216.384	\$ 72.088.303	5.494.246	\$ 4.822.772	1.100.074	\$ 230.674.580	18.230.307
2044	\$ 165.335.805	9.984.780	\$ 13.318.239	2.349.367	\$ 83.567.265	5.823.900	\$ 5.367.746	1.166.078	\$ 267.589.055	19.324.125
2045	\$ 192.781.549	10.583.867	\$ 14.823.200	2.490.329	\$ 96.905.458	6.173.333	\$ 5.974.301	1.236.043	\$ 310.484.508	20.483.572
2046	\$ 224.783.286	11.218.899	\$ 16.498.221	2.639.749	\$ 112.407.774	6.543.732	\$ 6.649.397	1.310.205	\$ 360.338.678	21.712.585

14.2.1.2. *Material Reutilizado*

Se considera el valor de los materiales que componen la red actual y que puedan ser reutilizados en otra instalación.

En este caso solo se reutilizara los dos conjuntos de Reguladores Automáticos de tensión RAT, que suman un valor actual de **\$707.000,00**



### 14.2.1.3. Ahorro de Pérdidas Técnicas

También se considerará el ahorro en pérdidas por transporte de energía, para determinar dicho ahorro se realizó un estudio de las instalaciones actuales y de las futuras, (para mayores detalles ver el anexo [Perdidas.xls](#)).

A continuación se resumen los valores obtenidos.

Año	Escenario Pesimista				Escenario Moderado				Escenario Optimista			
	13,2 kV.	33 kV.	Beneficios		13,2 kV.	33 kV.	Beneficios		13,2 kV.	33 kV.	Beneficios	
	Energía Anual Perdida [kWh]	Energía Anual Perdida [kWh]	Ahorro Anual de Energía [kWh]	Ahorro Anual en Pesos	Energía Anual Perdida [kWh]	Energía Anual Perdida [kWh]	Ahorro Anual de Energía [kWh]	Ahorro Anual en Pesos	Energía Anual Perdida [kWh]	Energía Anual Perdida [kWh]	Ahorro Anual de Energía [kWh]	Ahorro Anual en Pesos
2015	363413	24524	338888	\$ 109.542	363413	24524	338888	\$ 109.542	363413	24524	338888	\$ 109.542
2016	396313	25515	370798	\$ 125.850	412008	26525	385482	\$ 130.833	428006	27556	400451	\$ 135.914
2017	412325	26546	385779	\$ 137.169	445627	28690	416937	\$ 148.248	480908	30961	449947	\$ 159.985
2018	428982	27618	401364	\$ 149.197	481991	31031	450959	\$ 167.633	540348	34788	505560	\$ 187.930
2019	446313	28734	417579	\$ 161.974	521321	33563	487758	\$ 189.195	607135	39088	568047	\$ 220.339
2020	464344	29895	434449	\$ 175.539	563861	36302	527559	\$ 213.160	682177	43919	638258	\$ 257.888
2021	483104	31103	452001	\$ 189.936	609872	39264	570608	\$ 239.776	766494	49348	717146	\$ 301.354
2022	502621	32359	470262	\$ 205.210	659637	42468	617169	\$ 269.317	861233	55447	805786	\$ 351.624
2023	522927	33667	489261	\$ 221.408	713464	45934	667530	\$ 302.081	967681	62300	905381	\$ 409.717
2024	544053	35027	509027	\$ 238.580	771682	49682	722001	\$ 338.400	1087287	70001	1017286	\$ 476.800
2025	566033	36442	529591	\$ 256.778	834652	53736	780916	\$ 378.635	1221675	78653	1143023	\$ 554.206
2026	588901	37914	550987	\$ 276.057	902759	58121	844639	\$ 423.183	1372674	88374	1284300	\$ 643.463
2027	612693	39446	573247	\$ 296.474	976424	62863	913561	\$ 472.479	1542337	99297	1443040	\$ 746.317
2028	637445	41039	596406	\$ 318.091	1056101	67993	988108	\$ 527.003	1732970	111570	1621399	\$ 864.767
2029	663198	42697	620501	\$ 340.970	1142278	73541	1068737	\$ 587.280	1947165	125361	1821804	\$ 1.001.096
2030	689991	44422	645569	\$ 365.179	1235488	79542	1155946	\$ 653.884	2187834	140855	2046979	\$ 1.157.915
2031	717867	46217	671650	\$ 390.787	1336304	86033	1250272	\$ 727.448	2458251	158265	2299986	\$ 1.338.205
2032	746869	48084	698785	\$ 417.869	1445347	93053	1352294	\$ 808.664	2762091	177826	2584264	\$ 1.545.374
2033	777042	50027	727016	\$ 446.501	1563287	100646	1462641	\$ 898.290	3103485	199806	2903679	\$ 1.783.312
2034	808435	52048	756387	\$ 476.764	1690851	108859	1581992	\$ 997.158	3487076	224502	3262574	\$ 2.056.459
2035	841096	54151	786945	\$ 508.744	1828825	117742	1711083	\$ 1.106.181	3918078	252250	3665828	\$ 2.369.885
2036	875076	56338	818738	\$ 542.530	1978057	127349	1850707	\$ 1.226.356	4402353	283428	4118924	\$ 2.729.372
2037	910429	58614	851815	\$ 578.215	2139466	137741	2001725	\$ 1.358.779	4946483	318460	4628024	\$ 3.141.521
2038	947210	60982	886228	\$ 615.898	2314047	148981	2165066	\$ 1.504.647	5557869	357822	5200047	\$ 3.613.856
2039	985478	63446	922031	\$ 655.682	2502873	161138	2341735	\$ 1.665.273	6244821	402048	5842773	\$ 4.154.960
2040	1025291	66009	959282	\$ 697.676	2707107	174286	2532821	\$ 1.842.095	7016681	451741	6564940	\$ 4.774.615
2041	1066713	68676	998036	\$ 741.992	2928007	188508	2739499	\$ 2.036.686	7883943	507577	7376366	\$ 5.483.974
2042	1109808	71451	1038357	\$ 788.751	3166933	203890	2963042	\$ 2.250.768	8858399	570313	8288085	\$ 6.295.746
2043	1154644	74337	1080307	\$ 838.076	3425354	220528	3204826	\$ 2.486.227	9953297	640804	9312493	\$ 7.224.408
2044	1201292	77340	1123951	\$ 890.100	3704863	238523	3466340	\$ 2.745.126	11183524	720007	10463517	\$ 8.286.457
2045	1249824	80465	1169359	\$ 944.959	4007180	257987	3749193	\$ 3.029.723	12565808	809000	11756807	\$ 9.500.676

#### 14.2.1.4. Ahorro de Penalidades

La Cooperativa Eléctrica recibe multas por los cortes prolongados del suministro, se considera que con la ejecución del presente proyecto se reducen las fallas y por ende la ausencia de suministro.

A continuación se presenta una tabla que muestra las multas por desperfectos de origen interno de la cooperativa y no así las multas por desperfectos externos a Cooperativa, por ejemplo una falla en el proveedor de energía.

HISTORICO DE MULTAS - CIRCUITO 18 -(ZONA DE PUERTO YERUA)									
AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	PROMEDIO ANUAL
MULTA	\$ 7.340	\$ 3.088	\$ 3.006	\$ 1.004	\$ 22.594	\$ 24.053	\$ 31.470	\$ 11.131	\$ 12.961

Según el estudio realizado se dedujo que la probabilidad de fallas se reducirá en un 50% cuando el proyecto esté en funcionamiento, esto se reflejará en una disminución del 50% del monto abonado en concepto de multas.

El monto ahorrado en concepto de multas (**\$ 6480,5**), se tendrá en cuenta como un ingreso para la empresa y se considera que este ahorro se incrementará con la misma tasa de crecimiento de la demanda.

#### 14.2.1.5. Préstamo

A efectos de calcular el flujo de fondos futuros, se considera como un ingreso en el proyecto, al préstamo solicitado al Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE).

El monto del mismo es igual al 80% del presupuesto del proyecto, que equivale a **\$16.837.150**

Los detalles del mismo se expresan en el anexo [Financiacion.xlsx](#)

### **14.2.2. Egresos**

Los Egresos están compuestos por:

- ✓ *Inversión inicial*
- ✓ *Compra de Energía y Peaje Abonado a ENERSA*
- ✓ *Costos de Operación y Mantenimiento*
- ✓ *Costos de Administración y Facturación.*
- ✓ *Pago del Préstamo Solicitado*

#### 14.2.2.1. Inversión Inicial

Se compone en un 20% de capital de la Cooperativa y el 80% restante proviene de un préstamo solicitado al Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE).

El monto de la misma es de **\$21.047.188.**

Para mayores detalles ver Anexo [Presupuesto.xlsx](#).

#### 14.2.2.2. Compra de Energía y Peaje Abonado a ENERSA

La compra de energía se realiza en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), esta es comercializada por CAMMESA.

La adquisición de energía hasta el año 2015 tenía un costo de 323,24 [\$/MWh.], siendo este valor, el costo de la energía para las empresas distribuidoras de energía Eléctrica.

A partir de Febrero de 2016, cambio radicalmente la forma de facturación de la energía en el MEM, ya que se discrimina la energía destinada a Usuarios Residenciales, Usuarios No Residenciales con potencias inferiores a 300 KW y Usuarios No Residenciales con potencias Mayores a 300 KW, además se realiza una diferenciación de los usuarios residenciales, entre aquellos que poseen Tarifa Social, los que no la poseen y quienes se encuadran en el Plan Estímulo con ahorros de energía, respecto al mismo periodo del año anterior.

Además se factura un cargo por la compra de potencia en el MEM.

Para realizar una estimación apropiada del costo que representa la energía adquirida por la distribuidora para abastecer la zona de incumbencia del presente proyecto, se confeccionó una planilla de Excel, donde se detallan los cálculos y los valores registrados.

Para mayores detalles ver el Anexo [Facturacion.xlsx](#)

Además se abona un costo de Peaje a ENERSA, (Tarifa 5 Vinculación Inferior en AT) debido a que la zona del proyecto se alimenta desde la E.T. Concordia, y en esta E.T. la distribuidora compra la energía en 33 kV

Para el cálculo de dicho peaje se realizó un razonamiento lógico, que se trata simplemente de afectar el monto total de peaje que la distribuidora abona por la E.T. Concordia, por la fracción de energía que representa la zona de Puerto Yeruá, respecto de la energía registrada mensualmente en dicha Estación Transformadora; Esta relación es igual a 0,0224.

Todos los cálculos antes mencionados, así como el cuadro tarifario y los precios utilizados se encuentran detallados en el archivo [Facturacion.xlsx](#).

A continuación se ilustra un cuadro donde se pueden apreciar los egresos en concepto de Compra de Energía y Peaje, donde se diferencian los 3 posibles casos de incremento de la demanda.

Año	Escenario Pesimista					Escenario Moderado					Escenario Optimista				
	Compra Anual [kWh]	Tarifa 5 - DDP Peaje	Costo de la Energía CAMESA	Total de Costos de la Energía.		Compra Anual [kWh]	Tarifa 5 - DDP Peaje	Costo de la Energía CAMESA	Total de Costos de la Energía.		Compra Anual [kWh]	Tarifa 5 - DDP Peaje	Costo de la Energía CAMESA	Total de Costos de la Energía.	
2016	3.780.391	\$ 737.974	\$ 1.745.553	\$ 2.483.528		3.780.391	\$ 737.974	\$ 1.745.553	\$ 2.483.528		3.780.391	\$ 737.974	\$ 1.745.553	\$ 2.483.528	
2017	3.855.999	\$ 790.350	\$ 1.871.269	\$ 2.661.619		3.931.606	\$ 805.827	\$ 1.907.226	\$ 2.713.053		4.007.214	\$ 821.303	\$ 1.943.183	\$ 2.764.487	
2018	3.933.118	\$ 846.443	\$ 2.004.129	\$ 2.850.572		4.088.870	\$ 879.919	\$ 2.082.691	\$ 2.962.610		4.247.646	\$ 914.045	\$ 2.162.762	\$ 3.076.808	
2019	4.011.780	\$ 906.518	\$ 2.146.422	\$ 3.052.940		4.252.424	\$ 960.826	\$ 2.274.298	\$ 3.235.124		4.502.504	\$ 1.017.264	\$ 2.407.154	\$ 3.424.418	
2020	4.092.016	\$ 970.856	\$ 2.298.818	\$ 3.269.674		4.422.521	\$ 1.049.174	\$ 2.483.533	\$ 3.532.707		4.772.653	\$ 1.132.143	\$ 2.679.162	\$ 3.811.304	
2021	4.173.856	\$ 1.039.762	\$ 2.462.034	\$ 3.501.796		4.599.421	\$ 1.145.648	\$ 2.712.017	\$ 3.857.665		5.059.012	\$ 1.259.999	\$ 2.981.906	\$ 4.241.905	
2022	4.257.333	\$ 1.113.559	\$ 2.636.838	\$ 3.750.397		4.783.397	\$ 1.250.994	\$ 2.961.522	\$ 4.212.517		5.362.552	\$ 1.402.300	\$ 3.318.861	\$ 4.721.161	
2023	4.342.479	\$ 1.192.593	\$ 2.824.053	\$ 4.016.647		4.974.733	\$ 1.366.030	\$ 3.233.982	\$ 4.600.012		5.684.304	\$ 1.560.676	\$ 3.693.891	\$ 5.254.568	
2024	4.429.329	\$ 1.277.238	\$ 3.024.561	\$ 4.301.799		5.173.722	\$ 1.491.647	\$ 3.531.508	\$ 5.023.154		6.025.362	\$ 1.736.945	\$ 4.111.300	\$ 5.848.245	
2025	4.517.915	\$ 1.367.892	\$ 3.239.304	\$ 4.607.196		5.380.670	\$ 1.628.817	\$ 3.856.406	\$ 5.485.223		6.386.883	\$ 1.933.128	\$ 4.575.876	\$ 6.509.004	
2026	4.608.273	\$ 1.464.980	\$ 3.469.295	\$ 4.934.274		5.595.896	\$ 1.778.604	\$ 4.211.195	\$ 5.989.798		6.770.095	\$ 2.151.475	\$ 5.092.949	\$ 7.244.424	
2027	4.700.438	\$ 1.568.960	\$ 3.715.614	\$ 5.284.574		5.819.732	\$ 1.942.168	\$ 4.598.624	\$ 6.540.792		7.176.300	\$ 2.394.490	\$ 5.668.452	\$ 8.062.942	
2028	4.794.447	\$ 1.680.320	\$ 3.979.422	\$ 5.659.743		6.052.521	\$ 2.120.776	\$ 5.021.697	\$ 7.142.473		7.606.877	\$ 2.664.961	\$ 6.308.986	\$ 8.973.947	
2029	4.890.335	\$ 1.799.586	\$ 4.261.961	\$ 6.061.547		6.294.621	\$ 2.315.813	\$ 5.483.692	\$ 7.799.505		8.063.289	\$ 2.965.990	\$ 7.021.900	\$ 9.987.890	
2030	4.988.142	\$ 1.927.317	\$ 4.564.560	\$ 6.491.877		6.546.405	\$ 2.528.789	\$ 5.988.191	\$ 8.516.981		8.547.086	\$ 3.301.030	\$ 7.815.374	\$ 11.116.404	
2031	5.087.904	\$ 2.064.116	\$ 4.888.643	\$ 6.952.759		6.808.261	\$ 2.761.356	\$ 6.539.104	\$ 9.300.460		9.059.910	\$ 3.673.923	\$ 8.698.510	\$ 12.372.433	
2032	5.189.662	\$ 2.210.625	\$ 5.235.737	\$ 7.446.362		7.080.591	\$ 3.015.315	\$ 7.140.701	\$ 10.156.015		9.603.504	\$ 4.088.947	\$ 9.681.440	\$ 13.770.387	
2033	5.293.455	\$ 2.367.534	\$ 5.607.474	\$ 7.975.007		7.363.814	\$ 3.292.633	\$ 7.797.644	\$ 11.090.277		10.179.714	\$ 4.550.862	\$ 10.775.442	\$ 15.326.304	
2034	5.399.324	\$ 2.535.581	\$ 6.005.604	\$ 8.541.185		7.658.366	\$ 3.595.460	\$ 8.515.027	\$ 12.110.487		10.790.496	\$ 5.064.967	\$ 11.993.065	\$ 17.058.032	
2035	5.507.310	\$ 2.715.558	\$ 6.432.001	\$ 9.147.559		7.964.700	\$ 3.926.143	\$ 9.298.408	\$ 13.224.551		11.437.925	\$ 5.637.158	\$ 13.348.280	\$ 18.985.439	
2036	5.617.456	\$ 2.908.310	\$ 6.888.673	\$ 9.796.983		8.283.288	\$ 4.287.243	\$ 10.153.861	\$ 14.441.104		12.124.200	\$ 6.274.000	\$ 14.856.635	\$ 21.130.635	
2037	5.729.805	\$ 3.114.745	\$ 7.377.768	\$ 10.492.513		8.614.619	\$ 4.681.559	\$ 11.088.015	\$ 15.769.574		12.851.651	\$ 6.982.797	\$ 16.535.433	\$ 23.518.230	
2038	5.844.401	\$ 3.335.834	\$ 7.901.589	\$ 11.237.423		8.959.203	\$ 5.112.147	\$ 12.108.111	\$ 17.220.258		13.622.749	\$ 7.771.680	\$ 18.403.935	\$ 26.175.615	
2039	5.961.289	\$ 3.572.618	\$ 8.462.601	\$ 12.035.219		9.317.571	\$ 5.582.343	\$ 13.222.056	\$ 18.804.400		14.440.113	\$ 8.649.698	\$ 20.483.578	\$ 29.133.276	
2040	6.080.514	\$ 3.826.210	\$ 9.063.445	\$ 12.889.655		9.690.273	\$ 6.095.792	\$ 14.438.484	\$ 20.534.276		15.306.519	\$ 9.626.922	\$ 22.798.221	\$ 32.425.143	
2041	6.202.124	\$ 4.097.804	\$ 9.706.949	\$ 13.804.753		10.077.884	\$ 6.656.471	\$ 15.766.824	\$ 22.423.294		16.224.910	\$ 10.714.564	\$ 25.374.418	\$ 36.088.982	
2042	6.326.167	\$ 4.388.677	\$ 10.396.142	\$ 14.784.820		10.480.999	\$ 7.268.725	\$ 17.121.370	\$ 24.486.096		17.198.404	\$ 11.925.099	\$ 28.241.725	\$ 40.166.824	
2043	6.452.690	\$ 4.700.200	\$ 11.134.267	\$ 15.834.467		10.900.238	\$ 7.937.301	\$ 18.801.367	\$ 26.798.668		18.230.307	\$ 13.272.414	\$ 31.433.038	\$ 44.705.452	
2044	6.581.743	\$ 5.033.837	\$ 11.924.800	\$ 16.958.636		11.336.247	\$ 8.667.378	\$ 20.531.091	\$ 29.198.469		19.324.125	\$ 14.771.965	\$ 34.984.969	\$ 49.756.933	
2045	6.713.378	\$ 5.391.158	\$ 12.771.460	\$ 18.162.617		11.789.696	\$ 9.464.614	\$ 22.419.950	\$ 31.884.564		20.483.572	\$ 16.440.953	\$ 38.938.268	\$ 55.379.221	
2046	6.847.645	\$ 5.773.845	\$ 13.678.233	\$ 19.452.077		12.261.284	\$ 10.335.187	\$ 24.482.584	\$ 34.817.771		21.712.585	\$ 18.298.524	\$ 43.338.290	\$ 61.636.814	

#### 14.2.2.3. *Costos de Operación y Mantenimiento.*

Estos egresos se estiman de manera práctica, como un porcentaje de los ingresos por energía comercializada en la zona de incumbencia.

Por tal motivo estos costos están relacionados de manera proporcional con el incremento de la demanda y son diferentes para cada escenario de crecimiento de la demanda estudiado.

Para determinar su valor, ver Anexo [Flujo de Fondos .xlsx](#)

#### 14.2.2.4. *Costos de Administración y Facturación.*

De manera análoga a los costos de Operación y Mantenimiento, estos costos se estiman como un cierto porcentaje de los ingresos por la energía comercializada.

Para determinar su valor, ver Anexo [Flujo de Fondos .xlsx](#)

#### 14.2.2.5. *Pago del Préstamo Solicitado.*

Por último se tiene como egreso el pago del préstamo solicitado al Banco BICE. Las características principales del mismo se detallan a continuación:

<b>Datos del Préstamo</b>	Monto del préstamo (80% del presupuesto)	\$16.837.750
	Plazo del crédito [años]	5
	Período de gracia [años]	2
	Sistema de amortización	Alemán
	Frecuencia de amortización [días]	180
	Tasa fija	18,0%
	Tasa variable	31,0%
	Tasa de Interés (Combinada)	21,9%

Año	0	1	2	3	4	5	6	7
<b>Semestre 1</b>								
Amortización del capital		\$ -	\$ -	\$ 1.683.775	\$ 1.683.775	\$ 1.683.775	\$ 1.683.775	\$ 1.683.775
Costos financieros		\$ 1.818.477	\$ 1.818.477	\$ 1.818.477	\$ 1.454.782	\$ 1.091.086	\$ 727.391	\$ 363.695
<b>Total primer semestre</b>		\$ 1.818.477	\$ 1.818.477	\$ 3.502.252	\$ 3.138.557	\$ 2.774.861	\$ 2.411.166	\$ 2.047.470
Deuda parcial primer semestre		\$ 16.837.750	\$ 16.837.750	\$ 15.153.975	\$ 11.786.425	\$ 8.418.875	\$ 5.051.325	\$ 1.683.775
<b>Semestre 2</b>								
Amortización del capital		\$ -	\$ -	\$ 1.683.775	\$ 1.683.775	\$ 1.683.775	\$ 1.683.775	\$ 1.683.775
Costos financieros		\$ 1.818.477	\$ 1.818.477	\$ 1.636.629	\$ 1.272.934	\$ 909.239	\$ 545.543	\$ 181.848
<b>Total segundo semestre</b>		\$ 1.818.477	\$ 1.818.477	\$ 3.320.404	\$ 2.956.709	\$ 2.593.014	\$ 2.229.318	\$ 1.865.623
Deuda parcial segundo semestre		\$ 16.837.750	\$ 16.837.750	\$ 13.470.200	\$ 10.102.650	\$ 6.735.100	\$ 3.367.550	\$ -
<b>Total Anual</b>								
Deuda	\$ 16.837.750	\$ 16.837.750	\$ 16.837.750	\$ 13.470.200	\$ 10.102.650	\$ 6.735.100	\$ 3.367.550	\$ -
Amortización del capital	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 3.367.550	\$ 3.367.550	\$ 3.367.550	\$ 3.367.550	\$ 3.367.550
Costos financieros	\$ -	\$ 3.636.954	\$ 3.636.954	\$ 3.455.106	\$ 2.727.716	\$ 2.000.325	\$ 1.272.934	\$ 545.543
<b>Total a pagar</b>	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 8.277.438	\$ 7.550.047	\$ 6.822.656	\$ 6.095.266	\$ 3.913.093
Deuda anual	\$ 16.837.750	\$ 16.837.750	\$ 16.837.750	\$ 13.470.200	\$ 10.102.650	\$ 6.735.100	\$ 3.367.550	\$ -

Para más detalles sobre el cálculo del pago del préstamo ver el archivo [Financiación.xlsx](#).

#### 14.2.3. *Flujo de Fondos Correspondiente a los Distintos Escenarios.*

El flujo de fondos futuros se realizó para los tres escenarios de crecimiento de la demanda estudiados. A continuación se detalla cada escenario.

14.2.3.1. *Flujo de Fondos - Escenario Pesimista.*

En este escenario se considera que el crecimiento de la demanda es igual al 2% anual, este crecimiento es 50% menor al crecimiento anual promedio que se ha registrado en la zona.

En el siguiente cuadro se detalla el flujo de fondos correspondiente para esta Hipótesis.

Balance	Ingresos						Egresos						Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Venta de Energía	Ahorros de Perdidas	Ahorros de Multas	Material Recuperado	Préstamo	Total de Ingresos	Inversión Inicial	Energía y Peaje	Operación y Mantenimiento	Administración y Facturación	Cuentas del Préstamo	Total de Egresos		
0	-	-	-	\$707.000	\$16.837.750	\$17.544.750	\$21.047.188	-	-	-	-	\$21.047.188	-\$3.502.438	-\$3.502.438
2016	\$ 4.743.842	\$109.542	\$6.481	-	-	\$4.859.864	\$2.483.528	\$332.069	\$118.596	\$118.596	-	\$2.934.193	\$1.925.672	-\$1.576.766
2017	\$ 5.242.756	\$125.850	\$6.610	-	-	\$5.375.216	\$2.661.619	\$366.993	\$131.069	\$131.069	-	\$3.159.681	\$2.215.535	\$4.141.207
2018	\$ 5.796.992	\$137.169	\$6.742	-	-	\$5.940.903	\$2.850.572	\$405.789	\$144.925	\$144.925	\$8.277.438	\$11.678.725	-\$5.737.822	-\$3.522.287
2019	\$ 6.412.919	\$149.197	\$6.877	-	-	\$6.568.993	\$3.052.940	\$448.904	\$160.323	\$160.323	\$7.550.047	\$11.212.214	-\$4.643.221	-\$10.381.042
2020	\$ 7.097.660	\$161.974	\$7.015	-	-	\$7.266.649	\$3.269.674	\$496.836	\$177.442	\$177.442	\$6.822.656	\$10.766.608	-\$3.499.960	-\$8.143.181
2021	\$ 7.859.181	\$175.539	\$7.155	-	-	\$8.041.875	\$3.501.796	\$550.143	\$196.480	\$196.480	\$6.095.266	\$10.343.684	-\$2.301.808	-\$5.801.768
2022	\$ 8.706.390	\$189.936	\$7.298	-	-	\$8.903.624	\$3.750.397	\$609.447	\$217.660	\$217.660	\$3.913.093	\$8.490.597	\$413.027	-\$1.888.781
2023	\$ 9.649.252	\$205.210	\$7.444	-	-	\$9.861.907	\$4.016.647	\$675.448	\$241.231	\$241.231	-	\$4.933.326	\$4.928.581	\$5.341.608
2024	\$ 10.698.919	\$221.408	\$7.593	-	-	\$10.927.920	\$4.301.799	\$748.924	\$267.473	\$267.473	-	\$5.318.196	\$5.609.724	\$10.538.304
2025	\$ 11.867.866	\$238.580	\$7.745	-	-	\$12.114.191	\$4.607.196	\$830.751	\$296.697	\$296.697	-	\$5.734.643	\$6.379.547	\$11.989.271
2026	\$ 13.170.057	\$256.778	\$7.900	-	-	\$13.434.735	\$4.934.274	\$921.904	\$329.251	\$329.251	-	\$6.185.430	\$7.249.305	\$13.628.852
2027	\$ 14.621.121	\$276.057	\$8.058	-	-	\$14.905.236	\$5.284.574	\$1.023.479	\$365.528	\$365.528	-	\$6.673.580	\$8.231.655	\$15.480.960
2028	\$ 16.238.556	\$296.474	\$8.219	-	-	\$16.543.249	\$5.659.743	\$1.136.699	\$405.964	\$405.964	-	\$7.202.406	\$9.340.843	\$17.572.498
2029	\$ 18.041.949	\$318.091	\$8.383	-	-	\$18.368.423	\$6.061.547	\$1.262.936	\$451.049	\$451.049	-	\$7.775.532	\$10.592.891	\$19.933.734
2030	\$ 20.053.237	\$340.970	\$8.551	-	-	\$20.402.758	\$6.491.877	\$1.403.727	\$501.331	\$501.331	-	\$8.396.935	\$12.005.823	\$22.598.714
2031	\$ 22.296.983	\$365.179	\$8.722	-	-	\$22.670.884	\$6.952.759	\$1.560.789	\$557.425	\$557.425	-	\$9.070.973	\$13.599.912	\$25.605.734
2032	\$ 24.800.701	\$390.787	\$8.896	-	-	\$25.200.385	\$7.446.362	\$1.736.049	\$620.018	\$620.018	-	\$9.802.428	\$15.397.956	\$28.997.868
2033	\$ 27.595.207	\$417.869	\$9.074	-	-	\$28.022.150	\$7.975.007	\$1.931.664	\$689.880	\$689.880	-	\$10.596.552	\$17.425.598	\$32.823.555
2034	\$ 30.715.025	\$446.501	\$9.256	-	-	\$31.170.782	\$8.541.185	\$2.150.052	\$767.876	\$767.876	-	\$11.459.112	\$19.711.670	\$37.137.268
2035	\$ 34.198.834	\$476.764	\$9.441	-	-	\$34.685.039	\$9.147.559	\$2.393.918	\$854.971	\$854.971	-	\$12.396.448	\$22.288.591	\$42.000.260
2036	\$ 38.089.970	\$508.744	\$9.630	-	-	\$38.608.344	\$9.796.983	\$2.666.298	\$952.249	\$952.249	-	\$13.415.530	\$25.192.814	\$47.481.405
2037	\$ 42.436.997	\$542.530	\$9.822	-	-	\$42.989.349	\$10.492.513	\$2.970.590	\$1.060.925	\$1.060.925	-	\$14.524.028	\$28.465.322	\$53.658.136
2038	\$ 47.294.338	\$578.215	\$10.019	-	-	\$47.882.572	\$11.237.423	\$3.310.604	\$1.182.358	\$1.182.358	-	\$15.730.385	\$32.152.187	\$60.617.509
2039	\$ 52.722.988	\$615.898	\$10.219	-	-	\$53.349.105	\$12.035.219	\$3.690.609	\$1.318.075	\$1.318.075	-	\$17.043.903	\$36.305.203	\$68.457.390
2040	\$ 58.791.313	\$655.682	\$10.423	-	-	\$59.457.419	\$12.889.655	\$4.115.392	\$1.469.783	\$1.469.783	-	\$18.474.830	\$40.982.589	\$77.287.792
2041	\$ 65.575.948	\$697.676	\$10.632	-	-	\$66.284.256	\$13.804.753	\$4.590.316	\$1.639.399	\$1.639.399	-	\$20.034.468	\$46.249.788	\$87.232.377
2042	\$ 73.162.803	\$741.992	\$10.845	-	-	\$73.915.640	\$14.784.820	\$5.121.396	\$1.829.070	\$1.829.070	-	\$21.735.286	\$52.180.354	\$98.430.142
2043	\$ 81.648.191	\$788.751	\$11.061	-	-	\$82.448.003	\$15.834.467	\$5.715.373	\$2.041.205	\$2.041.205	-	\$23.591.045	\$58.856.958	\$111.037.312
2044	\$ 91.140.097	\$838.076	\$11.283	-	-	\$91.989.456	\$16.958.636	\$6.379.807	\$2.278.502	\$2.278.502	-	\$25.616.946	\$66.372.510	\$125.229.468
2045	\$ 101.759.599	\$890.100	\$11.508	-	-	\$102.661.207	\$18.162.617	\$7.123.172	\$2.543.990	\$2.543.990	-	\$27.829.779	\$74.831.427	\$141.203.938
2046	\$ 113.642.464	\$944.959	\$11.739	-	-	\$114.599.161	\$19.452.077	\$7.954.972	\$2.841.062	\$2.841.062	-	\$30.248.111	\$84.351.050	\$159.182.478

14.2.3.1. *Flujo de Fondos - Escenario Moderado.*

En este escenario se considera el crecimiento anual promedio que se ha registrado en la zona, según el estudio de la demanda realizado, este crecimiento es del orden del 4%.

En el siguiente cuadro se detalla el flujo de fondos correspondiente para esta Hipótesis.

*Flujo de Fondos Correspondiente al Escenario Moderado*

Balance	Ingresos						Egresos						Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Venta de Energía	Ahorros de Pérdidas	Ahorros de Multas	Material Recuperado	Préstamo	Total de Ingresos	Inversión Inicial	Energía y Peaje	Operación y Mantenimiento	Administración y Facturación	Cuentas del Préstamo	Total de Egresos		
0	-	-	-	\$707.000	\$16.837.750	\$17.544.750	\$21.047.188	-	-	-	-	\$21.047.188	-\$3.502.438	-\$3.502.438
2016	\$ 4.743.842	\$109.542	\$6.481	-	-	\$4.859.864	-	\$2.483.528	\$332.069	\$118.596	-	\$2.934.193	\$1.925.672	-\$1.576.766
2017	\$ 5.345.555	\$130.833	\$6.740	-	-	\$5.483.128	-	\$2.713.053	\$374.189	\$133.639	-	\$3.220.881	\$2.262.247	\$4.187.919
2018	\$ 6.026.553	\$148.248	\$7.009	-	-	\$6.181.810	-	\$2.962.610	\$421.859	\$150.664	\$8.277.438	\$11.812.570	-\$5.630.760	-\$3.368.513
2019	\$ 6.797.593	\$167.633	\$7.290	-	-	\$6.972.516	-	\$3.235.124	\$475.832	\$169.940	\$7.550.047	\$11.430.942	-\$4.458.426	-\$10.089.186
2020	\$ 7.670.926	\$189.195	\$7.581	-	-	\$7.867.703	-	\$3.532.707	\$536.965	\$191.773	\$6.822.656	\$11.084.101	-\$3.216.399	-\$7.674.825
2021	\$ 8.660.501	\$213.160	\$7.885	-	-	\$8.881.546	-	\$3.857.665	\$606.235	\$216.513	\$6.095.266	\$10.775.678	-\$1.894.132	-\$5.110.531
2022	\$ 9.782.210	\$239.776	\$8.200	-	-	\$10.030.186	-	\$4.212.517	\$684.755	\$244.555	\$3.913.093	\$9.054.920	\$975.267	-\$918.866
2023	\$ 11.054.159	\$269.317	\$8.528	-	-	\$11.332.004	-	\$4.600.012	\$773.791	\$276.354	-	\$5.650.157	\$5.681.846	\$6.657.113
2024	\$ 12.496.981	\$302.081	\$8.869	-	-	\$12.807.931	-	\$5.023.154	\$874.789	\$312.425	-	\$6.210.368	\$6.597.563	\$12.279.410
2025	\$ 14.134.192	\$338.400	\$9.224	-	-	\$14.481.816	-	\$5.485.223	\$989.393	\$353.355	-	\$6.827.971	\$7.653.845	\$14.251.408
2026	\$ 15.992.603	\$378.635	\$9.593	-	-	\$16.380.831	-	\$5.989.798	\$1.119.482	\$399.815	-	\$7.509.096	\$8.871.735	\$16.525.580
2027	\$ 18.102.783	\$423.183	\$9.976	-	-	\$18.535.942	-	\$6.540.792	\$1.267.195	\$452.570	-	\$8.260.556	\$10.275.386	\$19.147.121
2028	\$ 20.499.591	\$472.479	\$10.375	-	-	\$20.982.446	-	\$7.142.473	\$1.434.971	\$512.490	-	\$9.089.934	\$11.892.512	\$22.167.898
2029	\$ 23.222.791	\$527.003	\$10.791	-	-	\$23.760.585	-	\$7.799.505	\$1.625.595	\$580.570	-	\$10.005.670	\$13.754.915	\$25.647.427
2030	\$ 26.317.740	\$587.280	\$11.222	-	-	\$26.916.242	-	\$8.516.981	\$1.842.242	\$657.944	-	\$11.017.166	\$15.899.076	\$29.653.991
2031	\$ 29.836.191	\$653.884	\$11.671	-	-	\$30.501.746	-	\$9.300.460	\$2.088.533	\$745.905	-	\$12.134.898	\$18.366.848	\$34.265.924
2032	\$ 33.837.197	\$727.448	\$12.138	-	-	\$34.576.782	-	\$10.156.015	\$2.368.604	\$845.930	-	\$13.370.549	\$21.206.234	\$39.573.081
2033	\$ 38.388.155	\$808.664	\$12.623	-	-	\$39.209.442	-	\$11.090.277	\$2.687.171	\$959.704	-	\$14.737.152	\$24.472.290	\$45.678.523
2034	\$ 43.565.993	\$898.290	\$13.128	-	-	\$44.477.411	-	\$12.110.487	\$3.049.619	\$1.089.150	-	\$16.249.256	\$28.228.154	\$52.700.444
2035	\$ 49.458.528	\$997.158	\$13.653	-	-	\$50.469.340	-	\$13.224.551	\$3.462.097	\$1.236.463	-	\$17.923.111	\$32.546.229	\$60.774.384
2036	\$ 56.166.024	\$1.106.181	\$14.200	-	-	\$57.286.405	-	\$14.441.104	\$3.931.622	\$1.404.151	-	\$19.776.876	\$37.509.529	\$70.055.758
2037	\$ 63.802.964	\$1.226.356	\$14.768	-	-	\$65.044.088	-	\$15.769.574	\$4.466.208	\$1.595.074	-	\$21.830.856	\$43.213.233	\$80.722.761
2038	\$ 72.500.086	\$1.358.779	\$15.358	-	-	\$73.874.223	-	\$17.220.258	\$5.075.006	\$1.812.502	-	\$24.107.767	\$49.766.457	\$92.979.689
2039	\$ 82.406.704	\$1.504.647	\$15.973	-	-	\$83.927.324	-	\$18.804.400	\$5.768.469	\$2.060.168	-	\$26.633.037	\$57.294.287	\$107.060.744
2040	\$ 93.693.367	\$1.665.273	\$16.611	-	-	\$95.375.252	-	\$20.534.276	\$6.558.536	\$2.342.334	-	\$29.435.146	\$65.940.106	\$123.234.393
2041	\$ 106.554.901	\$1.842.095	\$17.276	-	-	\$108.414.272	-	\$22.423.294	\$7.458.843	\$2.663.873	-	\$32.546.010	\$75.868.262	\$141.808.368
2042	\$ 121.213.879	\$2.036.686	\$17.967	-	-	\$123.268.532	-	\$24.486.096	\$8.484.971	\$3.030.347	-	\$36.001.414	\$87.267.117	\$163.135.379
2043	\$ 137.924.603	\$2.250.768	\$18.686	-	-	\$140.194.056	-	\$26.738.668	\$9.654.722	\$3.448.115	-	\$39.841.505	\$100.352.552	\$187.619.669
2044	\$ 156.977.650	\$2.486.227	\$19.433	-	-	\$159.483.310	-	\$29.198.469	\$10.988.435	\$3.924.441	-	\$44.111.345	\$115.371.965	\$215.724.516
2045	\$ 178.705.074	\$2.745.126	\$20.210	-	-	\$181.470.411	-	\$31.884.564	\$12.509.355	\$4.467.627	-	\$48.861.546	\$132.608.865	\$247.980.830
2046	\$ 203.486.360	\$3.029.723	\$21.019	-	-	\$206.537.102	-	\$34.817.771	\$14.244.045	\$5.087.159	-	\$54.148.976	\$152.388.126	\$284.996.992

14.2.3.1. Flujo de Fondos - Escenario Optimista.

En este escenario se considera que el crecimiento de la demanda es igual al 6% anual, este crecimiento es 50% menor al crecimiento anual promedio que se ha registrado en la zona.

En el siguiente cuadro se detalla el flujo de fondos correspondiente para esta Hipótesis.

Balance	Ingresos						Egresos						Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Venta de Energía	Ahorros de Perdidas	Ahorros de Multas	Material Recuperado	Préstamo	Total de Ingresos	Inversión Inicial	Energía y Peaje	Operación y Mantenimiento	Administración y Facturación	Cuentas del Préstamo	Total de Egresos		
0	-	-	-	\$707.000	\$16.837.750	\$17.544.750	\$21.047.188	-	-	-	-	\$21.047.188	-\$3.502.438	-\$3.502.438
2016	\$ 4.743.842	\$109.542	\$6.481	-	-	\$4.859.864	-	\$2.483.528	\$332.069	\$118.596	-	\$2.934.193	\$1.925.672	-\$1.576.766
2017	\$ 5.448.354	\$135.914	\$6.869	-	-	\$5.591.137	-	\$2.764.487	\$381.385	\$136.209	-	\$3.282.080	\$2.309.057	\$4.234.728
2018	\$ 6.260.572	\$159.985	\$7.281	-	-	\$6.427.838	-	\$3.076.808	\$438.240	\$156.514	\$8.277.438	\$11.949.000	-\$5.521.162	-\$3.212.105
2019	\$ 7.197.351	\$187.930	\$7.718	-	-	\$7.393.000	-	\$3.424.418	\$503.815	\$179.934	\$7.550.047	\$11.658.213	-\$4.265.214	-\$9.786.376
2020	\$ 8.278.236	\$220.339	\$8.181	-	-	\$8.506.757	-	\$3.811.304	\$579.477	\$206.956	\$6.822.656	\$11.420.393	-\$2.913.637	-\$7.178.850
2021	\$ 9.525.890	\$257.888	\$8.672	-	-	\$9.792.451	-	\$4.241.905	\$666.812	\$238.147	\$6.095.266	\$11.242.131	-\$1.449.680	-\$4.363.317
2022	\$ 10.966.601	\$301.354	\$9.193	-	-	\$11.277.147	-	\$4.721.161	\$767.662	\$274.165	\$3.913.093	\$9.676.081	\$1.601.067	\$151.387
2023	\$ 12.630.870	\$351.624	\$9.744	-	-	\$12.992.239	-	\$5.254.568	\$884.161	\$315.772	-	\$6.454.500	\$6.537.738	\$8.138.805
2024	\$ 14.554.094	\$409.717	\$10.329	-	-	\$14.974.140	-	\$5.848.245	\$1.018.787	\$363.852	-	\$7.230.884	\$7.743.256	\$14.280.995
2025	\$ 16.777.358	\$476.800	\$10.949	-	-	\$17.265.107	-	\$6.509.004	\$1.174.415	\$419.434	-	\$8.102.853	\$9.162.254	\$16.905.510
2026	\$ 19.348.365	\$554.206	\$11.606	-	-	\$19.914.176	-	\$7.244.424	\$1.354.386	\$483.709	-	\$9.082.519	\$10.831.657	\$19.993.911
2027	\$ 22.322.507	\$643.463	\$12.302	-	-	\$22.978.272	-	\$8.062.942	\$1.562.575	\$558.063	-	\$10.183.580	\$12.794.691	\$23.626.349
2028	\$ 25.764.122	\$746.317	\$13.040	-	-	\$26.523.479	-	\$8.973.947	\$1.803.489	\$644.103	-	\$11.421.539	\$15.101.941	\$27.896.632
2029	\$ 29.747.953	\$864.767	\$13.822	-	-	\$30.626.542	-	\$9.987.890	\$2.082.357	\$743.699	-	\$12.813.946	\$17.812.596	\$32.914.537
2030	\$ 34.360.841	\$1.001.096	\$14.652	-	-	\$35.376.589	-	\$11.116.404	\$2.405.259	\$859.021	-	\$14.380.683	\$20.995.905	\$38.808.501
2031	\$ 39.703.709	\$1.157.915	\$15.531	-	-	\$40.877.155	-	\$12.372.433	\$2.779.260	\$992.593	-	\$16.144.285	\$24.732.870	\$45.728.775
2032	\$ 45.893.862	\$1.338.205	\$16.463	-	-	\$47.248.530	-	\$13.770.387	\$3.212.570	\$1.147.347	-	\$18.130.304	\$29.118.226	\$53.851.096
2033	\$ 53.067.666	\$1.545.374	\$17.451	-	-	\$54.630.491	-	\$15.326.304	\$3.714.737	\$1.326.692	-	\$20.367.732	\$34.262.759	\$63.380.985
2034	\$ 61.383.675	\$1.783.312	\$18.498	-	-	\$63.185.485	-	\$17.058.032	\$4.296.857	\$1.534.592	-	\$22.889.481	\$40.296.003	\$74.558.762
2035	\$ 71.026.266	\$2.056.459	\$19.607	-	-	\$73.102.333	-	\$18.985.439	\$4.971.839	\$1.775.657	-	\$25.732.334	\$47.369.399	\$87.665.402
2036	\$ 82.209.878	\$2.369.885	\$20.784	-	-	\$84.600.546	-	\$21.130.635	\$5.754.691	\$2.055.247	-	\$28.940.573	\$55.659.973	\$103.029.372
2037	\$ 95.183.945	\$2.729.372	\$22.031	-	-	\$97.955.348	-	\$23.518.230	\$6.662.876	\$2.379.599	-	\$32.560.705	\$65.374.644	\$121.034.617
2038	\$ 110.238.651	\$3.141.521	\$23.353	-	-	\$113.403.525	-	\$26.175.615	\$7.716.706	\$2.755.966	-	\$36.648.287	\$76.755.238	\$142.129.882
2039	\$ 127.711.627	\$3.613.856	\$24.754	-	-	\$131.350.237	-	\$29.133.276	\$8.939.814	\$3.192.791	-	\$41.265.880	\$90.084.356	\$166.839.594
2040	\$ 147.995.758	\$4.154.960	\$26.239	-	-	\$152.176.956	-	\$32.425.143	\$10.359.703	\$3.699.894	-	\$46.484.740	\$105.692.216	\$195.776.573
2041	\$ 171.548.282	\$4.774.615	\$27.813	-	-	\$176.350.711	-	\$36.088.982	\$12.008.380	\$4.288.707	-	\$52.386.068	\$123.964.642	\$229.656.859
2042	\$ 198.901.390	\$5.483.974	\$29.482	-	-	\$204.414.847	-	\$40.166.824	\$13.923.097	\$4.972.535	-	\$59.062.456	\$145.352.391	\$269.317.033
2043	\$ 230.674.580	\$6.295.746	\$31.251	-	-	\$237.001.577	-	\$44.705.452	\$16.147.221	\$5.766.864	-	\$66.619.537	\$170.382.040	\$315.734.431
2044	\$ 267.589.055	\$7.224.408	\$33.126	-	-	\$274.846.590	-	\$49.756.933	\$18.731.234	\$6.689.726	-	\$75.177.894	\$199.668.696	\$370.050.736
2045	\$ 310.484.508	\$8.286.457	\$35.114	-	-	\$318.806.078	-	\$55.379.221	\$21.733.916	\$7.762.113	-	\$84.875.249	\$233.930.829	\$433.599.525
2046	\$ 360.338.678	\$9.500.676	\$37.221	-	-	\$369.876.575	-	\$61.636.814	\$25.223.707	\$9.008.467	-	\$95.868.989	\$274.007.586	\$507.938.416



### **14.3. Análisis de rentabilidad**

A continuación se presenta un cuadro resumen que muestra los resultados financieros de los tres escenarios propuestos.

Escenarios	TIR	VAN	Tasa de VAN	Periodo de Repago
<b>Pesimista</b>	26,4%	\$ 1.682.439	21,9%	8 Años
<b>Moderado</b>	30,1%	\$ 4.874.870	21,9%	8 Años
<b>Optimista</b>	33,8%	\$ 8.915.119	21,9%	7 Años

Se puede apreciar que, lógicamente, el primer caso es el más desfavorable ya que presenta la menor tasa interna de retorno lo que implica un valor actual neto menor al fin de la vida útil económica del proyecto.

En el escenario moderado, que es el que se asemeja a la realidad, se obtiene una buena TIR con valor actual neto positivo al fin de la vida útil del proyecto, lo que indica que la opción de financiar el proyecto con aportes externos sería la más rentable.

El escenario Optimista arroja mayores beneficios al final de la vida útil del mismo.

Finalmente se puede afirmar que el recupero del capital invertido estaría asegurado a lo largo de la vida útil de la obra, ya que hasta con el escenario más desfavorable, se obtiene una Tasa Interna de Retorno superior a la tasa del Valor Actual Neto.

## **15. Conclusiones Finales**

Con la concreción de esta obra quedará garantizada la calidad de servicio en Puerto Yerúa y alrededores, disponiendo de instalaciones nuevas, construidas con equipamiento de tecnología de punta, permitiendo una operación rápida, eficiente y segura del sistema eléctrico.

Además se verá ampliada la capacidad de transporte de energía, permitiendo que se desarrollen las actuales actividades industriales en óptimas condiciones, en lo que a abastecimiento eléctrico se refiere, y potenciando el desarrollo local a futuro, posicionando a la localidad de Puerto Yerúa y alrededores, como una región en pleno crecimiento.

Si bien la obra presenta una rentabilidad moderada, según el escenario que se presente, es pertinente destacar que el proyecto es trascendental para la población.

Debido a que se trata de un servicio público, donde la empresa está obligada a atender las necesidades de la población, se concluye que ésta alternativa sería la solución técnica – económica más favorable.