



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
Facultad Regional Concordia



---

# PLAN DE NEGOCIOS

AMPLIACIONES EN LA RED DE 13,2 kV  
EN LA ZONA NORTE DE CONCORDIA

"VERSIÓN I"

---



Proyecto Final de Ingeniería Eléctrica

Profesor:  
ING. SCHATTENHOFER FEDERICO

Alumno:  
BOUDOT CARLOS

AÑO 2017



## Contenido

---

1	Introducción .....	3
2	Resumen Ejecutivo.....	3
3	Antecedentes .....	3
4	Análisis y Proyección de la Demanda .....	4
4.1	Demanda de energía según las tarifas .....	8
4.2	Demanda de energía según las categorías .....	9
4.3	Áreas de influencia.....	10
5	Idea-Necesidad .....	13
6	Visión, Misión y Objetivos .....	13
6.1	Visión.....	13
6.2	Misión.....	13
6.3	Objetivos.....	13
6.3.1	Objetivos a largo plazo .....	13
6.3.2	Objetivos a corto plazo .....	13
7	Solución propuesta .....	14
8	Descripción del proyecto .....	14
8.1	Traza de la línea .....	14
9	Leyes y Normativas Vigentes.....	15
10	Análisis FODA .....	15
10.1	Fortalezas.....	15
10.2	Oportunidades.....	16
10.3	Debilidades .....	16
10.4	Amenazas.....	16
11	Planificación de las obras .....	16
11.1	Descripción de las actividades.....	16
11.2	Cronograma.....	16
12	Presupuesto .....	17
13	Riesgos.....	18
13.1	Riesgos de Mercado.....	18
13.2	Riesgos Económicos.....	18
14	Plan de Marketing .....	18
14.1	Investigación del Mercado .....	18



14.2	Segmentación .....	18
14.3	Diferenciación .....	18
14.4	Posicionamiento.....	18
14.5	Comunicación.....	18
15	Análisis Económico y Financiero .....	19
15.1	Recupero de la Inversión.....	19
15.2	Flujo de Fondos .....	19
15.2.1	Ingresos.....	19
15.2.2	Egresos.....	19
15.2.3	Flujo de Fondos correspondiente a los distintos Escenarios .....	20
15.3	Rentabilidad de la Inversión.....	26
16	Conclusiones.....	26
17	Anexos.....	26

## 1 Introducción

---

El presente Proyecto “Ampliaciones en la red de 13,2 kV en la zona norte de Concordia” “Versión I” es una actualización del Proyecto realizado en el año 2015. La actualización incluye presupuesto de materiales y mano de obra, cuadro tarifario y la cotización para la compra de energía en el mercado mayorista (CAMMESA).

En el Proyecto realizado en el año 2015 se utilizó el Cuadro Tarifario Provincial vigente para el período 1/11/13 al 31/12/14 y en el presente Proyecto el Cuadro Tarifario Provincial vigente del 1/2/17 al 28/2/17 aprobado por Resolución N° 10/2017 del Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE).

En el Proyecto 2015 se utilizaron los datos de facturación de energía del año 2014 para realizar las gráficas de composición de la demanda y como punto de partida para las proyecciones de la misma. En la actual “Versión I” se actualizaron estos datos de acuerdo a como evolucionó la demanda del año 2014 al 2015 y del año 2015 al 2016 según el tipo, es decir pequeña demanda (residencial y de uso general), mediana demanda y gran demanda.

## 2 Resumen Ejecutivo

---

El crecimiento de la economía y de las actividades comerciales, industriales y turísticas en el área de concesión de la Cooperativa Eléctrica 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 transmisión 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 comercial e industrial, siendo las más destacadas una planta asfáltica, canteras, aserraderos, empaques cítricos de importantes exportadores, una empresa de producción y envasado de alimentos, emprendimientos comerciales y de turismo.

Las instalaciones actuales sostenidas por postes de madera poseen vida útil y confiabilidad de operación reducidas y no son capaces de alimentar el crecimiento de demanda esperado, por lo que se pretende demostrar que el proyecto a evaluar es factible técnica y económicamente.

Se presentará una solución que mejora el servicio en la zona norte de la ciudad de Concordia.

## 3 Antecedentes

---

La empresa a cargo de la distribución en la ciudad de Concordia es la Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda., la cual posee tres subestaciones de rebaje de 33/13,2 kV/kV en la zona norte de la ciudad. Las subestaciones mencionadas son: La Blanca, Autódromo y Osvaldo Magnasco, cada una de ellas con capacidad de admitir cierto crecimiento de la demanda.

La subestación de rebaje La Blanca cuenta con dos transformadores de 33/13,2 kV/kV. Uno de potencia nominal 2000 kVA (T1) y otro de 3400 kVA (T2). Esta subestación posee dos alimentaciones en 33 kV. Una es la Salida N°3 y la otra corresponde a una derivación de la Salida N°5 denominada A5D3, ambas salidas de la Central N°2 de la Cooperativa.

La subestación de rebaje Autódromo es alimentada en 33 kV por la Salida N° 5 y en caso de fallas o mantenimiento de un tramo de dicha salida se puede alimentar por la Salida N° 7 al encontrarse anilladas las líneas mencionadas. El transformador correspondiente a dicho rebaje es de 33/13,2 kV/kV de potencia nominal 1000 kVA.

La subestación de rebaje Osvaldo Magnasco es alimentada en 33 kV por la Salida N° 7 y en caso de fallas o mantenimiento de un tramo de dicha salida se puede alimentar por la Salida N° 5 al encontrarse anilladas las líneas mencionadas. El transformador correspondiente a dicho rebaje es de 33/13,2 kV/kV de potencia nominal 1000 kVA.

## 4 Análisis y Proyección de la Demanda

---

Para analizar el desarrollo de la demanda de energía eléctrica se tomó como referencia el trabajo “Estudio de la Demanda de la Energía Eléctrica en el Sistema de Distribución de la Coop. Eléctrica y O. S. de Cdia. Ltda.”, realizado por el Departamento Proyectos de la empresa; datos de facturación de los usuarios afectados; y mediciones realizadas por el Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE) para control del producto y servicio técnico.

En el estudio realizado en el departamento proyectos desarrollaron tres modelos estimativos a través de los cuales proyectaron la demanda correspondiente a cada alimentador con un horizonte de 10 años.

El modelo econométrico consiste en proyectar el consumo de energía en función de factores de crecimiento demográfico, económicos y de composición de la demanda.

El modelo lineal consiste en proyectar el consumo en función de las mediciones históricas registradas para cada subestación de rebaje, lo que representa el comportamiento futuro de la demanda en función de sus datos de explotación.

El modelo mixto relaciona los resultados de los dos modelos anteriores, lo que nos proporciona como resultado un término medio de crecimiento de la demanda.

Los consumos correspondientes a cada usuario los utilizamos para verificar los valores de potencia y energía actualmente demandados. Dichos datos los solicitamos al Departamento Facturación de la empresa distribuidora de energía y a los encargados del control de calidad del servicio y del producto.

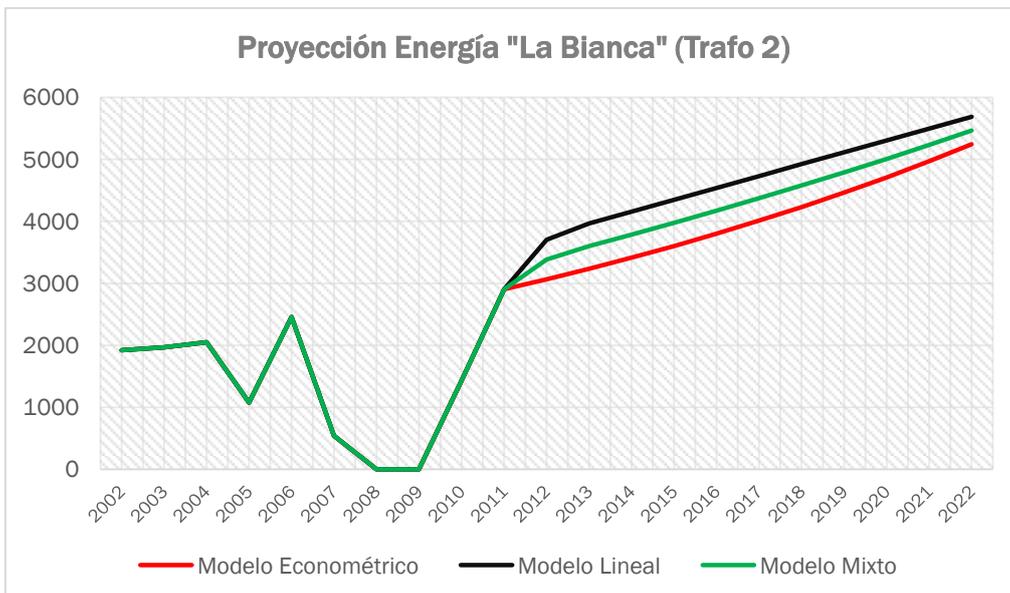
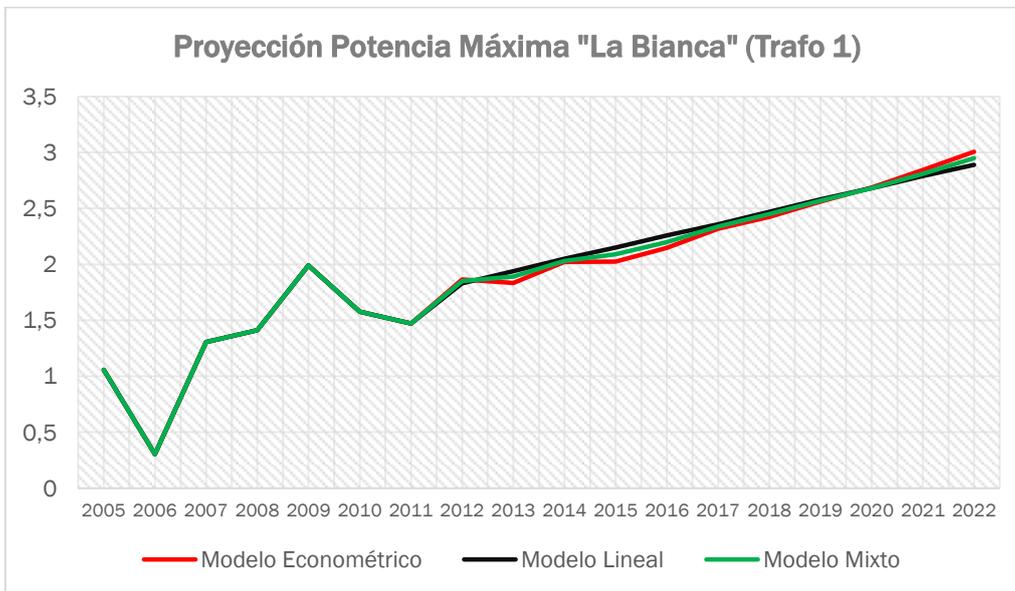
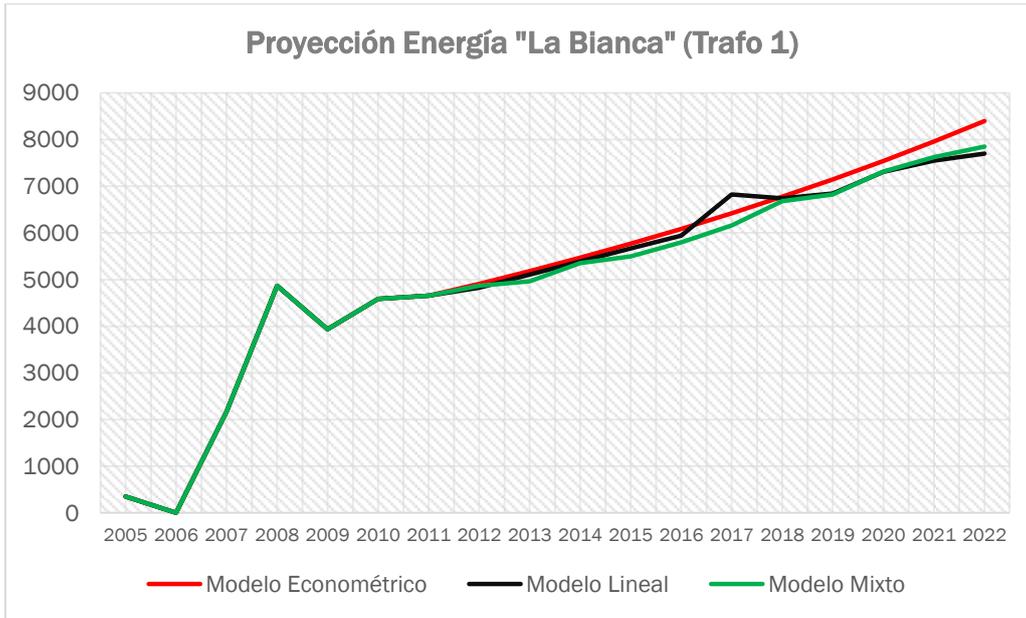
En el presente trabajo se tendrán en cuenta tres escenarios de crecimiento de la demanda de energía consumida y de la potencia máxima con una proyección de 20 años. Uno de los escenarios se denomina “optimista”, otro “pesimista” y otro “intermedio”.

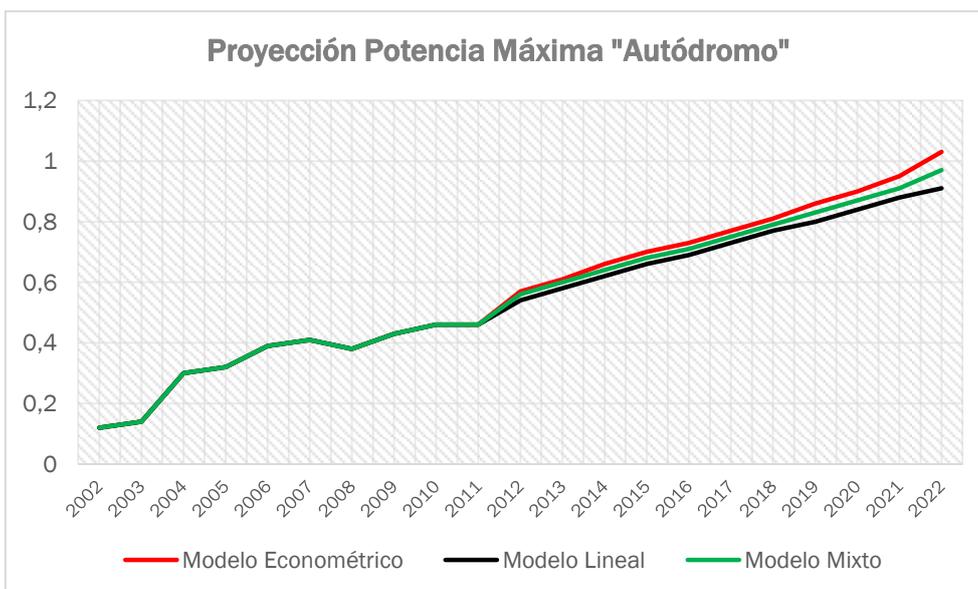
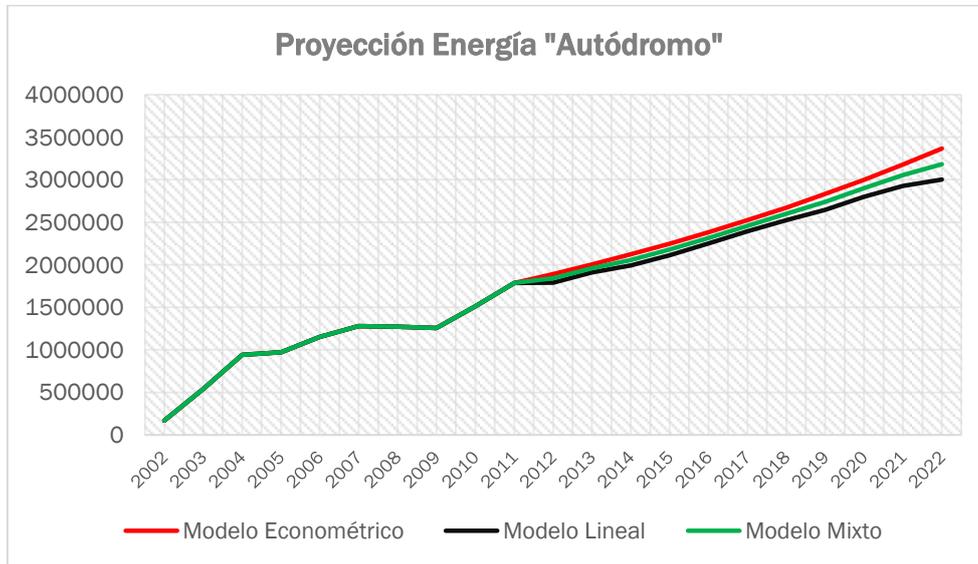
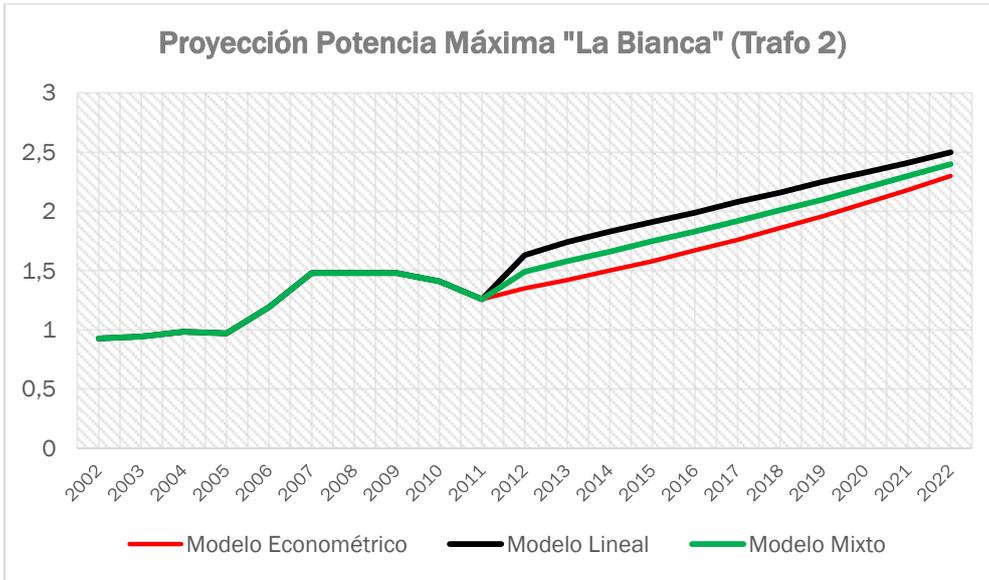
Para definir la tasa de crecimiento del escenario optimista se considera una tasa de crecimiento igual a la tasa optimista obtenida en el trabajo “Estudio de la Demanda de la Energía Eléctrica en el Sistema de Distribución de la Coop. Eléctrica y O. S. de Cdia. Ltda.”, la cual se aplica a los datos de facturación actuales. (Ver inciso 1.4. del Capítulo 1)

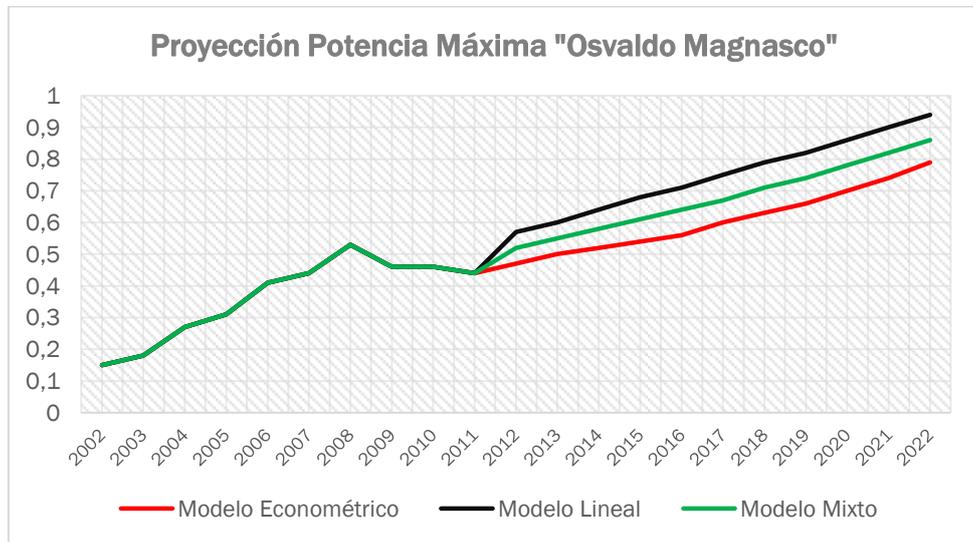
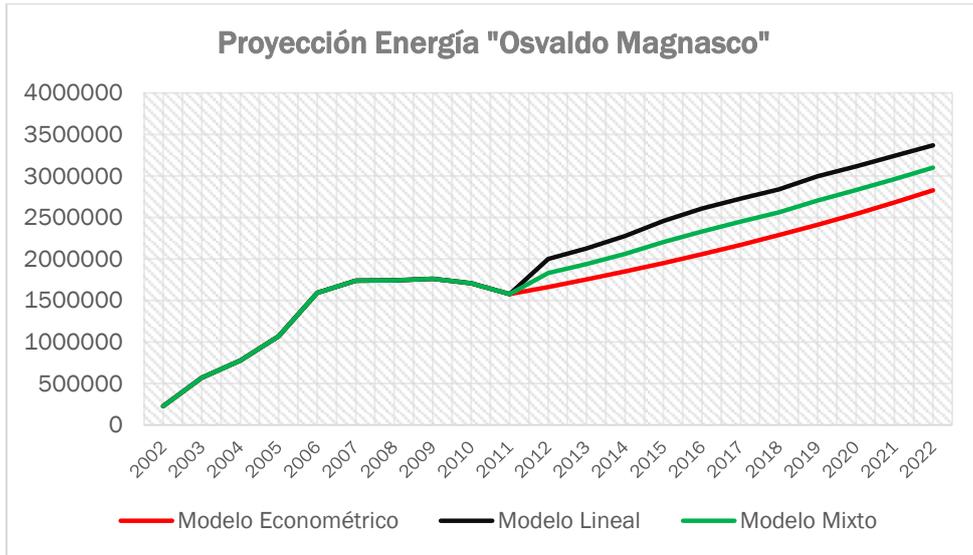
Los escenarios pesimista e intermedio se plantean debido a que el desarrollo de la demanda de grandes usuarios puntuales tiene gran influencia en el crecimiento del consumo total. El Empaque Principal de Salerno consume el 48% de la energía total demandada al rebaje O. Magnasco y Scévola, Constructora y Minería del Este, Transporte El Chiquito y Nordeste S.A. consumen el 78% de la demanda del rebaje Autódromo.

Las tasas de crecimiento resultantes para los diversos escenarios son 6%, 3,5% y 1,5%.

A continuación se pueden observar las gráficas de las distintas proyecciones realizadas, en el estudio citado, para las estaciones transformadoras de interés para el presente proyecto.



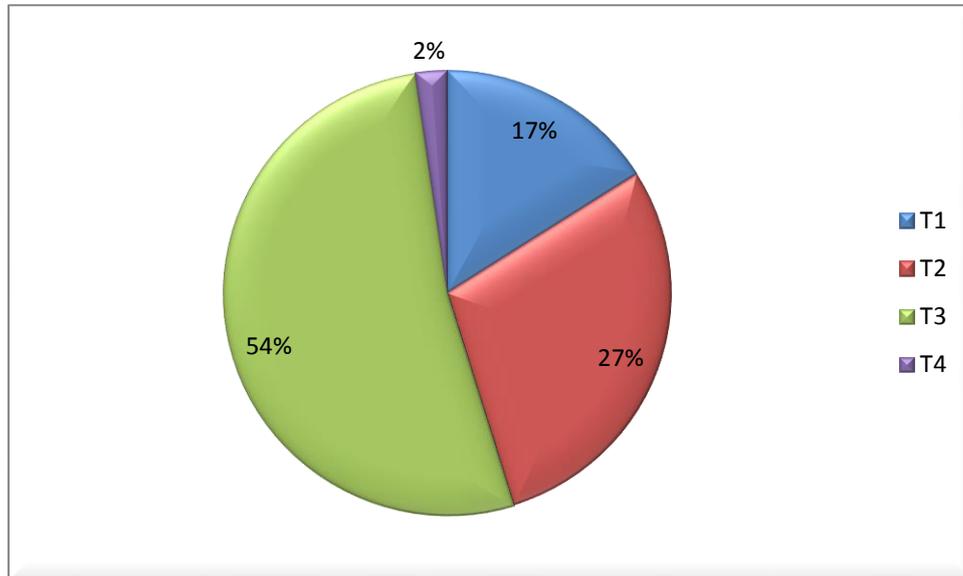




Ver anexo [Proyección del Crecimiento de la Demanda.xlsx](#). Archivo Excel en carpeta Anexos.

#### 4.1 Demanda de energía según las tarifas

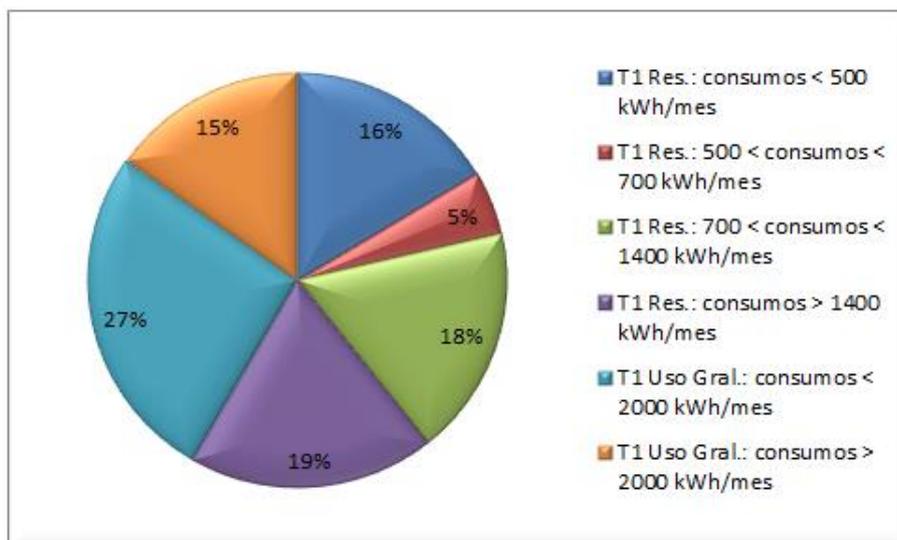
A partir de datos de la facturación de energía del último año se realizaron las gráficas de la composición de la demanda según los distintos tipos de usuarios descriptos en el cuadro tarifario vigente.



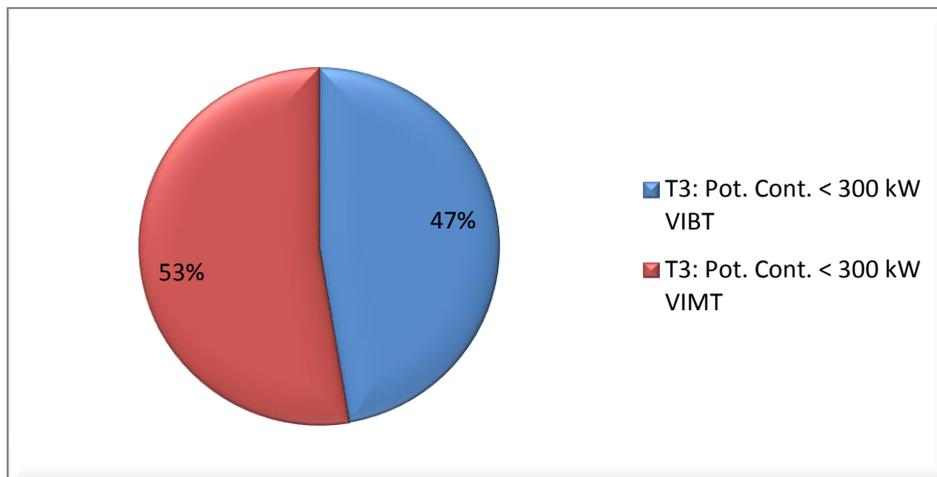
donde:

- T1: Tarifa 1 corresponde a las pequeñas demandas
- T2: Tarifa 2 corresponde a las medianas demandas
- T3: Tarifa 3 corresponde a las grandes demandas
- T4: Tarifa 4 corresponde a las demandas del alumbrado público

Los usuarios T1 se dividen de acuerdo a los consumos de energía por mes y según correspondan a usuarios residenciales o de uso general.



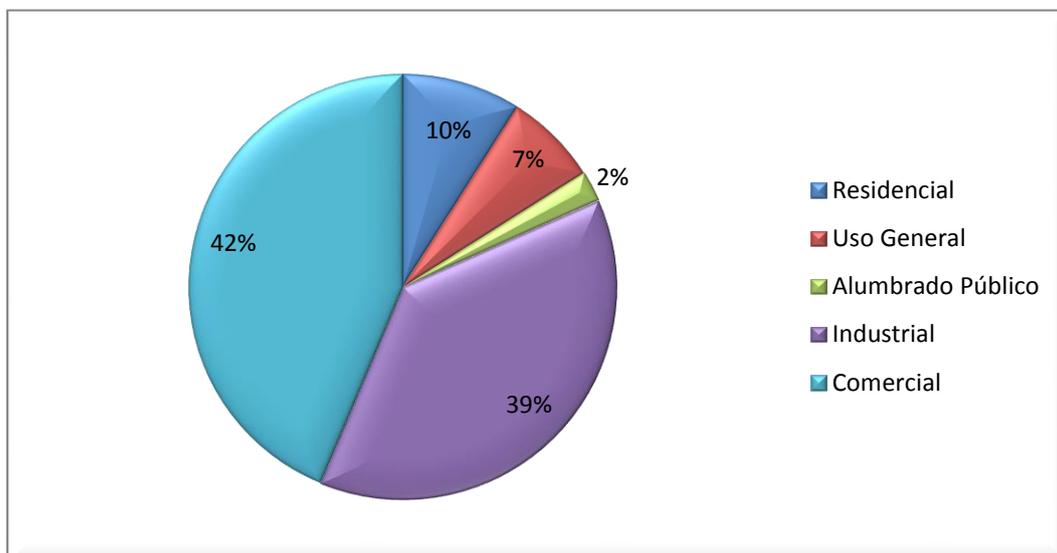
Los usuarios T3 con potencia contratada menor a 300 kW se dividen en aquellos que contratan Vinculación Inferior en Baja Tensión y Vinculación Inferior en Media Tensión.



Ver anexo [Gráficas Composición de la Demanda.xlsx](#). Archivo Excel en carpeta Anexos.

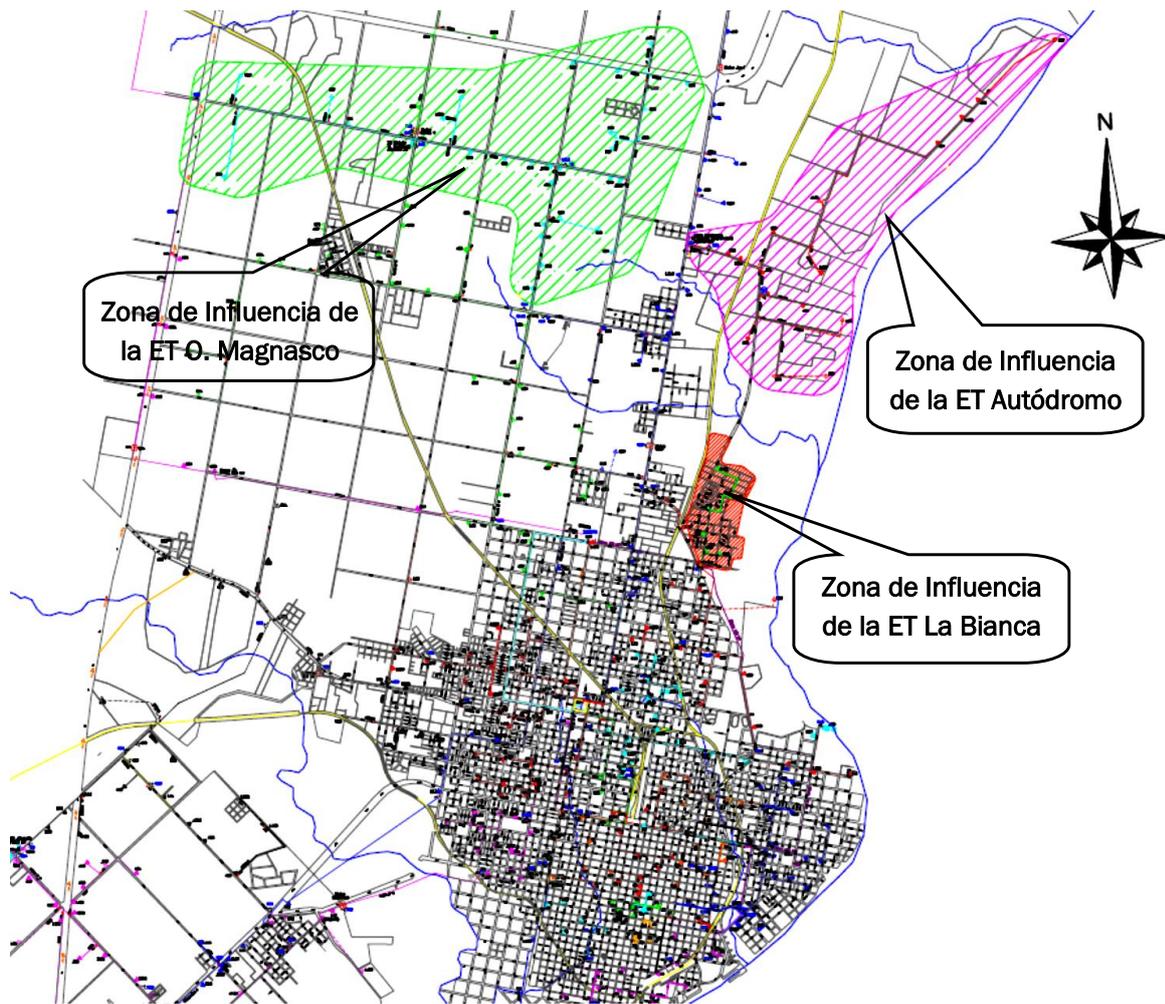
## 4.2 Demanda de energía según las categorías

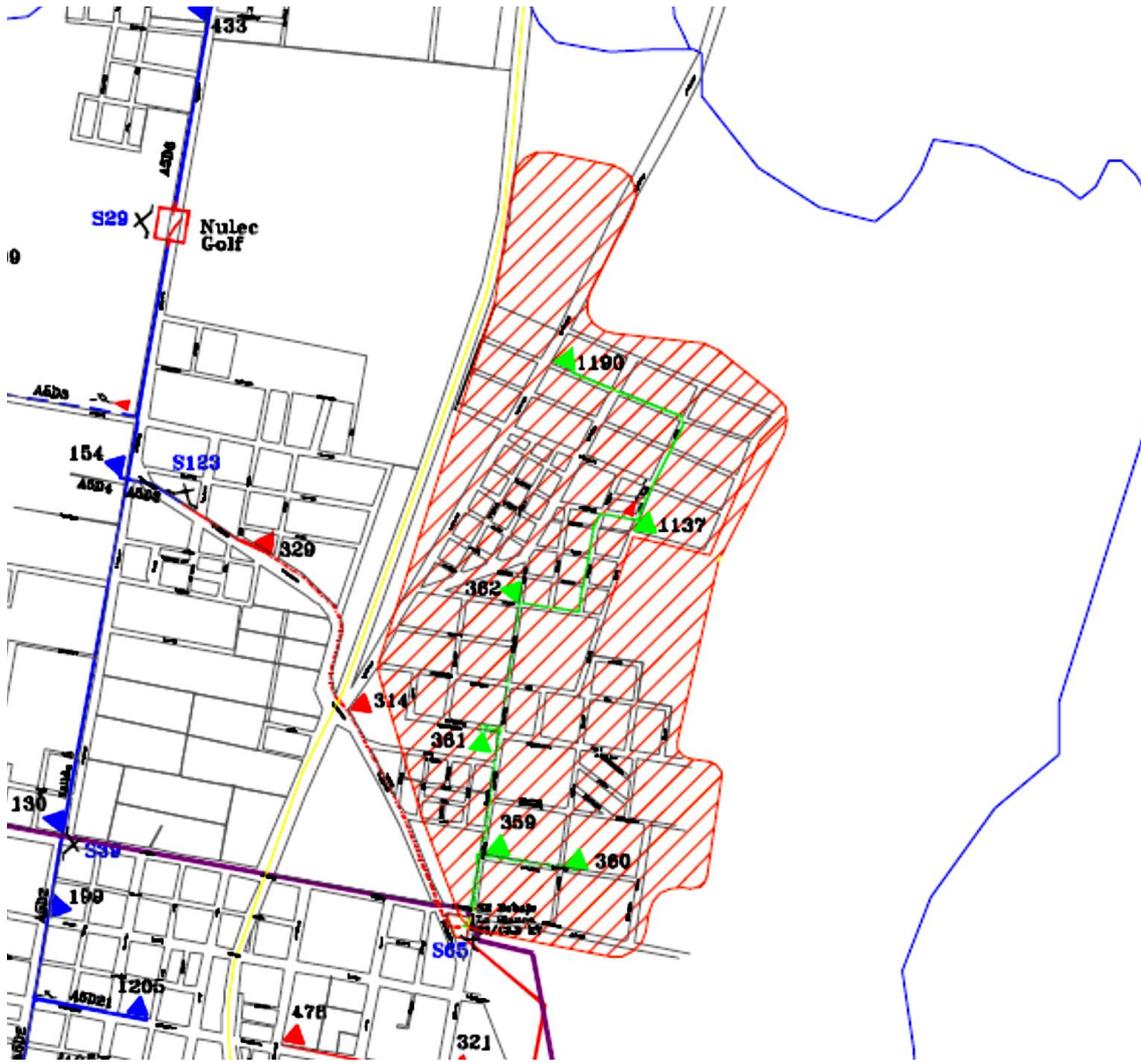
De los datos de la facturación de energía del último año se realiza la composición de la demanda según las distintas categorías.



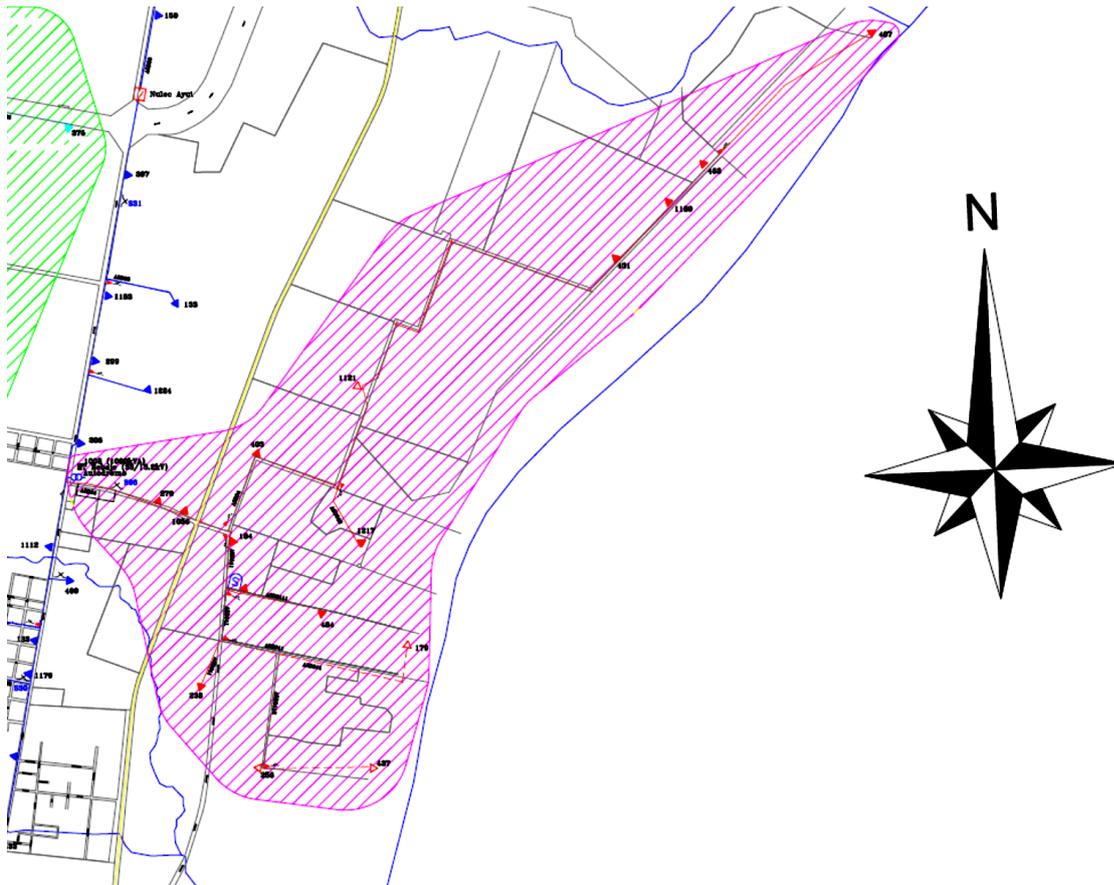
Ver anexo [Gráficas Composición de la Demanda.xlsx](#). Archivo Excel en carpeta Anexos.

### 4.3 Áreas de influencia

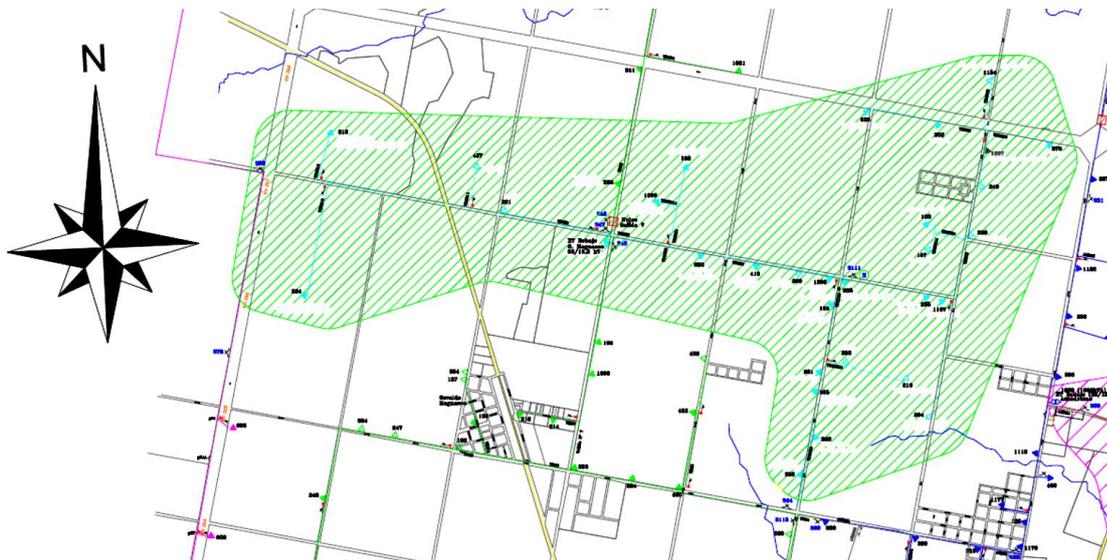




La zona que alimenta la ET La Bianca es una zona urbana con demanda residencial mayoritariamente.



La zona alimentada por la ET Autódromo alimenta grandes y medianas demandas, las cuales se componen de distintas industrias, como por ejemplo la cantera de Scévola, Constructura y Minerías del este, una empresa de producción y envasado de alimentos Nordeste S.R.L., una planta asfáltica, entre las más destacadas.



Finalmente la zona abastecida por la ET O. Magnasco se trata de un consumo del tipo de media demanda, como por ejemplo distintas quintas de fruta y empaques cítricos.

## 5 Idea-Necesidad

---

La planificación de ampliaciones en la red de distribución en 13,2 kV y mejoras a las instalaciones existentes se debe a las siguientes necesidades:

- Las líneas aéreas en 13,2 kV correspondientes a la salida de la subestación de rebaje Osvaldo Magnasco están constituidas por postes de madera, los cuales se deterioran al cabo de cinco años aproximadamente, por lo que deben ser reemplazados en el lapso de tiempo mencionado. Lo mismo ocurre con las líneas de 13,2 kV asociadas al rebaje Autódromo.
- La distribución de energía eléctrica en 13,2 kV en Osvaldo Magnasco es alimentada sólo por la subestación de rebaje mencionada, por lo que una falla en el transformador de la subestación, mantenimientos en la misma o la caída de postes de suspensión de la línea próximos a la subestación mencionada, producen la salida de servicio de la totalidad de la distribución en estudio. Lo mismo ocurre con la distribución en 13,2 kV alimentada por el rebaje Autódromo.
- El desarrollo de los diferentes emprendimientos comerciales, industriales y turísticos en la zona estudiada producirá un aumento en el consumo de energía eléctrica.

## 6 Visión, Misión y Objetivos

---

### 6.1 Visión

Aportar soluciones que se destaquen por el compromiso con el bienestar de los usuarios, a través de la prestación del servicio eléctrico competitivo y de calidad que satisfaga necesidades sociales. Estos servicios se asientan 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.



### 6.2 Misión

Fortalecer la red de media tensión en la zona norte de la ciudad, asegurando a los usuarios energía de calidad que posibilite el desarrollo de las actividades que se llevan a cabo con criterios de solidaridad, sustentabilidad y accesibilidad. Esta misión estará basada en el respeto a los principios y valores del movimiento cooperativo; en el contacto directo con los usuarios, procurando la satisfacción de las necesidades comunes y el fomento de su participación; en el fomento de la comunicación y la educación en todos los niveles y modalidades posibles y en el trabajo constante en pos del mejoramiento y afianzamiento de las relaciones institucionales con todos nuestros grupos de interés.

### 6.3 Objetivos

#### 6.3.1 Objetivos a largo plazo

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

#### 6.3.2 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.

## 7 Solución propuesta

---

Para resolver los problemas indicados se propone el reemplazo de las salidas de las subestaciones Autódromo y O. Magnasco construidas con postes de madera y conductor de menor sección por líneas con columnas de hormigón y conductores de 50 mm<sup>2</sup>. Además se plantea la interconexión de las subestaciones mencionadas y entre la subestación La Bianca y Autódromo.

El objetivo del proyecto es disponer de instalaciones capaces de atender la demanda de potencia y energía prevista para el horizonte de tiempo estudiado, aumentar la confiabilidad del suministro y anillar las salidas del Autódromo, O. Magnasco y La Bianca para facilitar el mantenimiento de las instalaciones y poder atender la demanda frente a la salida de servicio de las subestaciones de rebaje.

Se prevé atender la demanda con un horizonte de 20 años considerando las hipótesis de crecimiento planteadas, cumpliendo con los requerimientos de calidad del producto técnico del EPRE.

El dimensionamiento del electroducto y los materiales utilizados en la construcción del mismo cumplen con las Reglamentaciones de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) y las Normas IRAM respectivamente.

Se tiene como limitación técnica que el crecimiento de la potencia y la energía demandada no superen los máximos previstos.

## 8 Descripción del proyecto

---

Las líneas proyectadas están compuestas por tramos aéreos y subterráneos. Estos últimos son debidos a distintas dificultades que se presentan en la traza de la línea que imposibilitaron el tendido aéreo de la misma.

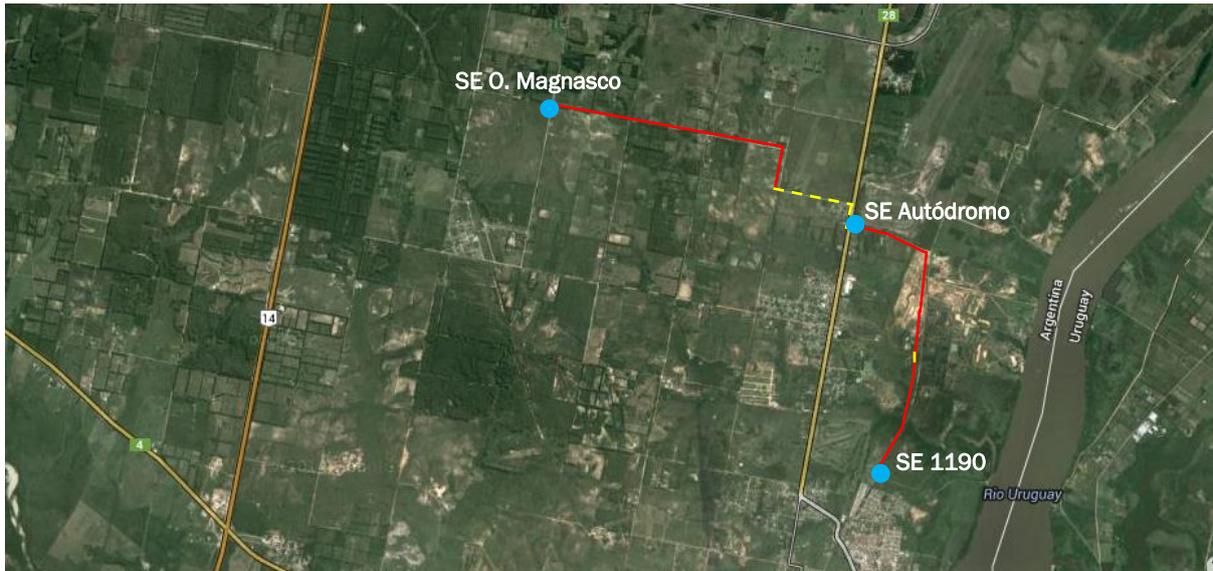
Las dificultades mencionadas son:

- La traza de línea que interconecta la SE 1190 con la ET Autódromo, se cruza con una línea de transmisión de 500 kV. Debido a la baja altura con respecto al terreno de la misma se hace imposible pasar por debajo de ella con una línea aérea.
- En la interconexión entre ET Autódromo y la ET O. Magnasco existe el cruce de una importante arteria de acceso a la ciudad de Concordia y la traza de la línea está próxima a la pista de aterrizaje del aeroclub de dicha ciudad.

### 8.1 Traza de la línea

Para la definición de la ubicación de la obra se tiene en cuenta las especificaciones del inciso 16 de la Reglamentación de Líneas Exteriores de Media y Alta Tensión AEA 95301.

La traza de las líneas proyectadas es la que se indica en la siguiente imagen satelital.



*Imagen satelital donde se indica en rojo la traza de la línea aérea proyectada y en amarillo la línea subterránea*

La línea que vincula la SE 1190 y la SE Autódromo está compuesta por tramos de línea aérea y un tramo de línea subterránea. La línea aérea tiene una longitud de 3979 m, está conformada por 41 estructuras de hormigón armado y disposición de los conductores triangular. Esta línea se encuentra interrumpida entre los piquetes N°15 y N°16 por la línea subterránea mencionada anteriormente debido al cruce con una línea de transmisión de 500 kV. Este tramo tiene una longitud de 84 m.

La interconexión de la ET Autódromo con la ET O. Magnasco tiene un tramo aéreo de una longitud de 3480 m y un tramo subterráneo de 1196 m. La línea aérea cuenta con 36 columnas de hormigón y disposición triangular.

## 9 Leyes y Normativas Vigentes

- Ley N° 24065 – Régimen de la Energía Eléctrica
- Resolución N° 77/1998 SE Nación
- Resolución N° 41/2016 SE Nación
- Anexo I de la Resolución 153/14
- Anexo 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

## 10 Análisis FODA

### 10.1 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

## 10.2 Oportunidades

- Soporte ante fallas
- Electroducto con capacidad de admitir la ampliación de las subestaciones de rebaje

## 10.3 Debilidades

- Necesidad de cortes de suministro programados durante la ejecución de las obras
- Limitación en capacidad instalada en subestaciones de rebaje

## 10.4 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 dependiente de número reducidos de medianos y grandes usuarios
- Reducción de la actividad económica de la zona

# 11 Planificación de las obras

---

La obra consiste en la construcción de la línea de distribución de media tensión que conecta la subestación N° 1190 con el rebaje Autódromo y la línea que vincula esta última con el rebaje Osvaldo Magnasco. Además se instalarán los equipos de seccionamiento y protección asociados sistema de distribución.

El servicio se debe dejar de prestar el menor tiempo posible, por lo que se ejecutarán cortes programados, de manera tal que provoque el mínimo de interrupciones.

Inicialmente se realiza el montaje del tramo SE N° 1190-ET Autódromo, desde la SE N° 1190 siguiendo la traza especificada. Se aprovechará la posibilidad de energizar desde el rebaje La Bianca a través del tramo de línea construido para minimizar el tiempo de interrupción del suministro de energía.

Luego se realiza el montaje del tramo ET Autódromo-ET O. Magnasco, desde la ET Autódromo siguiendo la traza especificada. La habilitación del servicio se va realizando de manera progresiva minimizando el corte del servicio.

## 11.1 Descripción de las actividades

- Definición de la traza, estudios de suelos y planialtimetría
- Construcción de bases de H°S° según dimensiones especificadas en el proyecto
- Armado de los cabezales de estructuras según especificaciones indicadas en el proyecto
- Montaje de columnas de H°A° en la ubicación especificada
- Tendido de conductores
- Preparación de zanja
- Tendido de cable
- Tapado de la zanja y nivelado del terreno
- Montaje de acometida de subterráneos
- Empalme de línea aérea y subterránea
- Revisión general y puesta en servicio

## 11.2 Cronograma

La ejecución de la obra se estima realizar en un plazo de 120 días corridos.

A continuación se indica la duración de cada actividad y luego se presenta el diagrama de Gantt correspondiente a la construcción de las líneas en el cual se detalla la planificación de las obras.

Ver anexo [Ampliación en la Red de 13,2 kV en la Zona Norte de Concordia.pdf](#). Archivo pdf en carpeta Anexos.

<b>Nombre de la Tarea</b>	<b>Duración</b>
<b>Tendido Línea Aérea La Bianca-Autódromo</b>	<b>50,3 días</b>
Definición de la traza, estudios de suelos y planialtimetría	4 días
Construcción de bases	15 días
Montaje de columnas	22,4 días
Armado de los cabezales de estructuras	18,7 días
Tendido de conductores	21,3 días
<b>Tendido Subterráneo La Bianca- Autódromo</b>	<b>4,4 días</b>
Preparación de zanja	0,6 días
Tendido de cable	2 días
Tapado de la zanja y nivelado del terreno	0,3 días
Montaje de acometida de subterráneos	1 día
Empalme de línea aérea y subterránea	0,5 días
<b>Tendido Subterráneo Autódromo-Magnasco</b>	<b>62,1 días</b>
Preparación de zanja	9,4 días
Tendido de cable	29,1 días
Tapado de la zanja y nivelado del terreno	4,7 días
Montaje de acometida de subterráneos	1 día
Empalme de línea aérea y subterránea	0,5 días
<b>Tendido Línea Aérea Autódromo-O. Magnasco</b>	<b>37,13 días</b>
Definición de la traza, estudios de suelos y planialtimetría	3,25 días
Construcción de bases	13,1 días
Montaje de columnas	19,6 días
Armado de los cabezales de estructuras	16,3 días
Tendido de conductores	19 días

## 12 Presupuesto

La determinación del costo de la obra se detalla en anexo [Cómputo de Materiales-Presupuesto.xlsx](#). Archivo Excel en carpeta Anexos.

A continuación se indica el presupuesto de la obra.

<b>Presupuesto</b>	
<b>Presupuesto proyecto</b>	4.326.061,36
<b>Impuesto al Valor Agregado (IVA)</b>	\$ 908.472,89
<b>Presupuesto proyecto (IVA incluido)</b>	\$ 5.234.534,25

## 13 Riesgos

---

### 13.1 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 estudiadas.

### 13.2 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.

## 14 Plan de Marketing

---

### 14.1 Investigación del Mercado

En los últimos catorce años la zona de influencia del proyecto 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. Este desarrollo genera la necesidad de planificar las ampliaciones y mejoras de las instalaciones, ya que las actuales no podrán asegurar un suministro continuo en el corto y mediano plazo.

Hay que tener en cuenta que el espíritu del proyecto no es generar una ganancia neta, 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.

### 14.2 Segmentación

El proyecto se dirige a la pequeña, mediana y gran demanda de energía eléctrica de la zona indicada, proporcionando el abastecimiento de la misma y al mismo tiempo adquiriendo un aumento en la confiabilidad y calidad del servicio prestado.

### 14.3 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 de anillado de las salidas de las subestaciones de rebaje; abastecerá la demanda de energía prevista en el horizonte del proyecto, debido a que el mismo se realizó según la demanda proyectada.

### 14.4 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.

### 14.5 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.

## 15 Análisis Económico y Financiero

---

### 15.1 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 y un porcentaje de material recuperado de la instalación actual.

### 15.2 Flujo de Fondos

#### 15.2.1 Ingresos

El principal ingreso del proyecto proviene de la venta de energía, este es un ingreso de tipo diferencial, es decir, proviene de la diferencia entre la venta de energía prevista con la obra terminada y la venta en el año de inicio del proyecto. Para el cálculo se aplica el cuadro tarifario provincial vigente del 1/2/17 al 28/2/17 aprobado por Resolución N° 10/2017 del Ente provincial Regulador de la Energía (EPRE). (Ver anexo [Facturación.xlsx](#), archivo Excel en carpeta Anexos)

Se tiene en cuenta también como ingreso el ahorro al evitarse el reemplazo periódico de postes de madera, como los que componen la instalación actual. (Ver anexo [Material recuperado y ahorro.xlsx](#), archivo Excel en carpeta Anexos)

Por último se considera el valor de los materiales que componen la red actual y puedan ser reutilizados. (Ver anexo [Material recuperado y ahorro.xlsx](#), archivo Excel en carpeta Anexos)

#### 15.2.2 Egresos

Los egresos que se tienen son la inversión inicial la cual 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).

La compra de energía se realiza al mercado mayorista (CMMESA). Se cotiza de acuerdo a resolución 41/2016 a un valor de 320 \$/MWh para potencia contratada menor a 300 kW y de 770 \$/MWh para potencia contratada mayor a 300 kW.

El otro egreso existente son los gastos de Operación y Mantenimiento y Administración y Facturación. Cada una de estas actividades se estima como el 1% del beneficio de la venta de energía.

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

- Monto Financiado: \$3.460.849 (80% de la inversión)
- Cuotas: 10 semestrales fijas
- Plazo: 5 años
- Sistema de Amortización: alemán
- Tasa de Interés: Estará compuesta por una tasa fija y una variable. La tasa fija será del 12% (TNA). La variable se determina en función de la tasa "Badlar Bancos Privados".

Para más detalles sobre el cálculo del pago del préstamo ver anexo [Financiación.xlsx](#), archivo Excel en carpeta Anexos.

### 14.2.3 Flujo de Fondos correspondiente a los distintos Escenarios

El flujo de fondos se realizó para los tres escenarios de crecimiento de la demanda estudiados. Ver anexo [Flujo de Fondos](#), archivo Excel en carpeta Anexos

#### Escenario Pesimista:

Balance		0	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos	Venta de Energía		\$508.910	\$567.938	\$633.818	\$707.344	\$789.404	\$880.989	\$983.207	\$1.097.291
	Ahorros de mantenimiento		\$68.000	\$85.000	\$106.250	\$132.813	\$166.016	\$207.520	\$259.399	\$324.249
	Material Recuperado	\$28.400								
	Préstamo	\$3.460.849								
	<b>Total de Ingresos</b>	<b>\$3.489.249</b>	<b>\$576.910</b>	<b>\$652.938</b>	<b>\$740.068</b>	<b>\$840.156</b>	<b>\$955.419</b>	<b>\$1.088.509</b>	<b>\$1.242.606</b>	<b>\$1.421.540</b>
Egresos	Inversión Inicial	\$4.326.061								
	Compra de Energía		\$16.042	\$16.283	\$16.527	\$16.775	\$17.027	\$17.282	\$17.541	\$17.805
	Operación y Mantenimiento		\$4.929	\$5.517	\$6.173	\$6.906	\$7.724	\$8.637	\$9.657	\$10.795
	Administración y Facturación		\$4.929	\$5.517	\$6.173	\$6.906	\$7.724	\$8.637	\$9.657	\$10.795
	Cuota	\$0	\$0	\$0	\$692.170	\$692.170	\$692.170	\$692.170	\$692.170	\$0
	Intereses	\$0	\$501.776	\$501.776	\$476.687	\$376.332	\$275.977	\$175.621	\$75.266	\$0
	<b>Total de Egresos</b>	<b>\$4.326.061</b>	<b>\$527.675</b>	<b>\$529.092</b>	<b>\$1.197.730</b>	<b>\$1.099.088</b>	<b>\$1.000.621</b>	<b>\$902.348</b>	<b>\$804.291</b>	<b>\$39.394</b>
<b>Flujo Neto</b>	<b>-\$836.812</b>	<b>\$49.234</b>	<b>\$123.847</b>	<b>-\$457.662</b>	<b>-\$258.932</b>	<b>-\$45.201</b>	<b>\$186.161</b>	<b>\$438.315</b>	<b>\$1.382.146</b>	
<b>Flujo Acumulado</b>	<b>-\$836.812</b>	<b>-\$787.578</b>	<b>-\$663.731</b>	<b>-\$1.121.393</b>	<b>-\$1.380.325</b>	<b>-\$1.425.527</b>	<b>-\$1.239.366</b>	<b>-\$801.050</b>	<b>\$581.095</b>	

**Escenario Pesimista (continuación):**

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
\$1.224.619	\$1.366.731	\$1.525.344	\$1.702.373	\$1.899.960	\$2.120.491	\$2.366.632	\$2.641.359	\$2.947.994	\$3.290.243	\$3.672.245	\$4.098.619	\$4.574.521
\$405.312	\$506.639	\$633.299	\$791.624	\$989.530	\$1.236.913	\$1.546.141	\$1.932.676	\$2.415.845	\$3.019.807	\$3.774.758	\$4.718.448	\$5.898.060
<b>\$1.629.931</b>	<b>\$1.873.371</b>	<b>\$2.158.643</b>	<b>\$2.493.998</b>	<b>\$2.889.490</b>	<b>\$3.357.403</b>	<b>\$3.912.773</b>	<b>\$4.574.036</b>	<b>\$5.363.839</b>	<b>\$6.310.050</b>	<b>\$7.447.758</b>	<b>\$8.817.067</b>	<b>\$10.472.581</b>
\$18.072	\$18.343	\$18.618	\$18.897	\$19.181	\$19.468	\$19.760	\$20.057	\$20.357	\$20.663	\$20.973	\$21.287	\$21.607
\$12.065	\$13.484	\$15.067	\$16.835	\$18.808	\$21.010	\$23.469	\$26.213	\$29.276	\$32.696	\$36.513	\$40.773	\$45.529
\$12.065	\$13.484	\$15.067	\$16.835	\$18.808	\$21.010	\$23.469	\$26.213	\$29.276	\$32.696	\$36.513	\$40.773	\$45.529
\$0	\$0	\$0	\$0									
\$0	\$0	\$0	\$0									
<b>\$42.203</b>	<b>\$45.310</b>	<b>\$48.752</b>	<b>\$52.567</b>	<b>\$56.796</b>	<b>\$61.489</b>	<b>\$66.698</b>	<b>\$72.483</b>	<b>\$78.910</b>	<b>\$86.054</b>	<b>\$93.998</b>	<b>\$102.834</b>	<b>\$112.665</b>
<b>\$1.587.728</b>	<b>\$1.828.060</b>	<b>\$2.109.891</b>	<b>\$2.441.431</b>	<b>\$2.832.694</b>	<b>\$3.295.915</b>	<b>\$3.846.075</b>	<b>\$4.501.553</b>	<b>\$5.284.929</b>	<b>\$6.223.995</b>	<b>\$7.353.005</b>	<b>\$8.714.233</b>	<b>\$10.359.916</b>
<b>\$2.168.824</b>	<b>\$3.996.884</b>	<b>\$6.106.775</b>	<b>\$8.548.206</b>	<b>\$11.380.900</b>	<b>\$14.676.815</b>	<b>\$18.522.890</b>	<b>\$23.024.443</b>	<b>\$28.309.372</b>	<b>\$34.533.367</b>	<b>\$41.886.372</b>	<b>\$50.600.604</b>	<b>\$60.960.520</b>

Escenario Intermedio:

Balance		0	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos	Venta de Energía		\$602.043	\$684.821	\$779.003	\$886.162	\$1.008.090	\$1.146.824	\$1.304.684	\$1.484.310
	Ahorros de mantenimiento		\$68.000	\$85.000	\$106.250	\$132.813	\$166.016	\$207.520	\$259.399	\$324.249
	Material Recuperado	\$28.400								
	Préstamo	\$3.460.849								
	<b>Total de Ingresos</b>	<b>\$3.489.249</b>	<b>\$670.043</b>	<b>\$769.821</b>	<b>\$885.253</b>	<b>\$1.018.975</b>	<b>\$1.174.105</b>	<b>\$1.354.343</b>	<b>\$1.564.083</b>	<b>\$1.808.559</b>
Egresos	Inversión Inicial	\$4.326.061								
	Compra de Energía		\$37.432	\$38.742	\$40.098	\$41.502	\$42.954	\$44.458	\$46.014	\$47.624
	Operación y Mantenimiento		\$5.646	\$6.461	\$7.389	\$8.447	\$9.651	\$11.024	\$12.587	\$14.367
	Administración y Facturación		\$5.646	\$6.461	\$7.389	\$8.447	\$9.651	\$11.024	\$12.587	\$14.367
	Cuota	\$0	\$0	\$0	\$692.170	\$692.170	\$692.170	\$692.170	\$692.170	\$0
	Intereses	\$0	\$501.776	\$501.776	\$476.687	\$376.332	\$275.977	\$175.621	\$75.266	\$0
	<b>Total de Egresos</b>	<b>\$4.326.061</b>	<b>\$550.500</b>	<b>\$553.440</b>	<b>\$1.223.733</b>	<b>\$1.126.896</b>	<b>\$1.030.403</b>	<b>\$934.296</b>	<b>\$838.623</b>	<b>\$76.358</b>
<b>Flujo Neto</b>		<b>-\$836.812</b>	<b>\$119.543</b>	<b>\$216.381</b>	<b>-\$338.480</b>	<b>-\$107.922</b>	<b>\$143.702</b>	<b>\$420.047</b>	<b>\$725.460</b>	<b>\$1.732.201</b>
<b>Flujo Acumulado</b>		<b>-\$836.812</b>	<b>-\$717.269</b>	<b>-\$500.887</b>	<b>-\$839.368</b>	<b>-\$947.290</b>	<b>-\$803.588</b>	<b>-\$383.541</b>	<b>\$341.919</b>	<b>\$2.074.121</b>

**Escenario Intermedio (continuación):**

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
\$1.688.707	\$1.921.295	\$2.185.967	\$2.487.153	\$2.829.897	\$3.219.937	\$3.663.809	\$4.168.947	\$4.743.817	\$5.398.054	\$6.142.624	\$6.990.012	\$7.954.426
\$405.312	\$506.639	\$633.299	\$791.624	\$989.530	\$1.236.913	\$1.546.141	\$1.932.676	\$2.415.845	\$3.019.807	\$3.774.758	\$4.718.448	\$5.898.060
<b>\$2.094.019</b>	<b>\$2.427.935</b>	<b>\$2.819.266</b>	<b>\$3.278.777</b>	<b>\$3.819.427</b>	<b>\$4.456.850</b>	<b>\$5.209.950</b>	<b>\$6.101.623</b>	<b>\$7.159.663</b>	<b>\$8.417.861</b>	<b>\$9.917.383</b>	<b>\$11.708.460</b>	<b>\$13.852.486</b>
\$49.291	\$51.016	\$52.802	\$54.650	\$56.563	\$58.542	\$60.591	\$62.712	\$64.907	\$67.179	\$69.530	\$71.963	\$74.482
\$16.394	\$18.703	\$21.332	\$24.325	\$27.733	\$31.614	\$36.032	\$41.062	\$46.789	\$53.309	\$60.731	\$69.180	\$78.799
\$16.394	\$18.703	\$21.332	\$24.325	\$27.733	\$31.614	\$36.032	\$41.062	\$46.789	\$53.309	\$60.731	\$69.180	\$78.799
\$0	\$0	\$0	\$0									
\$0	\$0	\$0	\$0									
<b>\$82.079</b>	<b>\$88.422</b>	<b>\$95.465</b>	<b>\$103.300</b>	<b>\$112.029</b>	<b>\$121.770</b>	<b>\$132.656</b>	<b>\$144.837</b>	<b>\$158.485</b>	<b>\$173.796</b>	<b>\$190.992</b>	<b>\$210.324</b>	<b>\$232.081</b>
<b>\$2.011.939</b>	<b>\$2.339.513</b>	<b>\$2.723.801</b>	<b>\$3.175.478</b>	<b>\$3.707.398</b>	<b>\$4.335.080</b>	<b>\$5.077.294</b>	<b>\$5.956.787</b>	<b>\$7.001.178</b>	<b>\$8.244.065</b>	<b>\$9.726.391</b>	<b>\$11.498.135</b>	<b>\$13.620.405</b>
<b>\$4.086.060</b>	<b>\$6.425.573</b>	<b>\$9.149.375</b>	<b>\$12.324.852</b>	<b>\$16.032.250</b>	<b>\$20.367.330</b>	<b>\$25.444.624</b>	<b>\$31.401.411</b>	<b>\$38.402.588</b>	<b>\$46.646.653</b>	<b>\$56.373.044</b>	<b>\$66.373.044</b>	<b>\$81.491.584</b>

Escenario Optimista:

Balance		0	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos	Venta de Energía		\$718.460	\$836.687	\$974.435	\$1.134.936	\$1.321.954	\$1.539.879	\$1.793.827	\$2.089.764
	Ahorros de mantenimiento		\$68.000	\$85.000	\$106.250	\$132.813	\$166.016	\$207.520	\$259.399	\$324.249
	Material Recuperado	\$28.400								
	Préstamo	\$3.460.849								
	<b>Total de Ingresos</b>	<b>\$3.489.249</b>	<b>\$786.460</b>	<b>\$921.687</b>	<b>\$1.080.685</b>	<b>\$1.267.748</b>	<b>\$1.487.969</b>	<b>\$1.747.398</b>	<b>\$2.053.226</b>	<b>\$2.414.013</b>
Egresos	Inversión Inicial	\$4.326.061								
	Compra de Energía		\$64.169	\$68.020	\$72.101	\$76.427	\$81.012	\$85.873	\$91.025	\$96.487
	Operación y Mantenimiento		\$6.543	\$7.687	\$9.023	\$10.585	\$12.409	\$14.540	\$17.028	\$19.933
	Administración y Facturación		\$6.543	\$7.687	\$9.023	\$10.585	\$12.409	\$14.540	\$17.028	\$19.933
	Cuota	\$0	\$0	\$0	\$692.170	\$692.170	\$692.170	\$692.170	\$692.170	\$0
	Intereses	\$0	\$501.776	\$501.776	\$476.687	\$376.332	\$275.977	\$175.621	\$75.266	\$0
	<b>Total de Egresos</b>	<b>\$4.326.061</b>	<b>\$579.031</b>	<b>\$585.169</b>	<b>\$1.259.004</b>	<b>\$1.166.099</b>	<b>\$1.073.978</b>	<b>\$982.744</b>	<b>\$892.518</b>	<b>\$136.353</b>
<b>Flujo Neto</b>		<b>-\$836.812</b>	<b>\$207.430</b>	<b>\$336.518</b>	<b>-\$178.319</b>	<b>\$101.650</b>	<b>\$413.992</b>	<b>\$764.654</b>	<b>\$1.160.709</b>	<b>\$2.277.660</b>
<b>Flujo Acumulado</b>		<b>-\$836.812</b>	<b>-\$629.383</b>	<b>-\$292.864</b>	<b>-\$471.183</b>	<b>-\$369.533</b>	<b>\$44.458</b>	<b>\$809.112</b>	<b>\$1.969.821</b>	<b>\$4.247.481</b>

**Escenario Optimista (continuación):**

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
\$2.434.642	\$2.836.568	\$3.304.991	\$3.850.927	\$4.487.220	\$5.228.841	\$6.093.246	\$7.100.783	\$8.275.178	\$9.644.089	\$11.239.762	\$13.099.792	\$15.268.010
\$405.312	\$506.639	\$633.299	\$791.624	\$989.530	\$1.236.913	\$1.546.141	\$1.932.676	\$2.415.845	\$3.019.807	\$3.774.758	\$4.718.448	\$5.898.060
<b>\$2.839.953</b>	<b>\$3.343.207</b>	<b>\$3.938.290</b>	<b>\$4.642.551</b>	<b>\$5.476.750</b>	<b>\$6.465.754</b>	<b>\$7.639.387</b>	<b>\$9.033.460</b>	<b>\$10.691.023</b>	<b>\$12.663.895</b>	<b>\$15.014.520</b>	<b>\$17.818.240</b>	<b>\$21.166.070</b>
\$102.276	\$108.413	\$114.918	\$121.813	\$129.121	\$136.869	\$145.081	\$153.786	\$163.013	\$172.793	\$183.161	\$194.151	\$205.800
\$23.324	\$27.282	\$31.901	\$37.291	\$43.581	\$50.920	\$59.482	\$69.470	\$81.122	\$94.713	\$110.566	\$129.056	\$150.622
\$23.324	\$27.282	\$31.901	\$37.291	\$43.581	\$50.920	\$59.482	\$69.470	\$81.122	\$94.713	\$110.566	\$129.056	\$150.622
\$0	\$0	\$0	\$0									
\$0	\$0	\$0	\$0									
<b>\$148.924</b>	<b>\$162.976</b>	<b>\$178.719</b>	<b>\$196.395</b>	<b>\$216.283</b>	<b>\$238.708</b>	<b>\$264.044</b>	<b>\$292.726</b>	<b>\$325.256</b>	<b>\$362.219</b>	<b>\$404.293</b>	<b>\$452.264</b>	<b>\$507.044</b>
<b>\$2.691.030</b>	<b>\$3.180.231</b>	<b>\$3.759.571</b>	<b>\$4.446.156</b>	<b>\$5.260.467</b>	<b>\$6.227.046</b>	<b>\$7.375.343</b>	<b>\$8.740.734</b>	<b>\$10.365.767</b>	<b>\$12.301.676</b>	<b>\$14.610.227</b>	<b>\$17.365.976</b>	<b>\$20.659.026</b>
<b>\$6.938.511</b>	<b>\$10.118.742</b>	<b>\$13.878.313</b>	<b>\$18.324.470</b>	<b>\$23.584.937</b>	<b>\$29.811.983</b>	<b>\$37.187.325</b>	<b>\$45.928.060</b>	<b>\$56.29.827</b>	<b>\$68.595.503</b>	<b>\$83.205.730</b>	<b>\$100.571.706</b>	<b>\$121.230.732</b>

### 15.3 Rentabilidad de la Inversión

Para analizar la rentabilidad presentaremos la siguiente tabla con el resumen de los resultados de los flujos de fondos realizados para cada uno de los escenarios planteados anteriormente: (Ver anexo [Flujo de Fondos.xlsx](#), archivo Excel en carpeta Anexos)

	Escenario Pesimista	Escenario Intermedio	Escenario Optimista
<b>VAN</b>	\$ 5.811.810	\$ 8.469.866,56	\$ 13.164.468,33
<b>TIR</b>	33%	40%	50%
<b>Periodo de Repago</b>	8 años	7 años	5 años

Vemos que en cualquiera de los escenarios el periodo de repago es menor que la vida útil del proyecto y obtenemos VAN positivo y TIR superior a la tasa de referencia, por lo que en cualquiera de ellos el proyecto es rentable. Obviamente los mayores beneficios se dan en el escenario optimista ya que como se ve en la tabla anterior se obtiene un elevado VAN, lo que nos da como resultado una TIR elevada al final de la vida útil del proyecto.

## 16 Conclusiones

Con la puesta en servicio de esta instalación se logrará brindar una significativa mejora en la distribución de energía eléctrica, mediante una inversión reducida y fácilmente recuperable, aun considerando escenarios de crecimiento desfavorable.

Se verá ampliada en gran medida la capacidad de transporte de energía y se obtendrá mayor confiabilidad debido a las interconexiones posibles, lo que supondrá un impacto positivo en el desarrollo de las actividades productivas de la región en cuestión.

La obra no tiene como finalidad generar beneficios económicos, la importancia de la misma radica en el compromiso de la distribuidora de abastecer a todos los usuarios que deseen instalarse dentro la zona de concesión.

## 17 Anexos

En los siguientes archivos se encuentran los cálculos a los que se hace referencia en el plan de negocios. Los mismos se encuentran en la carpeta Anexos

- [Proyección del Crecimiento de la Demanda.xlsx](#)
- [Gráficas Composición de la Demanda.xlsx](#)
- [Ampliación de la Red de 13,2 kV en la Zona Norte de Concordia.pdf](#)
- [Cómputo de Materiales-Presupuesto.xlsx](#)
- [Facturación.xlsx](#)
- [Material recuperado y ahorro.xlsx](#)
- [Financiación.xlsx](#)
- [Flujo de Fondos.xlsx](#)



---

**FIN**

---

