

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
FACULTAD REGIONAL CONCORDIA**

PLAN DE NEGOCIOS

Proyecto Final – Ingeniería Eléctrica

Waldbillig, Alberto Hernán



2014

Contenido

1. RESUMEN EJECUTIVO..... 3

2. DESCRIPCIÓN DEL SECTOR..... 4

3. IDEA Y NECESIDAD..... 7

4. VISIÓN – MISIÓN..... 8

5. OBJETIVOS..... 8

6. SOLUCIÓN PROPUESTA..... 9

7. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO..... 9

8. LEYES Y NORMATIVA VIGENTE..... 15

9. ANÁLISIS FODA..... 15

10. PLANIFICACION DE OBRAS..... 16

 10.1 Descripción de las Actividades..... 16

 10.2 Cronograma tentativo del proyecto..... 18

 10.3 Presupuesto de obra..... 19

11. RIESGOS..... 19

12. PLAN DE MARKETING..... 20

13. ANÁLISIS ECONÓMICO – FINANCIERO..... 21

 13.1 Recupero de la inversión..... 21

 13.2 Flujo de Fondos..... 21

14. CONCLUSIONES FINALES..... 39

15. ANEXOS..... 41

PLAN DE NEGOCIOS

1. RESUMEN EJECUTIVO

Durante estos últimos años la provincia de Entre Ríos ha experimentado un importante crecimiento económico, logrando el desarrollo de diversas actividades y economías regionales. Este crecimiento de impacto positivo en la población, debe ser acompañado por políticas públicas que favorezcan el desarrollo de tales actividades. Puntualmente el sector eléctrico es uno de los pilares fundamentales para sostener el crecimiento económico, la evolución de la demanda de energía eléctrica está íntimamente relacionada con la economía, por lo que las inversiones y la planificación en los sistemas eléctricos son fundamentales para abastecer la creciente demanda energética.

Particularmente la ciudad de Concordia, como todas las regiones en desarrollo, presenta un crecimiento demográfico constante, lo que trae aparejado un incremento constante de la demanda energética sólo por crecimiento vegetativo de la población, a este crecimiento hay que agregarle que hoy en día los hogares tienen un grado de electrificación mayor que hace 10 años atrás.

Por otra parte la actividad económica ha marchado a buen ritmo, esto se ve reflejado claramente en el sector de la construcción, también hubo importantes inversiones en obras públicas que han favorecido el desarrollo de actividades, y potenciado las oportunidades de la ciudad y alrededores.

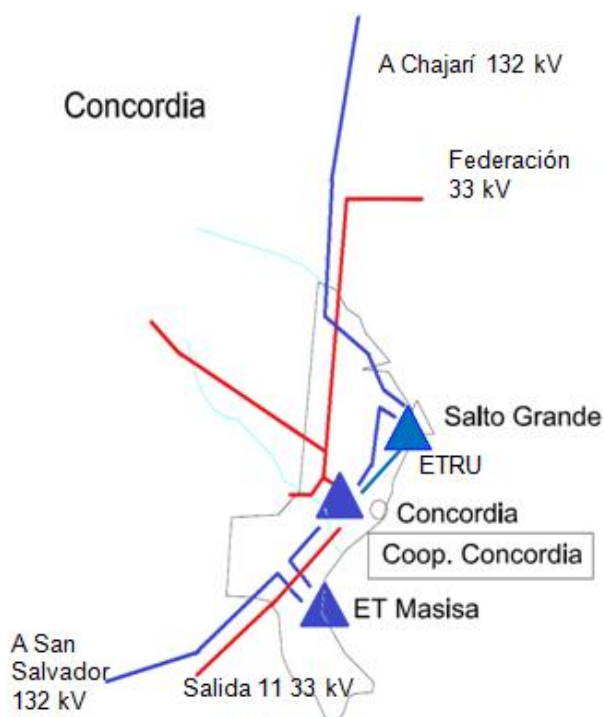
Las obras realizadas en infraestructura eléctrica, por la cooperativa eléctrica, han respondido satisfactoriamente al crecimiento de la demanda en la zona céntrica y norte de la ciudad, no obstante sigue siendo necesario prever obras en zonas donde se ha registrado un aumento considerable de consumo y se espera que la tendencia siga en alza.

Este es el caso de la zona de Puerto Yerú que ha aumentado su potencial turístico e industrial desde que se pavimentó su acceso, y sumado a la terminación de la Autovía RN14 han posicionado a la localidad como una alternativa de inversión interesante. Allí se radican principalmente establecimientos dedicados a la industria de la madera, producciones cítricas, arandaneras, además de la industria minera ubicada en las canteras a orillas del río Uruguay.

La creciente demanda de material para las obras viales y la construcción, han traído aparejado una intensa actividad de las canteras lo que ha representado un considerable incremento de energía, quedando las instalaciones existentes al límite de su capacidad de operación. Esto se traduce en una pérdida de confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, corriendo el riesgo de recibir multas por parte del ENRE.

2. DESCRIPCIÓN DEL SECTOR

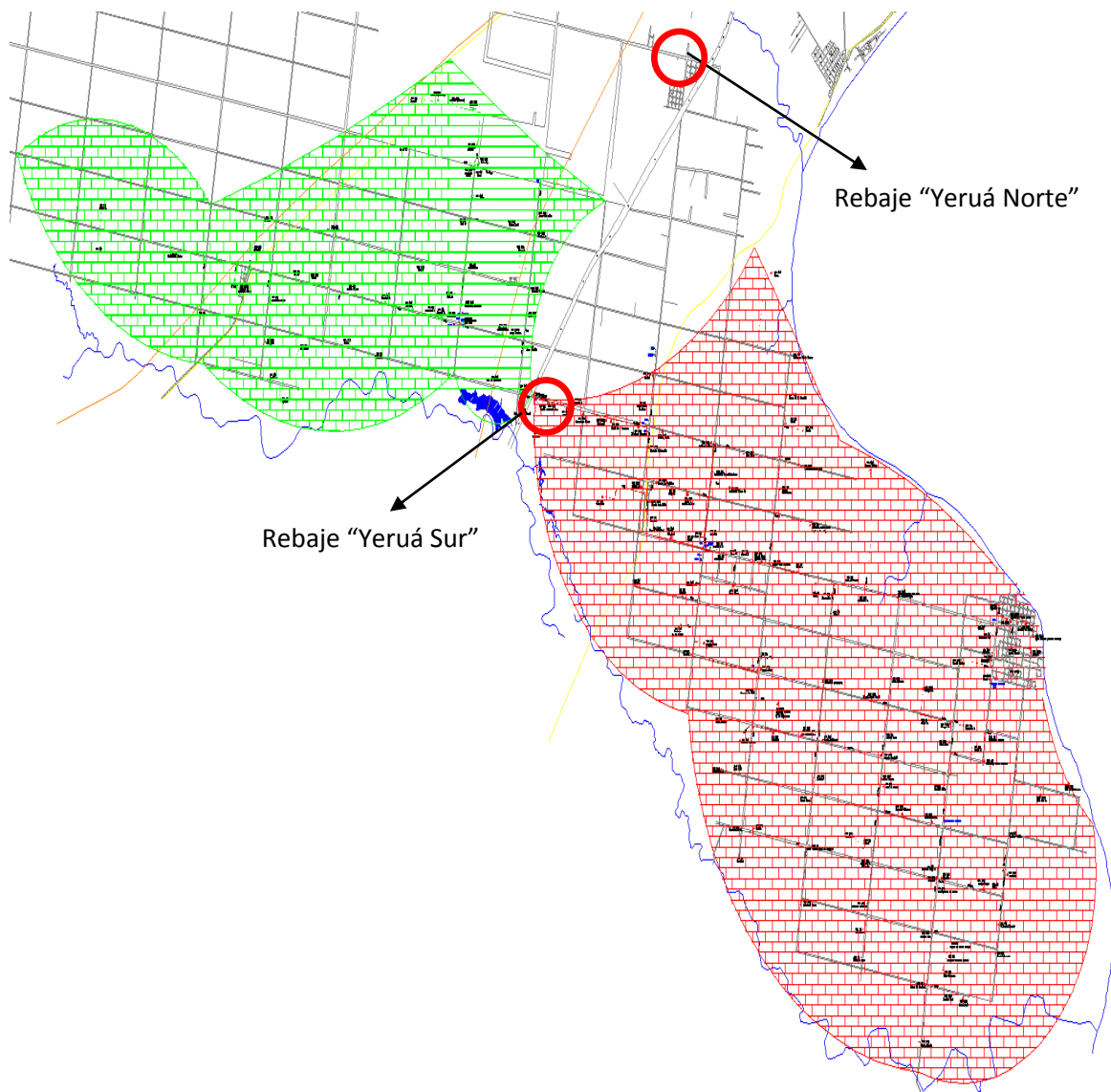
Actualmente el sistema distribución de la cooperativa eléctrica de Concordia está conformado por dos estaciones transformadoras de 132/33/13.2 kV, ET “Rio Uruguay” propiedad de la CEC y ET “Concordia” propiedad de ENERSA, vinculadas radialmente en 132 kV, de las cuales se alimentan principalmente los centros de distribución urbanos conocidos como “Central 1” en 13,2 kV y “Central 2” en 33 kV. Desde dichos centros de distribución se derivan los distintos alimentadores en MT, urbanos y rurales, en 33 y 13,2 kV llegando luego a los centros de transformación y a los usuarios.



Particularmente en la zona rural sur del área de concesión, el suministro eléctrico se realiza a través de un alimentador en 33 kV, conocido como “Salida 11” o “Alimentador 6”. Ésta línea si bien es propiedad de ENERSA, es explotada actualmente por la Cooperativa eléctrica de Concordia y de la que se derivan dos subestaciones de rebaje rural de 33/13,2 kV conocidos como “Yerúa Norte” y “Yerúa Sur”, que alimentan todo el sistema rural de la zona de Yerúa.

La localidad de Puerto Yerúa y alrededores, zona de incumbencia de este proyecto, se alimenta en 13,2 kV desde la Subestación de rebaje “Yerúa Sur”, de 33 / 13, 2 kV y 2.5 MVA de potencia aparente, a través de una línea aérea con conductores de AIAC 25/4 mm² y tramos de 35/6 mm². Cabe destacar que en la traza de la línea se han intercalado dos bancos reguladores automáticos de tensión, para solucionar transitoriamente la caída de tensión que presentaba la línea en su tramo final llegando a la zona de canteras, justamente la zona de mayor demanda.

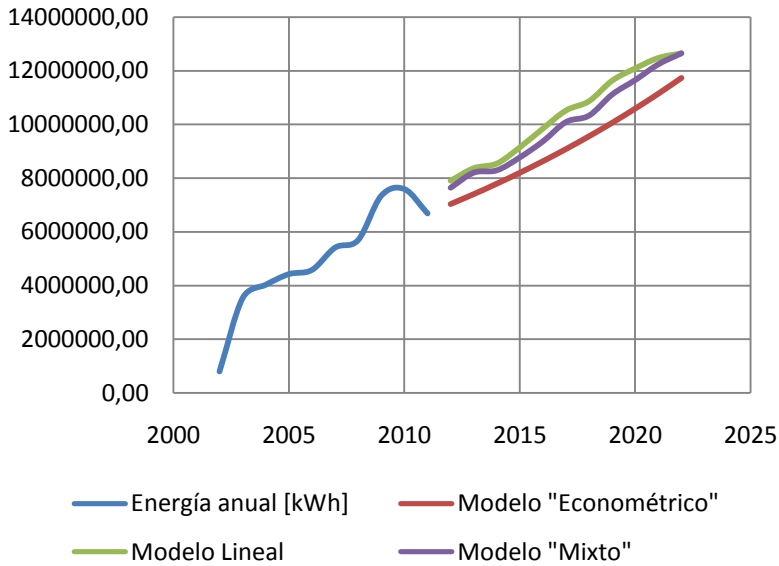
Área de influencia Rebaje “Yerúa Sur”



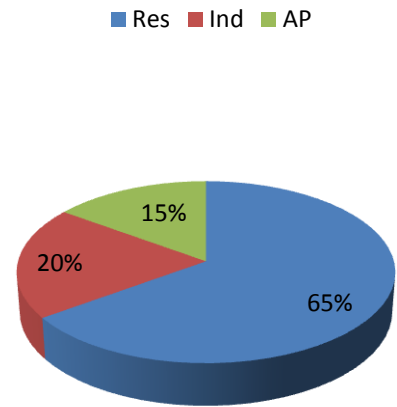
En la figura se puede apreciar la zona de influencia de las instalaciones existentes, focalizaremos nuestra atención en el área abarcada por la salida este, donde se encuentra la mayor parte de la carga conectada y es también la de mayor extensión motivo por el cual presenta las dificultades antes mencionadas.

Según datos obtenidos de estadísticas de la Cooperativa Eléctrica de Concordia, la demanda está compuesta principalmente por consumos residenciales e industriales, y un porcentaje de alumbrado público. También se presenta información relativa a consumo energético y demanda máxima de potencia, con sus respectivas proyecciones a futuro, que según lo previsto se espera que la demanda continúe en alza. Esto se debe al progresivo aumento demográfico tanto en Puerto Yerúa como en Calbacillas, y a las nuevas oportunidades para inversiones en materia turística como así también establecimientos productivos e industriales que puedan instalarse debido a las favorables condiciones que allí se presentan.

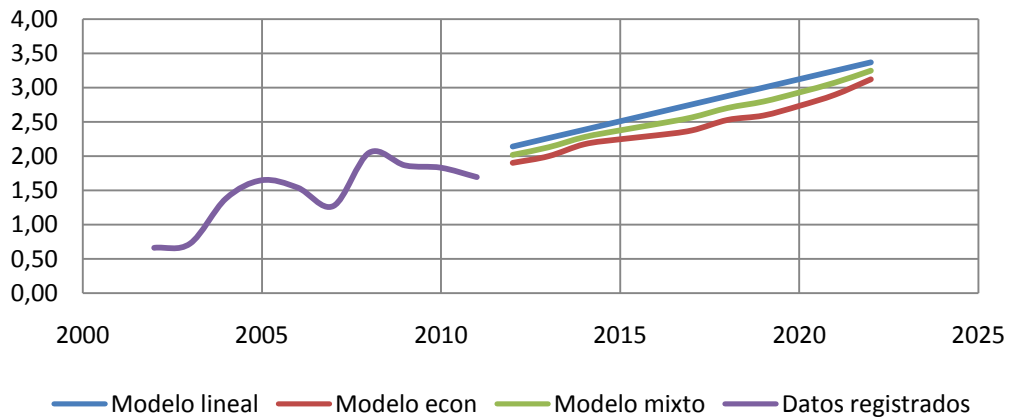
Proyección consumo de Energía [kWh]



Composición de la demanda por Categorías



Estimación Demanda Máxima [MW]



3. IDEA Y NECESIDAD

En virtud de lo expuesto anteriormente, se plantea la necesidad de mejorar la confiabilidad y ampliar la capacidad de las instalaciones existentes para garantizar el servicio a los usuarios. Dado el potencial que presenta actualmente la zona, y teniendo en cuenta la magnitud de algunas actividades que allí se realizan, sería inviable continuar abasteciendo la demanda en 13,2 kV considerando la distancia que separa a los puntos de mayor consumo del inicio de la línea.

Como antecedentes de obras en la zona se pueden mencionar, la construcción de la subestación de rebaje “Yerúa Norte” que absorbió parte de la demanda que inicialmente era abastecida por el “rebaje Sur” en la zona Norte del ejido. El propósito de la construcción de dicha SET fue atender la creciente demanda producto del aumento de la producción de arándanos en los años 2010 – 2011. De esta manera se logró “descargar” parcialmente el Rebaje Sur. Pero años más tarde con el crecimiento de la construcción y la obra pública en la provincia, las canteras elevaron considerablemente su producción con un gran incremento en la potencia demandada para llevar a cabo sus procesos productivos.

Nuevamente la Subestación de rebaje “Sur” presentaría un estado de carga similar al inicial, con el problema adicional de la caída de tensión presente en la línea de 13,2 kV debido a que la mayor parte de la potencia a transportar se encontraba concentrada entre la ciudad de Puerto Yerúa y las canteras, situación que no se daba anteriormente. Fue así que para solucionar transitoriamente este inconveniente se instalaron los bancos reguladores automáticos de tensión, que básicamente son dos bancos de tres autotransformadores monofásicos controlados electrónicamente.

Si bien con la instalación de los reguladores de tensión en serie se logró garantizar el servicio eléctrico dentro de los parámetros especificados por el EPRE, cualquier inconveniente con alguno de los bancos reguladores ocasionaría una caída de tensión inadmisibles, además el estado de carga del transformador alcanzaría a corto plazo su valor nominal aumentando el riesgo de falla del mismo y por consiguiente poniendo en riesgo la continuidad del servicio. Es decir que hoy en día no existe una alternativa de alimentación en el caso de que alguno de estos puntos débiles de la instalación fallare, si bien existe la posibilidad de alimentar en 13,2 kV desde un alimentador del rebaje Yerúa Norte, éste no está en condiciones de brindar un servicio continuo abasteciendo toda la demanda en las condiciones necesarias.

4. VISIÓN – MISIÓN

Visión

Brindar un servicio que se destaque por el compromiso con el bienestar de sus asociados, competitivo y de alta calidad que satisfaga las necesidades sociales. Este servicio se asentará 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 el mejoramiento continuo de los procesos, y en la búsqueda de la incorporación de la tecnología más adecuada de acuerdo a las posibilidades efectivas de la empresa.

Misión

Construir un nuevo vínculo energético, que vincule a la localidad de Puerto Yerúa con el sistema de transmisión provincial, capaz de abastecer los requerimientos de potencia y consumo eléctrico previstos dentro de los parámetros establecidos por el EPRE.

Valores

- Compromiso con el desarrollo de nuestros clientes
- Arraigo local, visión global
- Transparencia en la gestión
- Profesionalismo, compromiso y tenacidad
- Cuidado de la seguridad y condiciones de trabajo
- Cuidado del Medio Ambiente

5. OBJETIVOS

Objetivos generales

- Aumentar la confiabilidad y capacidad del sistema de distribución en la zona rural sur de Concordia.
- Prolongar la vida útil de las instalaciones existentes.
- Redistribuir las cargas de manera más eficaz, acortando distancias a los centros de consumo.
- Ofrecer alternativas de interconexión a futuro con otras líneas del sistema provincial.

Objetivos específicos

- Abastecer la demanda de la localidad de Puerto Yerúa y canteras, más eficazmente a través de una solución técnico – económica viable.
- Reducir la probabilidad de falla de las instalaciones existentes, con la consecuente reducción de multas a la empresa distribuidora.
- Mejorar las condiciones de la infraestructura de transmisión y distribución, para el potencial desarrollo de toda el área de influencia de las obras.

6. SOLUCIÓN PROPUESTA

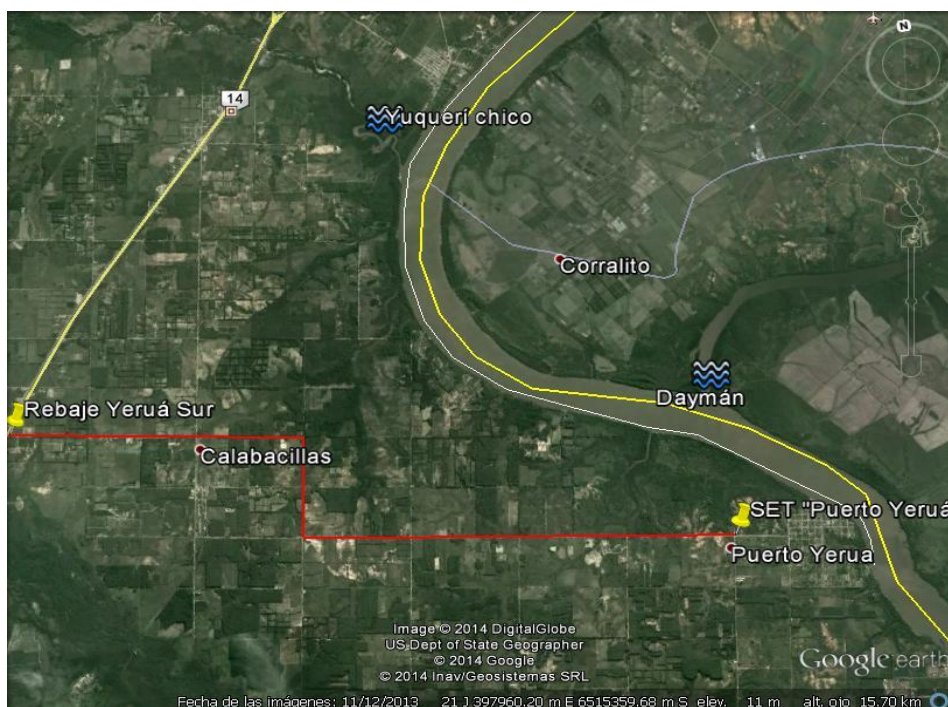
Como solución se propone la construcción de una nueva línea de transmisión en 33 kV y una subestación de rebaje 33/13,2 kV, para llevar a cabo la distribución de energía en la zona de Puerto Yerúa. Esta línea se vinculará con el sistema provincial de 33 kV en el piquete nº196 de la línea "Concordia – San Salvador" perteneciente a ENERSA, y tendrá como destino alimentar la subestación de rebaje a construir próxima a la ciudad sobre el camino de acceso a la misma. A su vez se realizarán una serie de modificaciones en la red existente de media tensión, perteneciente a la actual salida este en 13,2 kV del "Rebaje Sur", con el propósito de vincular el sistema actual con el nuevo y rediseñar el sistema de distribución extendiendo el alcance de las instalaciones existentes, es decir líneas y transformador de Rebaje Sur.

7. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Actualmente la distribución de energía eléctrica en la zona rural sur del área de concesión de la Cooperativa eléctrica de Concordia se realiza mediante líneas rurales de 13,2 kV derivadas de dos subestaciones de rebaje rural conocidas como "Rebaje Yerúa Norte" y "Rebaje Yerúa Sur". El crecimiento de la demanda, particularmente en la zona de Puerto Yerúa, hace prever que estas instalaciones estén llegando a su límite siendo técnicamente impracticable el suministro de energía en un futuro cercano.

Por lo tanto se propone la construcción de esta nueva línea, con el fin de brindar un servicio de calidad atendiendo el crecimiento de la demanda. También, de esta manera, se evitarían posibles salidas de servicio que, muy probablemente, podrían presentarse de continuar el servicio en estas condiciones lo que conllevaría en costos agregados para la empresa en concepto de multas y energía no suministrada, además de un impacto político-social que afectaría la imagen de la empresa.

Ubicación de las Obras



Las obras tendrán lugar en la zona de Puerto Yerúa, comenzando en la ruta 14 a la altura del km 250 y finalizando en el camino de acceso a Puerto Yerúa, aproximadamente 2 km antes de llegar a dicha localidad.

Al proyecto lo podemos diferenciar en tres etapas: La construcción de la línea, la construcción de la subestación de rebaje y el replanteo de la red de media tensión.

Características principales de la línea

La línea de 33 kV objeto de este proyecto tiene la finalidad de alimentar la SET de rebaje "Puerto Yerua", que es también parte de este documento.

Su extensión total es de aproximadamente 16 km, su traza nace en la ruta 14 a la altura del km 244.5 y finaliza en la nueva SET, aproximadamente a 1000 m antes de llegar a Puerto Yerúa.

La futura línea será construida con conductor de 3 x 50/8 mm² Al/Ac, aislación tipo line-post, disposición al tresbolillo, con hilo de guardia y soportada por estructuras de hormigón.

Detalles constructivos

El conductor de energía será de aluminio con alma de acero de 50/8 mm² de sección (según IRAM 2187), mientras que el conductor para el hilo de guardia será de acero galvanizado de 35 mm² 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.

Aislación

La aislación a emplear será del tipo rígida mediante aisladores tipo line post en las estructuras de suspensión y suspensión angular. Se emplearán aisladores de porcelana tipo ALP-57-3 en las estructuras de retención se utilizarán aisladores poliméricos para las retenciones de porcelana (MN14) para la realización de los puentes de conexión en aquellos casos que sean necesarios.

Morsetería

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 morsetería y los herrajes para fijar el cable de guardia deberán ser de acero galvanizado, apto para trabajos con tensión.

Fundaciones

Las fundaciones serán de hormigón y se efectuarán de acuerdo a las características del terreno.

Puesta a Tierra de Estructuras

La puesta a tierra se realizara mediante jabalinas tipo copperweld de tres (3) metros 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 por encima de la sección de empotramiento, de manera que la conexión no quede inmersa al sellar la estructura.

La resistencia de puesta a tierra por estructura no deberá ser mayor que siete (7) Ohm, 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 mm² de sección, uniéndose a los bloquetes, 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.

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.

La nueva S.E.T. contará con las siguientes instalaciones generales:

A. Un campo de entrada en 33 kV, cuyos principales componentes se detallan a continuación:

- Un puesto de seccionamiento de corte visible establecido en un seccionador tripolar a cuernos con comando manual.
- Un bloque de medición de corriente compuesto por tres transformadores de intensidad monofásicos para medición clase 0,5.
- Un puesto de seccionamiento de entrada de línea establecido en una terna de seccionadores unipolares a cuchillas 33 kV - 400 A, con comando manual a pértiga.
- Una terna de descargadores de sobretensión para 30 kV, ubicada aguas arriba del bloque de medición de corriente.

B. Un juego de barras principales de 33 kV con cable desnudo de Al de sección 120 mm².

C. Un campo de transformación de 33/13,2 kV cuyos principales componentes y funciones se detallan a continuación:

- Un puesto de seccionamiento de corte visible establecido en un seccionador tripolar a cuernos con comando manual, de lado de 33 kV
- Un equipo integral para la protección, medición e interrupción, de alta capacidad de ruptura, con telecontrol y telemetría vía radio UHF.
- Un transformador trifásico de subtransmisión 33.000 ±5%; ±2,5%; 0/13.860-8002 V/V - 5000 kVA, provisto con todos sus accesorios y equipado con relé Buchholz y termómetro de cuadrante.

- Un bloque medición, integrado por transformadores de tensión y corriente, trifásico, apto para instalación intemperie, destinado al Sistema de Medición Comercial (SMEC).
 - Un seccionador de barra general, establecido en un seccionador tripolar a cuernos 15 kV - 600 A, con comando manual.
 - Una terna de descargadores de sobretensión para 30 kV y una terna para 15 kV.
- D.** Tres campos de salida para línea aérea de 13,2 kV, cuyos principales componentes y funciones se detallan a continuación:
- Un puesto de seccionamiento de corte visible establecido en un seccionador tripolar a cuernos con comando manual.
 - Un equipo integral para la protección, medición e interrupción, establecido en un reconectador automático, de alta capacidad de ruptura, con telecontrol y telemetría vía radio UHF.
 - Un puesto de seccionamiento de salida de línea establecido en una terna de seccionadores unipolares a cuchillas 13,2 kV - 400 A, con comando manual a pértiga.
 - Un bloque de medición de corriente compuesto por tres transformadores de intensidad monofásicos para medición clase 0,5.
 - Una terna de descargadores de sobretensión para 15 kV, colocada aguas abajo del interruptor.
- E.** Un juego de barras principales de 13,2 kV con cable desnudo de Al de sección 185 mm².
- F.** Una subestación aérea monofásica para servicios auxiliares internos de la S.E.T., con transformador monofásico rural 19.100 ±5%/231 V/V - 10 kVA, con sus respectivos seccionadores fusibles de media y baja tensión, descargador de sobretensión y herrajes.
- G.** Un sistema de protección contra descargas atmosféricas
- H.** Un sistema de iluminación de playa.
- I.** Un sistema de puesta a tierra unificado (protección y servicio).

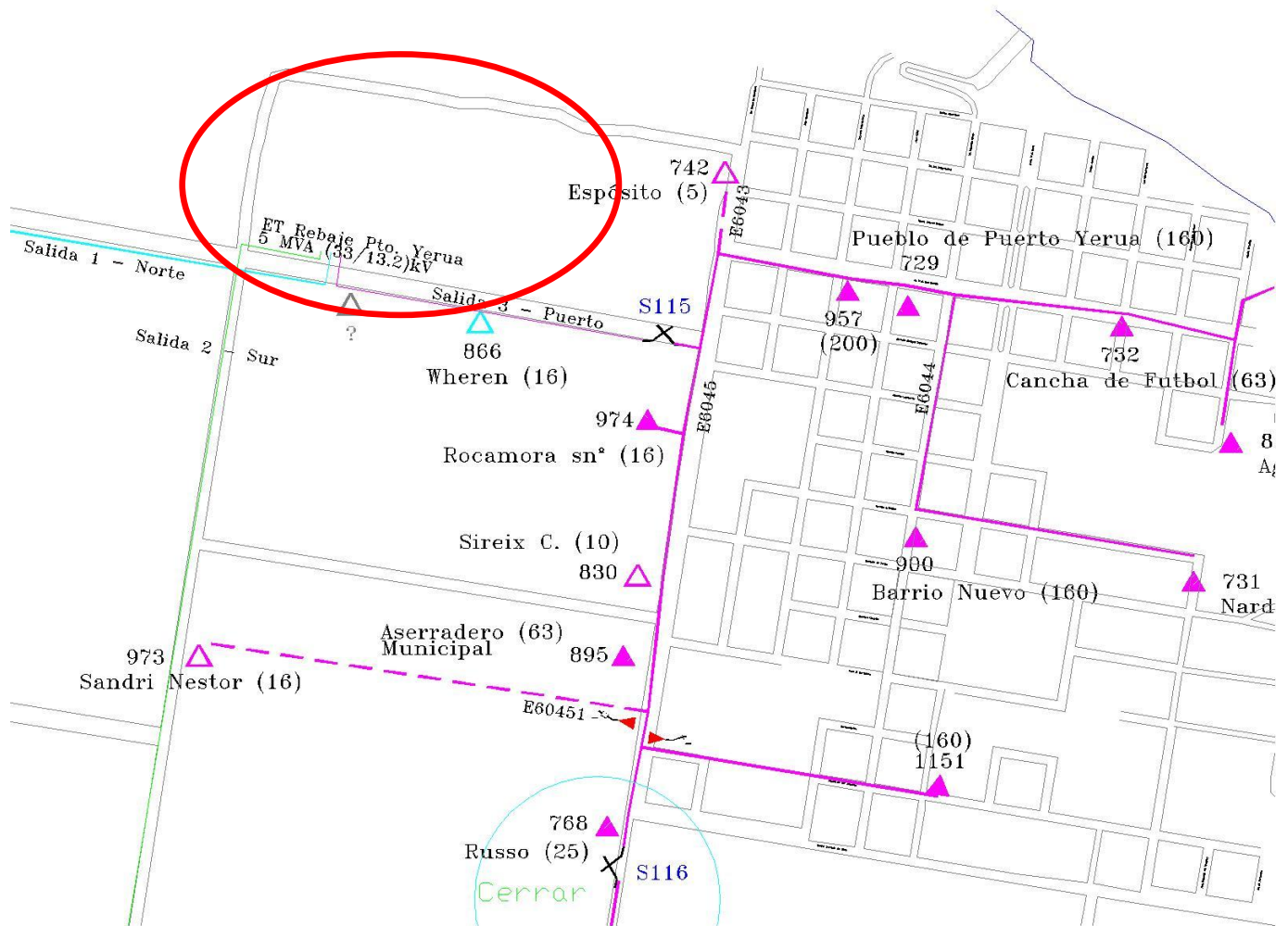
En el predio se deja previsto el espacio para un futuro campo de transformación, con sus respectivas salidas.

Dispondrá de servicios auxiliares de corriente alterna, corriente continua, iluminación y mediciones de tensión y corriente.

Replanteo de la Red de media Tensión

Una vez localizada la Subestación, se propone el replanteo de la red de MT en 13,2 kV existente de manera tal que la SET “Puerto Yerúa” abastezca las demandas indicadas a continuación.

La nueva subestación contará, en principio, con tres salidas en 13,2 kV.



Referencias

- Salida 1 – ET “Puerto Yerúa”
- Salida 2 – ET “Puerto Yerúa”
- Salida 3 – ET “Puerto Yerúa”
- ▲ Subestaciones de distribución

Salida 1 – “Norte”

Se vinculará a la línea de MT aérea existente frente al predio de la subestación, en la estructura más próxima 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 la misma 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 (RAT 2).

Salida 2 – “Sur”

Este alimentador partirá desde la SET de manera subterránea hasta acometer en la 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”.

Salida 3 – “Puerto Yerúa”

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 empalmado en la dirección de la línea 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”.

8. LEYES Y NORMATIVA VIGENTE

- AEA 95301 - Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media Tensión y Alta Tensión.
- AEA 95101 - Reglamentación sobre Líneas Subterráneas Exteriores de Energía y Telecomunicaciones.
- AEA 95402 – Reglamentación para Estaciones Transformadoras.
- LEY 24.065 - Marco Regulatorio Eléctrico.
- Resoluciones Ente Provincial Regulador de la Energía.
- Resoluciones Secretaria de Energía de la Nación.

9. ANÁLISIS FODA

Fortalezas

- Bajos costos de operación
- Elevada vida útil
- Mínimo mantenimiento
- Alta disponibilidad de las instalaciones
- Posibilidades de expansión y vinculación con otros sistemas

Oportunidades

- Mejorar la calidad del servicio eléctrico
- Potenciar la imagen de la empresa y el Municipio local
- Desarrollar nuevas actividades industriales gracias a la disponibilidad de potencia
- Fortalecer el vínculo con el sistema provincial

Debilidades

- Elevada inversión inicial
- Impacto ambiental, contaminación del paisaje natural por la construcción de la línea
- Interferencia con las instalaciones existentes
- Instalación de la subestación transformadora próxima a la localidad de Puerto Yerúa

Amenazas

- Disminución de la actividad económica
- Crecimiento menor al esperado
- Merma de actividad en las canteras
- Oposición a la ejecución de la obra por parte de los pobladores del lugar
- Demora en el inicio de las obras, incremento de los costos de insumos importados

10. PLANIFICACION DE OBRAS

La obra se dividirá en dos etapas, una inicial y una ampliación futura. El inicio de las obras de ampliación estará supeditado a la evolución de la demanda y a las necesidades energéticas del área en cuestión.

La primera etapa contempla la construcción total de la línea aérea, desde la actual línea de ENERSA siguiendo la traza definida para el proyecto hasta la estructura terminal ubicada en las proximidades donde se realizará la transición aérea – subterránea para acometer dentro de la SET.

También incluirá la construcción de la SET de rebaje en su mayor parte, es decir la obra civil, las barras en 33 y 13,2 kV, un campo para transformador con todos sus elementos de protección y maniobra, un campo de entrada de línea en 33 kV y tres campos de salida de línea en 13,2 kV con sus respectivos equipos de comando y medición. Se dejará previsto el espacio para otro campo de transformación paralelo al primero y también el espacio para agregar una salida más en 13,2 kV.

Por lo tanto la segunda etapa, contemplará el montaje de este segundo campo de transformación y el de una salida en 13,2 kV adicional en caso de que la situación lo amerite.

10.1 Descripción de las Actividades

Para la subestación de Rebaje

- Desmalezar, rellenar, compactar y nivelar el terreno.
- Construir bases de H^ºA^º cuyas dimensiones, ubicaciones y particularidades se definen en planos adjuntos.
- Construir una (1) base de H^ºA^º para el transformador principal, cuyas dimensiones y particularidades se detallan en plano adjunto
- Construir el pavimento de H^ºA^º para ingreso y mantenimiento de campos de salida de líneas.
- Construir el playón de H^ºA^º 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 ciento veintiocho (128) m lineales de cable desnudo de Ac-Cu de 50 mm², alrededor de todo el predio, a 0,50 m de profundidad y a 0,70 m del exterior del cerco perimetral, cuyas ubicaciones, uniones y particularidades se muestran en plano adjunto.

- Instalar dispersores de PAT a primera napa de agua (aproximadamente 10 (diez) m de profundidad) constituidos en barras rígidas de Cu en las cámaras de HªAª para inspección de PAT antes citadas, cuyas ubicaciones, uniones y particularidades se muestran en plano adjunto.
- Montar cuatro columnas de HªAª
- Montar un transformador trifásico de subtransmisión 33.000 \pm 5%; \pm 2,5%; 0/13.860-8002 V/V - 5000 kVA, con todos sus accesorios. Dicho transformador irá directamente apoyado sobre su base de HªAª.
- 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 13,50 R1800. Además en la misma se deberá instalar el tablero de servicios auxiliares internos de la S.E.T.
- Montar los re conectadores, sobre herraje metálico de fijación, instalado sobre columna de 5,00 m R900, con sus respectivos descargadores de sobretensión, puesta a tierra, antena UHF y equipo transceptor Vertex.
- Montar los seccionadores a cuernos, sobre plataforma de HªAª normalizada tipo H, instalada sobre postecillo de 5,00 m R900, 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 HªAª de 1,00 mx0,40 m, instalada sobre postecillo de 5,00 m R900.
- 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.

Para la línea aérea

- Definición de la traza, estudios de suelo y planialtimetría.
- Construcción de bases de HªSª según dimensiones y tipos constructivos indicados
- Armado de cabezales de suspensión, retención y terminales
- Montaje de columnas de HªAª según ubicación indicada
- Tendido de conductores e hilo de guardia
- Montaje de puesto reconectador y tendido de cables subterráneos
- Empalme con la línea aérea existente
- Revisión general y puesta en servicio

10.2 Cronograma tentativo del proyecto

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

Etapa Licitatoria	→	Año 2014
Etapa de Construcción	→	Año 2014/2015
Puesta en Servicio	→	Año 2015
Horizonte de diseño	→	Año 2044/2045

El plazo de ejecución de la obra es de 170 días corridos, a partir del día de consignada la licitación.

La obra comenzaría con la construcción de la línea aérea, tarea que demandaría unos 170 días de trabajo, pudiéndose comenzar con las obras de la SET a partir del segundo mes de iniciadas las obras sin demorar la conclusión de las tareas, con una duración total de 4 meses.

A continuación se presenta un esquema tipo diagrama de Gantt 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. [Microsoft Office Project - línea Puerto.pdf](#)

Tareas Línea Aérea 33 kV		
Ítem	Tarea	Duración
1	Replanteo de traza, y estudios de suelo	15 días
2	Fundaciones	60 días
3	Estructuras	90 días
4	Aisladores, accesorios, PAT	75 días
5	Montaje conductores e HG	85 días
6	Revisión general	7 días
Tareas SET Rebaje 33/13,2 kV		
Ítem	Tarea	Duración
1	Desmalezamiento y nivelación terreno SET	20 días
2	Pavimentos, bases y fundaciones estructuras	25 días
3	Cerco perimetral y portones de acceso	15 días
4	Estructuras de HªAª	15 días
5	Cámaras de inspección para PAT y cables	10 días
6	Montaje transformador principal	7 días
7	Reja protección transformador	2 días
8	Montaje de barras, descargadores y equipos	12 días
9	Montaje de reconectores	7 días
10	Servicios auxiliares	5 días
11	Montaje de campos de salida 13,2 kV	30 días
12	Sistema de iluminación playa	7 días
13	Sistema de puesta a tierra	15 días
14	Revisión general y puesta en servicio	5 días

10.3 Presupuesto de obra

[Computo de materiales.xlsx](#)

Primera Etapa– Año 2014 / 2015

Total Rubro I - Línea Aérea	\$ 4.054.465,30
------------------------------------	-----------------

Total Rubro II - SET REBAJE	\$ 4.393.309,40
------------------------------------	-----------------

Total	\$ 8.447.774,70
IVA 21%	\$ 1.774.032,69
Total IVA incl.	\$ 10.221.807,39
En U\$S	\$ 1.268.214,32

Segunda Etapa – Año 2036

Total segunda etapa - Ampliación	\$ 1.572.537,80
---	-----------------

Total	\$ 1.572.537,80
IVA 21%	\$ 330.232,94
Total IVA incl.	\$ 1.902.770,74
En U\$S	\$ 236.075,77

En fin teniendo en cuenta estos gastos se redondea el **costo de la inversión inicial en \$10.222.000,00**

Este monto será financiado a través de créditos que gestionara la cooperativa eléctrica de Concordia, ante organismos privados y estatales, fondos propios y aportes de otros organismos públicos.

11. RIESGOS

Riesgos de mercado:

Como riesgos de mercado se debe plantear la posibilidad que el crecimiento del consumo de energía eléctrica no sea el previsto al proyectar la obra, también se debe tener en cuenta la actividad de las canteras ya que la demanda depende muy fuertemente de las mismas. Se puede presentar el caso de un estancamiento en la producción las canteras, lo que implicaría menores requerimientos energéticos.

Riesgos económicos:

Otro riesgo con el que se corre se relaciona con la situación económica nacional, si bien en los últimos años se ha registrado un marcado crecimiento, se podría presentar el caso de que este crecimiento no sea tan sostenido en años futuros.

Un caso más crítico podría presentarse si hubiera una crisis económica más aguda, donde se verían afectadas las tarifas y la financiación del proyecto, influyendo directamente en la rentabilidad del mismo.

12. PLAN DE MARKETING

Investigación de mercado

Durante estos últimos años la zona en cuestión ha alcanzado un desarrollo que era impensado años atrás, esto se debe principalmente a obras de infraestructura que se han llevado a cabo por parte de la nación, provincia y municipios locales. Tal es el caso de la conclusión de las obras de la autovía RN 14, que sumada con el renovado acceso a Puerto Yerúá, han posicionado a la zona estratégicamente para el desarrollo de actividades tanto turísticas como productivas.

Este escenario altamente favorable para la región, que ha impulsado su desarrollo, ha generado también un incremento en la demanda y los requerimientos energéticos. 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 se hace necesario la actualización de las instalaciones.

Debido al carácter social de este proyecto, no se busca obtener una rentabilidad neta del mismo, sino satisfacer las necesidades de la población e industrias locales pudiendo potenciar su desarrollo obteniendo beneficios a futuro para toda la sociedad.

Segmentación

El proyecto se realiza en base a las instalaciones que posee y opera la cooperativa eléctrica, condicionado por factores sociales y económicos muy marcados. Por lo que será presentado tanto a las autoridades de la Cooperativa eléctrica como así también a empresarios locales, directivos provinciales, municipales y otras instituciones estatales interesadas.

Diferenciación

Este proyecto viene a solucionar los inconvenientes presentados hace ya algunos años, referidos a caída de tensión y sobrecarga del transformador principal, que fueron transitoriamente salvados a través de soluciones de corto plazo. Actualmente se presenta la oportunidad de proyectar a mediano y largo plazo garantizando la calidad y continuidad del servicio eléctrico, necesaria para el bienestar de la población y la proyección de la zona a futuro.

Pese a su elevada inversión inicial, la elevada vida útil de la obra proyectada y la posibilidad que presenta de ser ampliada y vinculada con otras líneas similares al sur, hacen que sea factible su puesta en servicio.

Posición

Con la concreción de la obra, queda garantizado el servicio eléctrico dentro de los parámetros establecidos por el EPRE por un mínimo de 30 años, que se estima es la vida útil del proyecto. Esto abre las puertas a nuevas oportunidades de inversión en diversos campos, posicionando y potenciando toda la zona sur del ejido de Concordia.

Las posibles sanciones y multas que se puedan presentar de mantener el sistema eléctrico actual, serían evitadas logrando, además de un importante ahorro económico, un mejor posicionamiento de la empresa en la sociedad y una imagen positiva hacia la misma.

Comunicación

La propuesta, de ser concretada, será publicada en los diversos medios audiovisuales disponibles tanto por parte de la cooperativa eléctrica como de los diversos organismos públicos que intervengan en su ejecución. Como consigna fundamental de la difusión, será la de transmitir los beneficios inmediatos que la obra representará para la población y asociados de la cooperativa eléctrica, y también los beneficios indirectos que trae aparejada la construcción de una obra de esta magnitud con su proyección a futuro.

13. ANÁLISIS ECONÓMICO – FINANCIERO

13.1 Recupero de la inversión

Se prevé que el monto total de la inversión será recuperado a través de la energía comercializada en la zona, además esta inversión mejora la calidad de servicio eléctrico lo que limitará posibles sanciones del Ente Regulador de la Energía por falta de suministro, posibilitando el potencial crecimiento turístico e industrial esperable para la zona.

13.2 Flujo de Fondos

Para el análisis del flujo de fondos se considerarán los dos escenarios posibles presentados el apartado de evolución de la demanda conectada a la SET de rebaje, asimismo se plantearán dos alternativas de financiación del monto total de la obra. En el primer caso se presentará la opción de que la obra se lleve a cabo con fondos propios de la empresa, en parte y otra parte a través de un préstamo bancario, para ambos escenarios. La otra alternativa plantea la posibilidad de financiar la obra con un préstamo bancario, en parte, con fondos propios y además considerando un aporte de capital por parte de otro organismo público.

A continuación se detallan los posibles ingresos y egresos, que se esperan obtener de la explotación de las instalaciones.

Ingresos

Como ingresos se considerará un porcentaje de las ventas previstas por energía, el ahorro en posibles multas, el recupero de equipamiento para otras instalaciones y el ahorro en pérdidas por transporte de energía. Además también se considerará como ingreso el ahorro en los costos en que se incurriría de tener que remodelar las instalaciones existentes.

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.

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

El monto ahorrado se tendrá en cuenta como un ingreso para la empresa.

Historico de Multas - Circuito 18		
2007	ENE-MAR	\$ 12.604,78
	ABR-JUN	\$ 4.101,37
	JUL-SET	\$ 606,84
	OCT-DIC	\$ 832,40
2008	ENE-MAR	\$ 3.398,77
	ABR-JUN	\$ 737,41
	JUL-SET	\$ -
	OCT-DIC	\$ 1.058,06
2009	ENE-MAR	\$ 1.292,85
	ABR-JUN	\$ 126,76
	JUL-SET	\$ 1.888,15
	OCT-DIC	\$ 404,64
2010	ENE-MAR	\$ 1.879,64
	ABR-JUN	\$ -
	JUL-SET	\$ -
	OCT-DIC	\$ 1.066,69
2011	ENE-MAR	\$ 160,39
	ABR-JUN	\$ 9.380,46
	JUL-SET	\$ 3.795,34
	OCT-DIC	\$ 1.052,70
Promedio Anual		\$ 8.877,45

Además en función de la composición de la demanda y la evolución estimada para la zona, se calcularon los ingresos previstos por venta de energía para cada uno de los dos escenarios planteados. Cabe destacar que como ingreso por venta de energía se considerará la diferencia entre la venta prevista para cada año considerado y el valor de ingresos por venta para el año 2014, dado que hasta el año 2014 se consideran ingresos con los que ya cuenta la cooperativa.

Para el cálculo de los ingresos por venta de energía se aplicó el cuadro tarifario provincial vigente desde el 1º de Febrero de 2014.



E.P.R.E.
Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN N° 006/14 EPRE
EXPTE. N° 1541366 / 14 EPRE

ANEXO I

CUADRO TARIFARIO PROVINCIAL

Vigente para el período: 1° de febrero al 30 de abril de 2014

	Unidad	Importes			
TARIFA 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS		T 1-Residencial			
		Con consumos que no superen los 500 kWh-mes	Con consumos mayores a 500 y que no superen los 700 kWh-mes	Con consumos mayores a 700 y que no superen los 1400 kWh-mes	Con consumos mayores a 1400 kWh-mes
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/mes	9,64	9,64	9,64	9,64
Cargo Variable por energía:	\$/kWh				
Primeros 100 kWh/mes		0,2705	0,3075	0,3432	0,4173
Sigüientes 100 kWh/mes		0,3747	0,4117	0,4475	0,5215
Sigüientes 100 kWh/mes		0,6851	0,7221	0,7579	0,8319
Excedente de 300 kWh/mes		0,7349	0,7719	0,8076	0,8817
TARIFA 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS		T 1- Uso General			
		Con consumos menores a 2000 kWh-mes	Con consumos igual o mayor a 2000 kWh-mes		
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/mes	17,91	17,91		
Cargo Variable por energía:	\$/kWh				
Primeros 125 kWh/mes		0,4340	0,4451		
Sigüientes 225 kWh/mes		0,6124	0,6235		
Excedente de 350 kWh/mes		0,7271	0,7382		
TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS				T 2- Rural Uso General	
Por capacidad de suministro contratada	\$/kW-mes			23,58	
Cargo Variable por energía:	\$/kWh			0,4381	
				Con consumos menores a 700 y que no superen los 400 kWh-mes	Con consumos mayores a 1400 kWh-mes
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/mes	26,05	26,05	26,05	26,05
Cargo Variable por energía:	\$/kWh				
Primeros 150 kWh/mes		0,3003	0,3380	0,3744	0,4498
Sigüientes 150 kWh/mes		0,7622	0,7999	0,8364	0,9118
Excedente de 300 kWh/mes		0,9160	0,9537	0,9902	1,0656
TARIFA 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS		T 1- Rural Uso General			
		Con consumos menores a 2000 kWh-mes	Con consumos igual o mayor a 2000 kWh-mes		
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/mes	26,05	26,05		
Cargo Variable por energía:	\$/kWh				
Primeros 150 kWh/mes		0,3430	0,3543		
Sigüientes 150 kWh/mes		0,8049	0,8162		
Excedente de 300 kWh/mes		0,7955	0,8068		

TARIFA 3 - GRANDES DEMANDAS

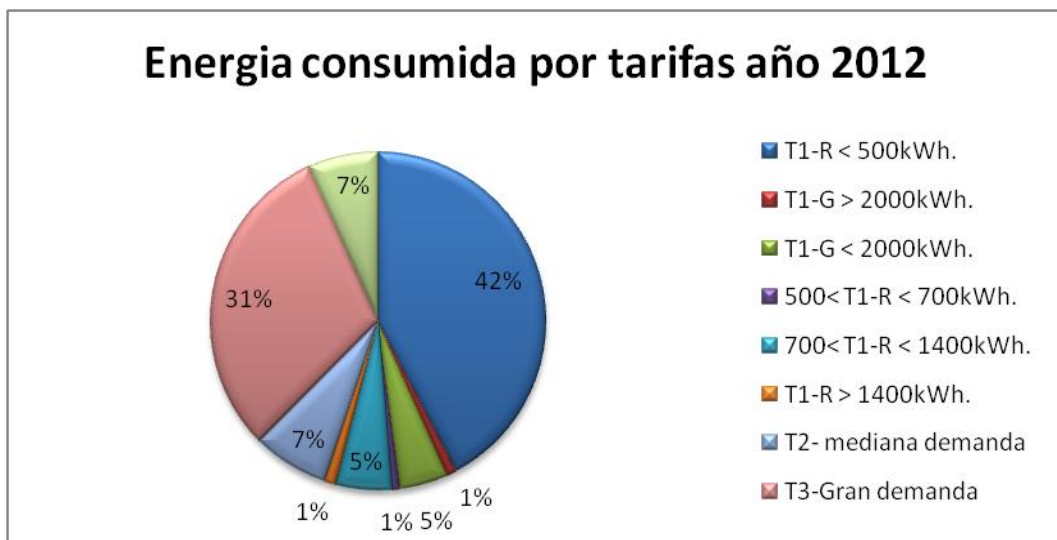
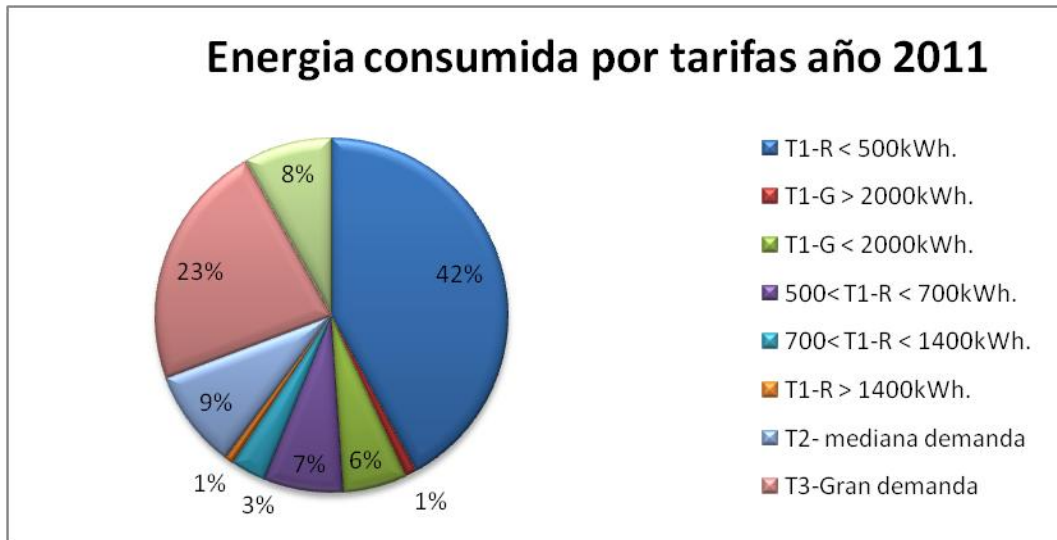
		Con Potencia Contratada o Demandada	
		Menor a 300 kW	Mayor o igual a 300 kW
Vinculación Superior			
Cargo fijo	\$/mes	2215,50	2215,50
Por capacid.de suministro contratada en hs de punt	\$/kW-mes		
Cargo por operación y mantenimiento		1,39	1,39
Cargo por expansión		3,06	3,06
Por capacid.de suministro contratada en hs fuera d	\$/kW-mes		
Cargo por operación y mantenimiento		1,14	1,14
Cargo por expansión		2,51	2,51
Cargo fijo por potencia adquirida	\$/kW-mes	2,81	2,81
Por consumo de energía	\$/kWh		
Período horas restantes		0,1617	0,1941
Período horas de valle nocturno		0,1540	0,1864
Período horas de punta		0,1745	0,2070
Vinculación Inferior en Alta Tensión			
Cargo fijo	\$/mes	1938,57	1938,57
Por capacid.de suministro contratada en hs de punt	\$/kW-mes	14,61	14,61
Por capacid.de suministro contratada en hs fuera d	\$/kW-mes	11,96	11,96
Cargo fijo por potencia adquirida	\$/kW-mes	2,93	2,93
Por consumo de energía	\$/kWh		
Período horas restantes		0,1676	0,2011
Período horas de valle nocturno		0,1596	0,1931
Período horas de punta		0,1808	0,2145
Vinculación Inferior en Media Tensión			
Cargo fijo	\$/mes	1329,31	1329,31
Por capacid.de suministro contratada en hs de punt	\$/kW-mes	26,94	26,94
Por capacid.de suministro contratada en hs fuera d	\$/kW-mes	22,04	22,04
Cargo fijo por potencia adquirida	\$/kW-mes	3,13	3,13
Por consumo de energía	\$/kWh		
Período horas restantes		0,1780	0,2137
Período horas de valle nocturno		0,1696	0,2052
Período horas de punta		0,1921	0,2279
Vinculación Inferior en Baja Tensión			
Cargo fijo	\$/mes	526,18	526,18
Por capacid.de suministro contratada en hs de punt	\$/kW-mes	41,13	41,13
Por capacid.de suministro contratada en hs fuera d	\$/kW-mes	33,66	33,66
Cargo fijo por potencia adquirida	\$/kW-mes	3,24	3,24
Por consumo de energía	\$/kWh		
Período horas restantes		0,1847	0,2217
Período horas de valle nocturno		0,1759	0,2128
Período horas de punta		0,1992	0,2364

TARIFA 4 - ALUMBRADO PÚBLICO

T 4-AP1 Suministro de energía
Cargo variable por energía

\$/kWh

0,5206



A continuación se presentan las planillas con las estimaciones de consumo de energía para cada una de las categorías y para los dos escenarios propuestos, optimista (6%) y pesimista (3,5%). El detalle de facturación de energía para cada una de las categorías y escenarios, se presenta en el anexo “Detalles de facturación por venta de energía”

[Facturación.xlsx.](#)

PLAN DE NEGOCIOS

Año	Energía	Energía consumida por categoría [kWh] - Escenario Optimista 6%											
		T1 - R < 500	T1 R < 700	T1 R < 1400	T1 R > 1400	T1 - G < 2000	T1 G > 2000	T2	T3	T4AP			
2014	5342075,76	2243671,819	80131,1364	267103,788	53420,7576	373945,3032	53420,7576	373945,3032	1656043,486	267103,79			
2015	5662600,31	2378292,128	84939,00458	283130,0153	56626,00306	396382,0214	56626,00306	396382,0214	1755406,095	283130,02			
2016	6002356,32	2520989,656	90035,34486	300117,8162	60023,56324	420164,9427	60023,56324	420164,9427	1860730,46	300117,82			
2017	6362497,70	2672249,035	95437,46555	318124,8852	63624,97703	445374,8392	63624,97703	445374,8392	1972374,288	318124,89			
2018	6744247,57	2832583,978	101163,7135	337212,3783	67442,47566	472097,3296	67442,47566	472097,3296	2090716,745	337212,38			
2019	7148902,42	3002539,016	107233,5363	357445,121	71489,0242	500423,1694	71489,0242	500423,1694	2216159,75	357445,12			
2020	7577836,56	3182691,357	113667,5485	378891,8282	75778,36565	530448,5595	75778,36565	530448,5595	2349129,335	378891,83			
2021	8032506,76	3373652,839	120487,6014	401625,3379	80325,06759	562275,4731	80325,06759	562275,4731	2490077,095	401625,34			
2022	8514457,16	3576072,009	127716,8575	425722,8582	85144,57164	596012,0015	85144,57164	596012,0015	2639481,721	425722,86			
2023	9025324,59	3790636,329	135379,8689	451266,2297	90253,24594	631772,7216	90253,24594	631772,7216	2797850,624	451266,23			
2024	9566844,07	4018074,509	143502,661	478342,2035	95668,4407	669679,0849	95668,4407	669679,0849	2965721,662	478342,20			
2025	10140854,71	4259158,98	152112,8207	507042,7357	101408,5471	709859,83	101408,5471	709859,83	3143664,961	507042,74			
2026	10749306,00	4514708,519	161239,5899	537465,2998	107493,06	752451,4198	107493,06	752451,4198	3332284,859	537465,30			
2027	11394264,36	4785591,03	170913,9653	569713,2178	113942,6436	797598,5049	113942,6436	797598,5049	3532221,95	569713,22			
2028	12077920,22	5072726,491	181168,8033	603896,0109	120779,2022	845454,4152	120779,2022	845454,4152	3744155,267	603896,01			
2029	12802595,43	5377090,081	192038,9315	640129,7715	128025,9543	896181,6802	128025,9543	896181,6802	3968804,584	640129,77			
2030	13570751,16	5699715,486	203561,2673	678537,5578	135707,5116	949952,581	135707,5116	949952,581	4206932,859	678537,56			
2031	14384996,23	6041698,415	215774,9434	719249,8113	143849,9623	1006949,736	143849,9623	1006949,736	4459348,83	719249,81			
2032	15248096,00	6404200,32	228721,44	762404,8	152480,96	1067366,72	152480,96	1067366,72	4726909,76	762404,80			
2033	16162981,76	6788452,339	242444,7264	808149,088	161629,8176	1131408,723	161629,8176	1131408,723	5010524,345	808149,09			
2034	17132760,67	7195759,479	256991,41	856638,0333	171327,6067	1199293,247	171327,6067	1199293,247	5311155,806	856638,03			
2035	18160726,31	7627505,048	272410,8946	908036,3153	181607,2631	1271250,841	181607,2631	1271250,841	5629825,155	908036,32			
2036	19250369,88	8085155,351	288755,5483	962518,4942	192503,6988	1347525,892	192503,6988	1347525,892	5967614,664	962518,49			
2037	20405392,08	8570264,672	306080,8811	1020269,604	204053,9208	1428377,445	204053,9208	1428377,445	6325671,544	1020269,60			
2038	21629715,60	9084480,552	324445,734	1081485,78	216297,156	1514080,092	216297,156	1514080,092	6705211,836	1081485,78			
2039	22927498,54	9629549,386	343912,4781	1148374,927	229274,9854	1604924,898	229274,9854	1604924,898	7107524,546	1148374,93			
2040	24303148,45	10207322,35	364547,2267	1215157,422	243031,4845	1701220,391	243031,4845	1701220,391	7533976,019	1215157,42			
2041	25761337,36	10819761,69	386420,0603	1288066,868	257613,3736	1803293,615	257613,3736	1803293,615	7986014,58	1288066,87			
2042	27307017,60	11488947,39	409605,264	1365350,88	273070,176	1911491,232	273070,176	1911491,232	8465175,455	1365350,88			
2043	28945438,65	12157084,23	434181,5798	1447271,933	289454,3865	2026180,706	289454,3865	2026180,706	8973085,983	1447271,93			
2044	30682164,97	12886509,29	460232,4746	1534108,249	306821,6497	2147751,548	306821,6497	2147751,548	9511471,142	1534108,25			

PLAN DE NEGOCIOS

Año	Energía	Energía consumida por categoría [kWh] - Escenario Optimista 3,5%											
		T1 - R < 500	T1 R < 700	T1 R < 1400	T1 R > 1400	T1 - G < 2000	T1 G > 2000	T2	T3	T4 AP			
2014	5342075,76	2243671,819	80131,1364	267103,788	53420,7576	373945,3032	53420,7576	373945,3032	165604,3486	267103,79			
2015	5529048,41	2322200,333	82935,72617	276452,4206	55290,48412	387033,3888	55290,48412	387033,3888	1714005,008	276452,42			
2016	5722565,11	2403477,345	85838,47659	286128,2553	57225,65106	400579,5574	57225,65106	400579,5574	1773995,183	286128,26			
2017	5922854,88	2487599,052	88842,82327	296142,7442	59228,54885	414599,8419	59228,54885	414599,8419	1836085,014	296142,74			
2018	6130154,81	2574665,018	91952,32209	306507,7403	61301,54806	429110,8364	61301,54806	429110,8364	1900347,99	306507,74			
2019	6344710,22	2664778,294	95170,65336	317235,5112	63447,10224	444129,7157	63447,10224	444129,7157	1966860,169	317235,51			
2020	6566775,08	2758045,534	98501,62623	328338,7541	65667,75082	459674,2557	65667,75082	459674,2557	2035700,275	328338,75			
2021	6796612,21	2854577,128	101949,1831	339830,6105	67966,1221	475762,8547	67966,1221	475762,8547	2106949,785	339830,61			
2022	7034493,64	2954487,328	105517,4046	351724,6818	70344,93637	492414,5546	70344,93637	492414,5546	2180693,027	351724,68			
2023	7280700,91	3057894,384	109210,5137	364035,0457	72807,00914	509649,064	72807,00914	509649,064	2257017,283	364035,05			
2024	7535525,45	3164920,687	113032,8817	376776,2723	75355,25446	527486,7812	75355,25446	527486,7812	2336012,888	376776,27			
2025	7799268,84	3275692,911	116989,0326	389963,4418	77992,68837	545948,8186	77992,68837	545948,8186	2417773,339	389963,44			
2026	8072243,25	3390342,163	121083,6487	403612,1623	80722,43246	565057,0272	80722,43246	565057,0272	2502395,406	403612,16			
2027	8354771,76	3509004,139	125321,5764	417738,588	83547,7176	584834,0232	83547,7176	584834,0232	2589979,246	417738,59			
2028	8647188,77	3631819,284	129707,8316	432359,4386	86471,88771	605303,214	86471,88771	605303,214	2680628,519	432359,44			
2029	8949840,38	3758932,959	134247,6057	447492,0189	89498,40378	626488,8265	89498,40378	626488,8265	2774450,517	447492,02			
2030	9263084,79	3890495,612	138946,2719	463154,2396	92630,84792	648415,9354	92630,84792	648415,9354	2871556,285	463154,24			
2031	9587292,76	4026662,959	143809,3914	479364,638	95872,92759	671110,4931	95872,92759	671110,4931	2972060,755	479364,64			
2032	9922848,01	4167596,162	148842,7201	496142,4003	99228,48006	694599,3604	99228,48006	694599,3604	3076082,882	496142,40			
2033	10270147,69	4313462,028	154052,2153	513507,3843	102701,4769	718910,338	102701,4769	718910,338	3183745,783	513507,38			
2034	10629602,86	4464433,199	159444,0428	531480,1428	106296,0286	744072,1999	106296,0286	744072,1999	3295176,885	531480,14			
2035	11001638,95	4620688,361	165024,5843	550081,9477	110016,3895	770114,7268	110016,3895	770114,7268	3410508,076	550081,95			
2036	11386696,32	4782412,454	170800,4448	569334,8159	113866,9632	797068,7423	113866,9632	797068,7423	3529875,859	569334,82			
2037	11785230,69	4949796,89	176778,4603	589261,5345	117852,3069	824966,1483	117852,3069	824966,1483	3653421,514	589261,53			
2038	12197713,76	5123039,781	182965,7065	609885,6882	121977,1376	853839,9635	121977,1376	853839,9635	3781291,267	609885,69			
2039	12624633,75	5302246,173	189369,5062	631231,6873	126246,3375	883724,3622	126246,3375	883724,3622	3913636,461	631231,69			
2040	13066495,93	5487928,289	195997,4389	653324,7963	130664,9593	914654,7149	130664,9593	914654,7149	4050613,737	653324,80			
2041	13523823,28	5680005,779	202857,3493	676191,1642	135238,2328	946667,6299	135238,2328	946667,6299	4192385,218	676191,16			
2042	13997157,10	5878805,982	209957,3565	699857,8549	139971,571	979800,9969	139971,571	979800,9969	4339118,701	699857,85			
2043	14487057,60	6084564,191	217305,864	724352,8799	144870,576	1014094,032	144870,576	1014094,032	4490987,855	724352,88			
2044	14994104,61	6297523,938	224911,5692	749705,2387	149941,0461	1049587,323	149941,0461	1049587,323	4648172,43	749705,23			

También se tendrán en cuenta como ingresos el costo de material recuperado, puntualmente en este caso los Reguladores de Tensión ya instalados, en un monto estimado al 50% de su valor a nuevo.

El costo estimado referido al cambio de transformador existente y cambio de los conductores de la línea se estima en \$800.000,00

Los ahorros en pérdidas de transmisión con la nueva línea en 33 kV respecto al transporte de energía en 13,2 kV con las instalaciones actuales, se presentan a continuación. Para más detalles, ver anexos. [Perdidas.xlsx](#)

Año	13,2 kV – caso 3,5%		33 kV– caso 6%		Saldo
	Pérdida anual [kWh]	Costo pérdidas	Pérdida anual [kWh]	Costo pérdidas	
2015	711154,73	\$ 153.609,42	45347,91	\$ 9.795,15	\$ 143.814,27
2016	798949,90	\$ 172.573,18	50955,29	\$ 11.006,34	\$ 161.566,83
2017	893829,78	\$ 193.067,23	57251,48	\$ 12.366,32	\$ 180.700,91
2018	992173,15	\$ 214.309,40	64331,44	\$ 13.895,59	\$ 200.413,81
2019	1095756,92	\$ 236.683,50	72283,86	\$ 15.613,31	\$ 221.070,18
2020	1208724,48	\$ 261.084,49	81205,76	\$ 17.540,44	\$ 243.544,04
2021	1327269,31	\$ 286.690,17	91262,69	\$ 19.712,74	\$ 266.977,43
2022	1458339,14	\$ 315.001,25	102538,54	\$ 22.148,32	\$ 292.852,93
2023	1801210,12	\$ 389.061,38	115207,83	\$ 24.884,89	\$ 364.176,49
2024	2035937,77	\$ 439.762,56	129443,25	\$ 27.959,74	\$ 411.802,82
2025	2301254,35	\$ 497.070,94	145435,91	\$ 31.414,16	\$ 465.656,78
2026	2601146,10	\$ 561.847,56	163423,50	\$ 35.299,48	\$ 526.548,08
2027	2940118,73	\$ 635.065,65	183615,31	\$ 39.660,91	\$ 595.404,74
2028	3323265,14	\$ 717.825,27	206327,52	\$ 44.566,74	\$ 673.258,53
2029	3756341,91	\$ 811.369,85	231820,72	\$ 50.073,27	\$ 761.296,58
2030	4245855,78	\$ 917.104,85	260477,12	\$ 56.263,06	\$ 860.841,79
2031	4799161,46	\$ 1.036.618,88	292653,56	\$ 63.213,17	\$ 973.405,71
2032	5424572,08	\$ 1.171.707,57	328853,49	\$ 71.032,35	\$ 1.100.675,21
2033	6131484,12	\$ 1.324.400,57	369482,97	\$ 79.808,32	\$ 1.244.592,25
2034	6930518,55	\$ 1.496.992,01	415148,51	\$ 89.672,08	\$ 1.407.319,93
2035	7833680,48	\$ 1.692.074,98	466439,27	\$ 100.750,88	\$ 1.591.324,10
2036	8854539,44	\$ 1.912.580,52	524097,84	\$ 113.205,13	\$ 1.799.375,39
2037	10008433,31	\$ 2.161.821,59	588901,61	\$ 127.202,75	\$ 2.034.618,85
2038	11312698,76	\$ 2.443.542,93	661655,55	\$ 142.917,60	\$ 2.300.625,33
2039	12786931,71	\$ 2.761.977,25	743466,86	\$ 160.588,84	\$ 2.601.388,41
2040	14453281,75	\$ 3.121.908,86	835336,48	\$ 180.432,68	\$ 2.941.476,18
2041	16336784,93	\$ 3.528.745,55	938610,88	\$ 202.739,95	\$ 3.326.005,60
2042	18465739,93	\$ 3.988.599,83	1054590,70	\$ 227.791,59	\$ 3.760.808,23
2043	20872133,21	\$ 4.508.380,77	1184986,88	\$ 255.957,17	\$ 4.252.423,61
2044	23592119,58	\$ 5.095.897,83	1331407,17	\$ 287.583,95	\$ 4.808.313,88

Año	13,2 kV		33 kV – Caso 3,5%		Saldo
	Pérdida anual [kWh]	Costo pérdidas	Pérdida anual [kWh]	Costo pérdidas	
2015	711154,73	\$ 153.609,42	43236,17	\$ 9.339,01	\$ 144.270,41
2016	798949,90	\$ 172.573,18	46315,66	\$ 10.004,18	\$ 162.568,99
2017	893829,78	\$ 193.067,23	49614,49	\$ 10.716,73	\$ 182.350,50
2018	992173,15	\$ 214.309,40	53148,29	\$ 11.480,03	\$ 202.829,37
2019	1095756,92	\$ 236.683,50	56933,77	\$ 12.297,70	\$ 224.385,80
2020	1208724,48	\$ 261.084,49	60988,88	\$ 13.173,60	\$ 247.910,89
2021	1327269,31	\$ 286.690,17	65332,82	\$ 14.111,89	\$ 272.578,28
2022	1458339,14	\$ 315.001,25	69986,15	\$ 15.117,01	\$ 299.884,25
2023	1801210,12	\$ 389.061,38	74970,91	\$ 16.193,72	\$ 372.867,67
2024	2035937,77	\$ 439.762,56	80310,71	\$ 17.347,11	\$ 422.415,45
2025	2301254,35	\$ 497.070,94	86030,84	\$ 18.582,66	\$ 478.488,28
2026	2601146,10	\$ 561.847,56	92158,39	\$ 19.906,21	\$ 541.941,35
2027	2940118,73	\$ 635.065,65	98722,37	\$ 21.324,03	\$ 613.741,61
2028	3323265,14	\$ 717.825,27	105753,87	\$ 22.842,84	\$ 694.982,43
2029	3756341,91	\$ 811.369,85	113286,19	\$ 24.469,82	\$ 786.900,03
2030	4245855,78	\$ 917.104,85	121355,00	\$ 26.212,68	\$ 890.892,17
2031	4799161,46	\$ 1.036.618,88	129998,51	\$ 28.079,68	\$ 1.008.539,20
2032	5424572,08	\$ 1.171.707,57	139257,65	\$ 30.079,65	\$ 1.141.627,92
2033	6131484,12	\$ 1.324.400,57	149176,28	\$ 32.222,08	\$ 1.292.178,49
2034	6930518,55	\$ 1.496.992,01	159801,36	\$ 34.517,09	\$ 1.462.474,91
2035	7833680,48	\$ 1.692.074,98	171183,21	\$ 36.975,57	\$ 1.655.099,41
2036	8854539,44	\$ 1.912.580,52	183375,73	\$ 39.609,16	\$ 1.872.971,36
2037	10008433,31	\$ 2.161.821,59	196436,67	\$ 42.430,32	\$ 2.119.391,27
2038	11312698,76	\$ 2.443.542,93	210427,87	\$ 45.452,42	\$ 2.398.090,51
2039	12786931,71	\$ 2.761.977,25	225415,60	\$ 48.689,77	\$ 2.713.287,48
2040	14453281,75	\$ 3.121.908,86	241470,82	\$ 52.157,70	\$ 3.069.751,16
2041	16336784,93	\$ 3.528.745,55	258669,58	\$ 55.872,63	\$ 3.472.872,92
2042	18465739,93	\$ 3.988.599,83	277093,33	\$ 59.852,16	\$ 3.928.747,67
2043	20872133,21	\$ 4.508.380,77	296829,30	\$ 64.115,13	\$ 4.444.265,64
2044	23592119,58	\$ 5.095.897,83	317970,96	\$ 68.681,73	\$ 5.027.216,10

Egresos

Los egresos estarán compuestos por los costos de operación y mantenimiento, la compra de energía necesaria según la demanda estimada y los costos de financiación bancaria.

Los costos de operación y mantenimiento se estiman en un valor del 1% del costo total de la obra. Los egresos correspondientes a la compra de energía en media tensión por parte de la Cooperativa, incorporación de personal de acuerdo a la expansión y crecimiento de las instalaciones. En cuanto a

los gasto de financiamiento bancario, se presenta a continuación un cuadro que detalla los movimientos referidos a las cuotas e intereses del préstamo.

La financiación será del Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) con un plazo máximo del crédito a 10 años. La línea de crédito es “Financiación de inversiones para PYMES y Cooperativas”.

El préstamo bancario financia en un primer caso el 80% del presupuesto de construcción de la obra. Para el segundo caso se supone un aporte de algún otro organismo del estado para subsidiar la obra en un 35% del monto total, quedando el 65% restante repartido entre la financiación bancaria (80% del restante) y fondos propios de la empresa (el 20% del restante).

La frecuencia de amortización será en 20 cuotas semestrales, con una tasa de interés compuesta, conformada por una tasa anual del 12% (70% de la tasa de interés) y el resto según tasa Badlar + 1% (30% de la tasa de interés), calculado sobre saldos. El sistema de amortización es del tipo alemán (capital fijo e interés decreciente).

El banco concede un período de gracia de dos años (cuatro períodos semestrales) en el cual solo se pagan intereses.

Se adjuntan las planillas de la simulación del préstamo bancario. [Prestamo bancario.xlsx](#)

(Ver Anexos)

Flujos de fondos para los distintos escenarios supuestos – Descontando el IVA

Escenario 1 - Optimista crecimiento anual 6% con financiamiento externo.

Monto de obra		\$ 8.447.774,70
Préstamo bancario	52%	\$ 4.392.842,84
Fondos propios Cooperativa	13%	\$ 1.098.210,71
Aporte Externo	35%	\$ 2.956.721,15

Escenario 2 - Pesimista crecimiento anual 3,5% con financiamiento externo.

Monto de obra		\$ 8.447.774,70
Préstamo bancario	52%	\$ 4.392.842,84
Fondos propios Cooperativa	13%	\$ 1.098.210,71
Aporte Externo	35%	\$ 2.956.721,15

Escenario 1 - Optimista crecimiento anual 6% con financiamiento externo.

BALANCE		0	2015	2016	2017
Ingresos	Venta de Energía		\$ 98.576,56	\$ 458.108,79	\$ 831.905,38
	Ahorro Multas y pérdidas		\$ 148.214,27	\$ 165.966,83	\$ 185.100,91
	Costo remodelación rebaje Sur	\$ 800.000,00			
	Material Recuperado	\$ 750.000,00			
	Préstamo	\$ 4.392.842,84			
Subtotal Ingresos		\$ 5.942.842,84	\$ 246.790,83	\$ 624.075,63	\$ 1.017.006,30
Egresos	Inversión inicial	\$ 1.098.210,71			
	Compra de Energía		\$ 97.529,16	\$ 202.949,21	\$ 316.900,32
	Incorporación Personal		\$ 200.000,00	\$ 220.000,00	\$ 242.000,00
	Costos OyM		\$ 84.477,75	\$ 85.322,52	\$ 86.175,75
	Saldo Préstamo		\$ 4.392.842,84	\$ 4.392.842,84	\$ 3.953.558,56
	Cuota		0	0	\$ 439.284,28
	Intereses		\$ 584.910,03	\$ 584.910,03	\$ 570.287,28
SubTotal Egresos			\$ 966.916,94	\$ 1.093.181,77	\$ 1.654.647,64
Flujo Neto		\$ 451.789,29	-\$ 720.126,10	-\$ 469.106,14	-\$ 637.641,34
Flujo Acumulado		\$ 451.789,29	-\$ 268.336,82	-\$ 737.442,96	-\$ 1.375.084,30

2018	2019	2020	2021	2022	2023
\$ 1.251.188,30	\$ 1.704.496,26	\$ 2.194.591,70	\$ 2.724.461,33	\$ 3.297.334,39	\$ 3.916.702,31
\$ 204.813,81	\$ 225.470,18	\$ 247.944,04	\$ 271.377,43	\$ 297.252,93	\$ 368.576,49

\$ 1.456.002,11	\$ 1.929.966,45	\$ 2.442.535,75	\$ 2.995.838,76	\$ 3.594.587,32	\$ 4.285.278,80
\$ 440.074,65	\$ 573.220,51	\$ 717.146,99	\$ 872.728,87	\$ 1.040.911,93	\$ 1.222.718,75
\$ 266.200,00	\$ 292.820,00	\$ 322.102,00	\$ 354.312,20	\$ 389.743,42	\$ 428.717,76
\$ 87.037,51	\$ 87.907,88	\$ 88.786,96	\$ 89.674,83	\$ 90.571,58	\$ 91.477,29
\$ 3.514.274,28	\$ 3.074.989,99	\$ 2.635.705,71	\$ 2.196.421,42	\$ 1.757.137,14	\$ 1.317.852,85
\$ 439.284,28	\$ 439.284,28	\$ 439.284,28	\$ 439.284,28	\$ 439.284,28	\$ 439.284,28
\$ 511.796,28	\$ 453.305,28	\$ 394.814,27	\$ 336.323,27	\$ 277.832,27	\$ 219.341,26
\$ 1.744.392,72	\$ 1.846.537,95	\$ 1.962.134,51	\$ 2.092.323,45	\$ 2.238.343,48	\$ 2.401.539,35
-\$ 288.390,61	\$ 83.428,49	\$ 480.401,24	\$ 903.515,31	\$ 1.356.243,84	\$ 1.883.739,45
-\$ 1.663.474,91	-\$ 1.580.046,42	-\$ 1.099.645,18	-\$ 196.129,87	\$ 1.160.113,97	\$ 3.043.853,42

PLAN DE NEGOCIOS

2014

2024	2025	2026	2027	2028	2029
\$ 4.586.340,03	\$ 5.310.329,00	\$ 6.093.082,07	\$ 6.939.370,42	\$ 7.854.352,61	\$ 8.843.606,10
\$ 416.202,82	\$ 470.056,78	\$ 530.948,08	\$ 599.804,74	\$ 677.658,53	\$ 765.696,58
\$ 5.002.542,85	\$ 5.780.385,78	\$ 6.624.030,15	\$ 7.539.175,16	\$ 8.532.011,14	\$ 9.609.302,68
\$ 1.419.254,92	\$ 1.631.715,79	\$ 1.861.393,79	\$ 2.109.686,23	\$ 2.378.103,90	\$ 2.668.280,26
\$ 471.589,54	\$ 518.748,49	\$ 570.623,34	\$ 627.685,68	\$ 690.454,24	\$ 759.499,67
\$ 92.392,07	\$ 93.315,99	\$ 94.249,15	\$ 95.191,64	\$ 96.143,56	\$ 97.104,99
\$ 878.568,57	\$ 439.284,28	\$ 0,00			
\$ 439.284,28	\$ 439.284,28	\$ 439.284,28			
\$ 160.850,26	\$ 102.359,26	\$ 43.868,25			
\$ 2.583.371,07	\$ 2.785.423,81	\$ 3.009.418,81	\$ 2.832.563,54	\$ 3.164.701,70	\$ 3.524.884,92
\$ 2.419.171,78	\$ 2.994.961,97	\$ 3.614.611,34	\$ 4.706.611,62	\$ 5.367.309,44	\$ 6.084.417,77
\$ 5.463.025,20	\$ 8.457.987,17	\$ 12.072.598,52	\$ 16.779.210,13	\$ 22.146.519,57	\$ 28.230.937,33

2030	2031	2032	2033	2034	2035
\$ 9.913.161,22	\$ 11.069.537,93	\$ 12.319.785,63	\$ 13.671.526,10	\$ 15.133.000,00	\$ 16.713.117,15
\$ 865.241,79	\$ 977.805,71	\$ 1.105.075,21	\$ 1.248.992,25	\$ 1.411.719,93	\$ 1.595.724,10
\$ 10.778.403,01	\$ 12.047.343,64	\$ 13.424.860,84	\$ 14.920.518,34	\$ 16.544.719,93	\$ 18.308.841,25
\$ 2.981.981,36	\$ 3.321.116,68	\$ 3.687.750,69	\$ 4.084.115,52	\$ 4.512.624,50	\$ 4.975.886,93
\$ 835.449,63	\$ 918.994,60	\$ 1.010.894,06	\$ 1.111.983,46	\$ 1.223.181,81	\$ 1.345.499,99
\$ 98.076,04	\$ 99.056,80	\$ 100.047,37	\$ 101.047,84	\$ 102.058,32	\$ 103.078,91
\$ 3.915.507,04	\$ 4.339.168,08	\$ 4.798.692,12	\$ 5.297.146,82	\$ 5.837.864,63	\$ 6.424.465,83
\$ 6.862.895,97	\$ 7.708.175,56	\$ 8.626.168,72	\$ 9.623.371,52	\$ 10.706.855,30	\$ 11.884.375,43
\$ 35.093.833,30	\$ 42.802.008,86	\$ 51.428.177,58	\$ 61.051.549,10	\$ 71.758.404,40	\$ 83.642.779,83

TIR	VAN	Tasa VAN	Repago
46,06%	\$ 13.271.543,62	12%	7 años

Escenario 2 - Pesimista crecimiento anual 3,5% con financiamiento externo.

BALANCE		0	2015	2016	2017
Ingresos	Venta de Energía		\$ 225.222,21	\$ 462.977,90	\$ 713.964,97
	Ahorro Multas y pérdidas		\$ 148.670,41	\$ 166.968,99	\$ 186.750,50
	Costo remodelación rebaje Sur	\$ 800.000,00			
	Material Recuperado	\$ 750.000,00			
	Préstamo	\$ 4.392.842,84			
	Subtotal Ingresos	\$ 5.942.842,84	\$ 373.892,62	\$ 629.946,90	\$ 900.715,47
Egresos	Inversión inicial	\$ 1.098.210,71			
	Compra de Energía		\$ 67.047,27	\$ 137.812,46	\$ 212.502,33
	Incorporación de personal		\$ 200.000,00	\$ 220.000,00	\$ 242.000,00
	Costos OyM		\$ 84.477,75	\$ 85.322,52	\$ 86.175,75
	Saldo Préstamo		\$ 4.392.842,84	\$ 4.392.842,84	\$ 3.953.558,56
	Cuota		0	0	\$ 439.284,28
	Intereses		\$ 584.910,03	\$ 584.910,03	\$ 570.287,28
	SubTotal Egresos		\$ 936.435,05	\$ 1.028.045,02	\$ 1.550.249,64
Flujo Neto		\$ 451.789,29	-\$ 562.542,43	-\$ 398.098,12	-\$ 649.534,17
Flujo Acumulado		\$ 451.789,29	-\$ 110.753,14	-\$ 508.851,26	-\$ 1.158.385,43

2018	2019	2020	2021	2022	2023
\$ 978.920,17	\$ 1.258.621,29	\$ 1.553.889,43	\$ 1.865.591,43	\$ 2.194.642,41	\$ 2.542.008,44
\$ 207.229,37	\$ 228.785,80	\$ 252.310,89	\$ 276.978,28	\$ 304.284,25	\$ 377.267,67

\$ 1.186.149,54	\$ 1.487.407,09	\$ 1.806.200,32	\$ 2.142.569,71	\$ 2.498.926,65	\$ 2.919.276,11
\$ 291.335,14	\$ 374.541,32	\$ 462.364,10	\$ 555.060,27	\$ 652.900,92	\$ 756.172,20
\$ 266.200,00	\$ 292.820,00	\$ 322.102,00	\$ 354.312,20	\$ 389.743,42	\$ 428.717,76
\$ 87.037,51	\$ 87.907,88	\$ 88.786,96	\$ 89.674,83	\$ 90.571,58	\$ 91.477,29
\$ 3.514.274,28	\$ 3.074.989,99	\$ 2.635.705,71	\$ 2.196.421,42	\$ 1.757.137,14	\$ 1.317.852,85
\$ 439.284,28	\$ 439.284,28	\$ 439.284,28	\$ 439.284,28	\$ 439.284,28	\$ 439.284,28
\$ 511.796,28	\$ 453.305,28	\$ 394.814,27	\$ 336.323,27	\$ 277.832,27	\$ 219.341,26
\$ 1.595.653,21	\$ 1.647.858,76	\$ 1.707.351,62	\$ 1.774.654,86	\$ 1.850.332,47	\$ 1.934.992,81
-\$ 409.503,67	-\$ 160.451,67	\$ 98.848,70	\$ 367.914,86	\$ 648.594,19	\$ 984.283,30
-\$ 1.567.889,11	-\$ 1.728.340,78	-\$ 1.629.492,08	-\$ 1.261.577,23	-\$ 612.983,04	\$ 371.300,26

PLAN DE NEGOCIOS

2014

2024	2025	2026	2027	2028	2029
\$ 2.908.709,41	\$ 3.295.822,02	\$ 3.704.482,92	\$ 4.135.892,07	\$ 4.591.316,26	\$ 5.072.092,85
\$ 426.815,45	\$ 482.888,28	\$ 546.341,35	\$ 618.141,61	\$ 699.382,43	\$ 791.300,03
<hr/>					
\$ 3.335.524,86	\$ 3.778.710,30	\$ 4.250.824,27	\$ 4.754.033,68	\$ 5.290.698,70	\$ 5.863.392,89
<hr/>					
\$ 865.176,24	\$ 980.231,95	\$ 1.101.676,02	\$ 1.229.863,88	\$ 1.365.170,73	\$ 1.507.992,68
\$ 471.589,54	\$ 518.748,49	\$ 570.623,34	\$ 627.685,68	\$ 690.454,24	\$ 759.499,67
\$ 92.392,07	\$ 93.315,99	\$ 94.249,15	\$ 95.191,64	\$ 96.143,56	\$ 97.104,99
\$ 878.568,57	\$ 439.284,28	\$ 0,00			
\$ 439.284,28	\$ 439.284,28	\$ 439.284,28			
\$ 160.850,26	\$ 102.359,26	\$ 43.868,25	\$ 0,00		
<hr/>					
\$ 2.029.292,39	\$ 2.133.939,98	\$ 2.249.701,05	\$ 1.952.741,19	\$ 2.151.768,52	\$ 2.364.597,34
\$ 1.306.232,47	\$ 1.644.770,33	\$ 2.001.123,22	\$ 2.801.292,49	\$ 3.138.930,17	\$ 3.498.795,55
\$ 1.677.532,73	\$ 3.322.303,05	\$ 5.323.426,27	\$ 8.124.718,77	\$ 11.263.648,94	\$ 14.762.444,49

2030	2031	2032	2033	2034	2035
\$ 5.579.633,67	\$ 6.115.429,17	\$ 6.681.052,86	\$ 7.278.165,83	\$ 7.908.521,73	\$ 8.573.971,87
\$ 895.292,17	\$ 1.012.939,20	\$ 1.146.027,92	\$ 1.292.578,49	\$ 1.466.874,91	\$ 1.659.499,41
<hr/>					
\$ 6.474.925,83	\$ 7.128.368,37	\$ 7.827.080,78	\$ 8.570.744,33	\$ 9.375.396,65	\$ 10.233.471,28
<hr/>					
\$ 1.658.747,90	\$ 1.817.877,84	\$ 1.985.848,50	\$ 2.163.151,88	\$ 2.350.307,34	\$ 2.547.863,15
\$ 835.449,63	\$ 918.994,60	\$ 1.010.894,06	\$ 1.111.983,46	\$ 1.223.181,81	\$ 1.345.499,99
\$ 98.076,04	\$ 99.056,80	\$ 100.047,37	\$ 101.047,84	\$ 102.058,32	\$ 103.078,91
<hr/>					
\$ 2.592.273,58	\$ 2.835.929,23	\$ 3.096.789,93	\$ 3.376.183,19	\$ 3.675.547,47	\$ 3.996.442,05
\$ 3.882.652,26	\$ 4.292.439,14	\$ 4.730.290,84	\$ 5.194.561,14	\$ 5.699.849,18	\$ 6.237.029,23
\$ 18.645.096,74	\$ 22.937.535,88	\$ 27.667.826,72	\$ 32.862.387,86	\$ 38.562.237,04	\$ 44.799.266,27

TIR	VAN	Tasa VAN	Repago
35,66%	\$ 6.627.420,85	12%	8 años

Escenario 3 - Optimista crecimiento anual 6% sin financiamiento externo.

Monto de obra	\$ 8.447.774,70	
Préstamo bancario	80%	\$ 6.758.219,76
Fondos Cooperativa	20%	\$ 1.689.554,94
Aporte Externo	0%	\$ 0,00

BALANCE		0	2015	2016	2017
Ingresos	Venta de Energía		\$ 98.576,56	\$ 458.108,79	\$ 831.905,38
	Ahorro Multas y pérdidas		\$ 148.214,27	\$ 165.966,83	\$ 185.100,91
	Costo remodelación rebaje Sur	\$ 800.000,00			
	Material Recuperado	\$ 750.000,00			
	Préstamo	\$ 6.758.219,76			
	Subtotal Ingresos	\$ 8.308.219,76	\$ 246.790,83	\$ 624.075,63	\$ 1.017.006,30
Egresos	Inversión inicial	\$ 1.689.554,94			
	Compra de Energía		\$ 97.529	\$ 202.949	\$ 316.900
	Incorporación de personal		\$ 200.000,00	\$ 220.000,00	\$ 242.000,00
	Costos OyM		\$ 84.477,75	\$ 85.322,52	\$ 86.175,75
	Saldo Préstamo		\$ 6.758.219,76	\$ 6.758.219,76	\$ 6.082.397,78
	Cuota		0	0	\$ 675.821,98
	Intereses		\$ 899.861,59	\$ 899.861,59	\$ 877.365,05
	SubTotal Egresos		\$ 1.281.868,49	\$ 1.408.133,32	\$ 2.198.263,10
Flujo Neto		-\$ 139.554,94	-\$ 1.035.077,66	-\$ 784.057,70	-\$ 1.181.256,80
Flujo Acumulado		-\$ 139.554,94	-\$ 1.174.632,60	-\$ 1.958.690,30	-\$ 3.139.947,10

2018	2019	2020	2021	2022	2023
\$ 1.251.188,30	\$ 1.704.496,26	\$ 2.194.591,70	\$ 2.724.461,33	\$ 3.297.334,39	\$ 3.916.702,31
\$ 204.813,81	\$ 225.470,18	\$ 247.944,04	\$ 271.377,43	\$ 297.252,93	\$ 368.576,49

\$ 1.456.002,11	\$ 1.929.966,45	\$ 2.442.535,75	\$ 2.995.838,76	\$ 3.594.587,32	\$ 4.285.278,80
-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

\$	\$	\$	\$	\$	\$
440.074,65	573.220,51	717.146,99	872.728,87	1.040.911,93	1.222.718,75
\$ 266.200,00	\$ 292.820,00	\$ 322.102,00	\$ 354.312,20	\$ 389.743,42	\$ 428.717,76
\$ 87.037,51	\$ 87.907,88	\$ 88.786,96	\$ 89.674,83	\$ 90.571,58	\$ 91.477,29
\$ 5.406.575,81	\$ 4.730.753,83	\$ 4.054.931,86	\$ 3.379.109,88	\$ 2.703.287,90	\$ 2.027.465,93
\$ 675.821,98	\$ 675.821,98	\$ 675.821,98	\$ 675.821,98	\$ 675.821,98	\$ 675.821,98
\$ 787.378,89	\$ 697.392,73	\$ 607.406,57	\$ 517.420,41	\$ 427.434,26	\$ 337.448,10
\$ 2.256.513,02	\$ 2.327.163,10	\$ 2.411.264,50	\$ 2.509.958,29	\$ 2.624.483,16	\$ 2.756.183,88
-\$ 800.510,91	-\$ 397.196,65	\$ 31.271,24	\$ 485.880,47	\$ 970.104,16	\$ 1.529.094,93
-\$ 3.940.458,01	-\$ 4.337.654,67	-\$ 4.306.383,42	-\$ 3.820.502,95	-\$ 2.850.398,79	-\$ 1.321.303,86

PLAN DE NEGOCIOS

2014

2024	2025	2026	2027	2028	2029
\$ 4.586.340,03	\$ 5.310.329,00	\$ 6.093.082,07	\$ 6.939.370,42	\$ 7.854.352,61	\$ 8.843.606,10
\$ 416.202,82	\$ 470.056,78	\$ 530.948,08	\$ 599.804,74	\$ 677.658,53	\$ 765.696,58
<hr/>					
\$ 5.002.542,85	\$ 5.780.385,78	\$ 6.624.030,15	\$ 7.539.175,16	\$ 8.532.011,14	\$ 9.609.302,68
<hr/>					
\$ 1.419.254	\$ 1.631.715	\$ 1.861.393	\$ 2.109.686	\$ 2.378.103	\$ 2.668.280
\$ 471.589,54	\$ 518.748,49	\$ 570.623,34	\$ 627.685,68	\$ 690.454,24	\$ 759.499,67
\$ 92.392,07	\$ 93.315,99	\$ 94.249,15	\$ 95.191,64	\$ 96.143,56	\$ 97.104,99
\$ 1.351.643,95	\$ 675.821,98	\$ 0,00			
\$ 675.821,98	\$ 675.821,98	\$ 675.821,98			
\$ 247.461,94	\$ 157.475,78	\$ 67.489,62	\$ 0,00		
<hr/>					
\$ 2.906.520,44	\$ 3.077.078,03	\$ 3.269.577,87	\$ 2.832.563,54	\$ 3.164.701,70	\$ 3.524.884,92
<hr/>					
\$ 2.096.022,41	\$ 2.703.307,76	\$ 3.354.452,28	\$ 4.706.611,62	\$ 5.367.309,44	\$ 6.084.417,77
\$ 774.718,55	\$ 3.478.026,30	\$ 6.832.478,59	\$ 11.539.090,20	\$ 16.906.399,64	\$ 22.990.817,40

2030	2031	2032	2033	2034	2035
\$ 9.913.161,22	\$ 11.069.537,93	\$ 12.319.785,63	\$ 13.671.526,10	\$ 15.133.000,00	\$ 16.713.117,15
\$ 865.241,79	\$ 977.805,71	\$ 1.105.075,21	\$ 1.248.992,25	\$ 1.411.719,93	\$ 1.595.724,10
<hr/>					
\$ 10.778.403,01	\$ 12.047.343,64	\$ 13.424.860,84	\$ 14.920.518,34	\$ 16.544.719,93	\$ 18.308.841,25
<hr/>					
\$ 2.981.981	\$ 3.321.116	\$ 3.687.750	\$ 4.084.115	Ampliación \$ 4.512.624	\$ 1.572.537,80
\$ 835.449,63	\$ 918.994,60	\$ 1.010.894,06	\$ 1.111.983,46	\$ 1.223.181,81	\$ 1.345.499,99
\$ 98.076,04	\$ 99.056,80	\$ 100.047,37	\$ 101.047,84	\$ 102.058,32	\$ 103.078,91
<hr/>					
\$ 3.915.507,04	\$ 4.339.168,08	\$ 4.798.692,12	\$ 5.297.146,82	\$ 5.837.864,63	\$ 7.997.003,63
<hr/>					
\$ 6.862.895,97	\$ 7.708.175,56	\$ 8.626.168,72	\$ 9.623.371,52	\$ 10.706.855,30	\$ 10.311.837,63
\$ 29.853.713,37	\$ 37.561.888,93	\$ 46.188.057,65	\$ 55.811.429,17	\$ 66.518.284,47	\$ 76.830.122,10

TIR	VAN	Tasa VAN	Repago
25,93%	\$ 10.062.276,48	12%	9 años

Escenario 4 - Pesimista crecimiento anual 3,5% sin financiamiento externo.

Monto de obra	\$ 8.447.774,70	
Préstamo bancario	80%	\$ 6.758.219,76
Fondos Cooperativa	20%	\$ 1.689.554,94
Aporte Externo	0%	\$ 0,00

BALANCE		0	2015	2016	2017
Ingresos	Venta de Energía		\$ 225.222,21	\$ 462.977,90	\$ 713.964,97
	Ahorro Multas y pérdidas		\$ 148.670,41	\$ 166.968,99	\$ 186.750,50
	Costo remodelacion rebaje Sur	\$ 800.000,00			
	Material Recuperado	\$ 750.000,00			
	Préstamo	\$ 6.758.219,76			
	Subtotal Ingresos	\$ 8.308.219,76	\$ 373.892,62	\$ 629.946,90	\$ 900.715,47
Egresos	Inversión inicial	\$ 1.689.554,94			
	Compra de Energía		\$ 67.047,27	\$ 137.812	\$ 212.502,33
	Incorporación de personal		\$ 200.000,00	\$ 220.000	\$ 242.000,00
	Costos OyM		\$ 84.477,75	\$ 85.322,52	\$ 86.175,75
	Saldo Préstamo		\$ 6.758.219,76	\$ 6.758.219,76	\$ 6.082.397,78
	Cuota		0	0	\$ 675.821,98
	Intereses		\$ 899.861,59	\$ 899.861,59	\$ 877.365,05
	SubTotal Egresos		\$ 1.251.386,60	\$ 1.342.996,57	\$ 2.093.865,10
Flujo Neto		-\$ 139.554,94	-\$ 877.493,99	-\$ 713.049,68	-\$ 1.193.149,63
Flujo Acumulado		-\$ 139.554,94	-\$ 1.017.048,93	-\$ 1.730.098,60	-\$ 2.923.248,23

2018	2019	2020	2021	2022	2023
\$ 978.920,17	\$ 1.258.621,29	\$ 1.553.889,43	\$ 1.865.591,43	\$ 2.194.642,41	\$ 2.542.008,44
\$ 207.229,37	\$ 228.785,80	\$ 252.310,89	\$ 276.978,28	\$ 304.284,25	\$ 377.267,67

\$ 1.186.149,54	\$ 1.487.407,09	\$ 1.806.200,32	\$ 2.142.569,71	\$ 2.498.926,65	\$ 2.919.276,11
-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

\$ 291.335,14	\$ 374.541,32	\$ 462.364,10	\$ 555.060,27	\$ 652.900,92	\$ 756.172,20
\$ 266.200,00	\$ 292.820,00	\$ 322.102,00	\$ 354.312,20	\$ 389.743,42	\$ 428.717,76
\$ 87.037,51	\$ 87.907,88	\$ 88.786,96	\$ 89.674,83	\$ 90.571,58	\$ 91.477,29
\$ 5.406.575,81	\$ 4.730.753,83	\$ 4.054.931,86	\$ 3.379.109,88	\$ 2.703.287,90	\$ 2.027.465,93
\$ 675.821,98	\$ 675.821,98	\$ 675.821,98	\$ 675.821,98	\$ 675.821,98	\$ 675.821,98
\$ 787.378,89	\$ 697.392,73	\$ 607.406,57	\$ 517.420,41	\$ 427.434,26	\$ 337.448,10
\$ 2.107.773,52	\$ 2.128.483,91	\$ 2.156.481,61	\$ 2.192.289,69	\$ 2.236.472,15	\$ 2.289.637,33
-\$ 921.623,98	-\$ 641.076,82	-\$ 350.281,29	-\$ 49.719,98	\$ 262.454,51	\$ 629.638,77
-\$ 3.844.872,21	-\$ 4.485.949,04	-\$ 4.836.230,33	-\$ 4.885.950,31	-\$ 4.623.495,80	-\$ 3.993.857,03

PLAN DE NEGOCIOS

2014

2024	2025	2026	2027	2028	2029
\$ 2.908.709,41	\$ 3.295.822,02	\$ 3.704.482,92	\$ 4.135.892,07	\$ 4.591.316,26	\$ 5.072.092,85
\$ 426.815,45	\$ 482.888,28	\$ 546.341,35	\$ 618.141,61	\$ 699.382,43	\$ 791.300,03
<hr/>					
\$ 3.335.524,86	\$ 3.778.710,30	\$ 4.250.824,27	\$ 4.754.033,68	\$ 5.290.698,70	\$ 5.863.392,89
<hr/>					
\$	\$	\$	\$	\$	\$
865.176,24	980.231,95	1.101.676,02	1.229.863,88	1.365.170,73	1.507.992,68
\$	\$	\$	\$	\$	\$
471.589,54	518.748,49	570.623,34	627.685,68	690.454,24	759.499,67
\$ 92.392,07	\$ 93.315,99	\$ 94.249,15	\$ 95.191,64	\$ 96.143,56	\$ 97.104,99
\$ 1.351.643,95	\$ 675.821,98	\$ 0,00			
\$ 675.821,98	\$ 675.821,98	\$ 675.821,98			
\$ 247.461,94	\$ 157.475,78	\$ 67.489,62	\$ 0,00		
<hr/>					
\$ 2.352.441,76	\$ 2.425.594,19	\$ 2.509.860,11	\$ 1.952.741,19	\$ 2.151.768,52	\$ 2.364.597,34
\$ 983.083,10	\$ 1.353.116,11	\$ 1.740.964,16	\$ 2.801.292,49	\$ 3.138.930,17	\$ 3.498.795,55
-\$ 3.010.773,93	-\$ 1.657.657,82	\$ 83.306,34	\$ 2.884.598,84	\$ 6.023.529,01	\$ 9.522.324,56

2030	2031	2032	2033	2034	2035
\$ 5.579.633,67	\$ 6.115.429,17	\$ 6.681.052,86	\$ 7.278.165,83	\$ 7.908.521,73	\$ 8.573.971,87
\$ 895.292,17	\$ 1.012.939,20	\$ 1.146.027,92	\$ 1.292.578,49	\$ 1.466.874,91	\$ 1.659.499,41
<hr/>					
\$ 6.474.925,83	\$ 7.128.368,37	\$ 7.827.080,78	\$ 8.570.744,33	\$ 9.375.396,65	\$ 10.233.471,28
<hr/>					
\$	\$	\$	\$	\$	\$
1.658.747,90	1.817.877,84	1.985.848,50	2.163.151,88	2.350.307,34	2.547.863,15
\$	\$	\$	\$	\$	\$
835.449,63	918.994,60	1.010.894,06	1.111.983,46	1.223.181,81	1.345.499,99
\$ 98.076,04	\$ 99.056,80	\$ 100.047,37	\$ 101.047,84	\$ 102.058,32	\$ 103.078,91
<hr/>					
\$ 2.592.273,58	\$ 2.835.929,23	\$ 3.096.789,93	\$ 3.376.183,19	\$ 3.675.547,47	\$ 3.996.442,05
\$ 3.882.652,26	\$ 4.292.439,14	\$ 4.730.290,84	\$ 5.194.561,14	\$ 5.699.849,18	\$ 6.237.029,23
\$ 13.404.976,81	\$ 17.697.415,95	\$ 22.427.706,79	\$ 27.622.267,93	\$ 33.322.117,11	\$ 39.559.146,34

TIR	VAN	Tasa VAN	Repago
18,50%	\$ 3.563.707,19	12%	11 años

Análisis de rentabilidad

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

Escenario	VAN	TIR	Repago
1 – Optimista con aporte externo	\$ 13.271.543,62	46%	7 años
2 – Pesimista con aporte externo	\$ 6.627.420,85	36%	8 años
3 – Optimista sin aporte externo	\$ 10.062.276,48	26%	9 años
4 – Pesimista sin aporte externo	\$ 3.563.707,19	18%	11 años

Se puede apreciar que, lógicamente, el primer caso es el más favorable ya que presenta una tasa interna de retorno muy alta lo que implica un valor actual neto elevado al fin de la vida útil económica del proyecto. Algo similar ocurre con el segundo escenario, donde también se obtiene una buena TIR con valor actual neto positivo al fin del ejercicio, lo que indica que la opción de financiar el proyecto con aportes externos sería la más rentable.

Sin embargo los escenarios 3 y 4 también presentan una tasa interna de retorno positiva y mayor a la tasa del VAN, si bien es algo menor que en los casos anteriores el VAN al final de la vida útil económica del proyecto sigue siendo elevado, por lo que el recupero del capital invertido estaría asegurado a lo largo de la vida útil de la obra.

14. CONCLUSIONES FINALES

Con la concreción de esta obra quedará garantizada la calidad de servicio en Puerto Yeruá 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 potencia, 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 Yeruá y a toda su área de influencia como una región en pleno crecimiento.

Si bien la obra no presenta una rentabilidad notoria, según el escenario que se presente, hay que aclarar que es de suma necesidad para la población y dado 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.

15. ANEXOS

[Microsoft Office Project - línea Puerto.pdf](#)

[Préstamo bancario.xlsx](#)

[Perdidas.xlsx](#)

[Facturación.xlsx](#)