

Proyecto Final de Ingeniería Eléctrica

Estudio de la Demanda de Necochea-Quequén

Análisis de Pre-Factibilidad

Marcos Cambareri

27/08/2010

Tutores:

Ing. Eduardo Nasarov

Ing. Guillermo Di Mauro

El presente documento pretende efectuar un primer análisis de las demanda dentro del área de concesión de la Usina Popular Cooperativa "Sebastián de María", con el objeto de aportar información para la toma de decisiones en el desarrollo del Sistema de Distribución de Energía y contribuir con algunas conclusiones al respecto.



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecerle a mi familia que me apoyó siempre desde el comienzo hasta el final de la carrera, porque confiaron en mí en todo momento y me dieron el aliento necesario en los momentos más difíciles, enseñándome que la perseverancia y el esfuerzo son el camino para lograr los objetivos.

A mis amigos que siempre me brindaron su apoyo y constante estímulo y me enseñaron a enfrentar los obstáculos con paciencia, tranquilidad y alegría.

A los compañeros de la Usina por la generosidad, aportes, sugerencias y valiosas críticas al discutir este trabajo.

Finalmente, a los tutores de este trabajo, Eduardo Nasarov y Guillermo Di Mauro, que me dieron la oportunidad de recurrir a su capacidad y experiencia en un marco de confianza, afecto y amistad, fundamentales para la concreción de este trabajo.

Resumen

El proyecto consiste en el estudio de pre-factibilidad para la construcción de una nueva Estación Transformadora y derivación de la línea de 132 [kV] sobre una de las líneas de la red de transporte de Transba.

En la actualidad la Usina Popular Cooperativa se vincula a la red de transporte de Transba mediante dos puntos de conexión ubicados, uno en Necochea, con tres transformadores y sistemas de barras; y otro en Quequén, con un solo transformador vinculado a la red de transporte en derivación directa. Esta última configuración resta confianza operativa, puesto que ante indisponibilidad del único transformador o de la línea Necochea – Mar del Plata, se requiere tomar toda la carga desde el punto de conexión Necochea.

Si bien esta operatoria se ha venido efectuando hasta el presente, se ha observado que con el paulatino incremento de la demanda de los últimos años, se vuelve cada vez más crítica.

Contenido

AGRADECIMIENTOS	2
RESUMEN	3
CONTENIDO	4
MEMORIA DESCRIPTIVA	6
OBJETIVO DEL PROYECTO	6
JUSTIFICACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN	6
SUPERFICIE QUE COMPRENDERÁ EL PROYECTO	6
DEFINICIONES BÁSICAS	7
INTRODUCCIÓN	9
CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	9
CONCEPTOS DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	9
REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA	9
DISPOSICIÓN DE LOS CIRCUITOS	10
CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	12
MODELO DE DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA DEMANDA	13
MACROPROYECCIÓN DE LA DEMANDA	13
MICROPROYECCIÓN DE LA DEMANDA	14
PRONOSTICO ESPACIAL DE LA DEMANDA	14
ESTUDIO DE ZONAS	16
MODELO DE PREDICCIÓN: AUTÓNOMO	16
ANÁLISIS INDIVIDUAL POR ZONAS	16
CURVAS DE CARGA CARACTERÍSTICAS	19
ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA	22
ANÁLISIS DE DATOS	43
INDICADORES HABITUALES DE CONSUMO	43

VARIABLES A PRONOSTICAR	44
TASA DE CRECIMIENTO ANUAL	47
ESTIMACIÓN GLOBAL DE POTENCIA MÁXIMA	50
<u>PUNTOS DE CONEXIÓN CON EL SADI Y CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN</u>	51
<u>ANÁLISIS POR ZONAS</u>	55
<u>CAMPOS DE TRANSFORMACIÓN</u>	62
ALTERNATIVA I	64
ALTERNATIVA II	65
ALTERNATIVA III	65
ALTERNATIVA IV	67
<u>PROPUESTAS DE AMPLIACIÓN DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN (13.2 [KV])</u>	69
<u>EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL</u>	79
MEDIO NATURAL	79
MEDIO SOCIOECONÓMICO	84
<u>ESTUDIO ECONÓMICO</u>	88
PROYECTO DE INVERSIÓN	88
ESTUDIO FINANCIERO	88
<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	89
<u>ANEXO</u>	90
CARACTERÍSTICAS DE LOS ANALIZADORES DE REDES (REGISTRADORES)	90
PRESUPUESTO, ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD Y DIAGRAMAS (TRANSBA)	95

Memoria Descriptiva

Objetivo del Proyecto

El proyecto plantea el estudio de pre-factibilidad para la construcción y la puesta en servicio de una nueva Estación Transformadora y, como consecuencia, derivación de la línea de 132 [kV] sobre la red de transporte de TRANSBA, con el objetivo de aumentar la confiabilidad operativa del sistema de distribución responsabilidad de la Cooperativa.

Justificación de la localización

En la actualidad la Usina Popular Cooperativa se vincula a la red de transporte de Transba mediante dos puntos de conexión ubicados, uno en Necochea, con tres transformadores y sistemas de barras; y otro en Quequén, con un solo transformador vinculado a la red de transporte en derivación directa. Esta última configuración resta confianza operativa, puesto que ante indisponibilidad del único transformador o de la línea Necochea – Mar del Plata, se requiere tomar toda la carga desde el punto de conexión Necochea.

Si bien esta operatoria se ha venido efectuando hasta el presente, se ha observado que el paulatino incremento de la demanda de los últimos años, se vuelve cada vez más crítica.

Como aclaración se destaca que los vínculos entre puntos de conexión deben hacerse sorteando el Río Quequén y que la demanda propia de Quequén es un 40 [%] de la total abastecida por la Cooperativa.

Dada la importancia y magnitud de la demanda en la ciudad de Necochea y Quequén, se considera de suma necesidad poder realizar esta obra, que consiste en:

1. Dividir la línea Necochea / Gonzales Chávez (132 [kV]) haciéndole entrada y salida.
2. Construir una Nueva Estación Transformadora en Quequén.

Superficie que comprenderá el proyecto

Dentro del predio que contiene las actuales instalaciones, el nuevo campo de transformación ocupará unos 400 [m²].

Definiciones Básicas

Carga

Es la potencia instantánea o valor eficaz de la corriente absorbida de la red de distribución (en el terminal receptor) por uno o más consumidores o usuarios del servicio eléctrico.

Demanda

La demanda de una instalación o sistema, es la carga en el terminal receptor, promediada sobre un intervalo de tiempo especificado.

Intervalo de demanda

Es el periodo de tiempo t_i sobre el cual se promedia la carga.

$$D = \frac{1}{t_i} \int_0^{t_i} L(t) dt$$

Ecuación 1

Siendo

D : intervalo de demanda.

t_i : periodo de tiempo sobre el cual se promedia la carga.

$L(t)$: variación temporal de la carga en el periodo t_i .

Curva de demanda

Es la variación temporal de la demanda a intervalos discretos durante un tiempo especificado T . Es usual para caracterizar a determinado tipo de consumidor o usuario conocer su curva de demanda diaria, semanal, mensual o anual.

Demanda máxima

La demanda máxima de una instalación o sistema, es el mayor valor de todas las demandas que han ocurrido en el periodo de tiempo especificado T .

Factor de diversidad

Es el cociente entre la suma de las demandas máximas individuales de un grupo de consumidores y la demanda máxima total simultánea, sobre un intervalo de tiempo especificado T .

Normalmente este factor es mayor que la unidad dado que, en general, las demandas máximas individuales no se producen todas en el mismo instante de tiempo, inclusive las de consumidores homogéneos de hábitos de consumo similares. Entonces,

$$FD = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{D_{max}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Siendo

FD : Factor de diversidad

D_{mi} : Demanda máxima del consumidor i

D_{max} : Demanda máxima simultánea de los n consumidores

n : número de consumidores

Factor de simultaneidad

Es la inversa del factor de diversidad, siendo menor que la unidad

$$FS = FD^{-1} = \frac{D_{max}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}} \quad \text{Ecuación 3}$$

A este factor se lo denomina también factor de coincidencia y es ampliamente utilizado para dimensionar instalaciones de distribución que alimentan grupos o concentraciones de consumidores.

Factor de utilización

Es la relación entre la potencia máxima del sistema o instalación y la capacidad nominal del mismo.

$$FU = \frac{S_{max}}{S_N} \quad \text{Ecuación 4}$$

Siendo

FU : Factor de utilización.

S_{MAX} : potencia máxima suministrada por dicha instalación.

S_N : capacidad nominal del transformador asociado.

Introducción

Consideraciones generales sobre los sistemas de distribución de energía

Debe tenerse en cuenta que los elementos que componen un sistema de distribución tienen que ser utilizados por periodos de tiempo extensos, por lo tanto, deben ser elegidos con un criterio de compromiso entre el presente mensurable y el futuro más o menos previsible. Es sabido, también, que las redes subterráneas son difícilmente modificables, mientras que las aéreas tienen una mejor flexibilidad.

Según este concepto de Distribución, partiendo desde los consumidores individuales y sus cargas, se procede, a través de diversas etapas de recolección, a agruparlos en nuevos núcleos, incrementando sus cargas, hasta alcanzar la Central Generadora o bien la SE de rebaje.

Conceptos de los componentes de un sistema de distribución

La Subtransmisión es una tarea conferida a una porción del sistema del servicio eléctrico. Esta tarea es realizada por las líneas que llevan energía desde la central y la SE de rebaje (la SE donde se recibe la energía en forma masiva desde el Sistema de Transmisión) hasta las subestaciones de distribución, en las que la tensión es reducida al valor de la tensión primaria de distribución, y a los grandes consumidores. Tanto las SE de Distribución como los grandes consumidores están localizados, y representan cargas a lo largo del circuito de Subtransmisión.

Redes de distribución primaria y secundaria

La subtransmisión, la distribución primaria y la distribución secundaria, comprenden tres subsistemas vinculados entre sí por los puntos de transformación donde se transfiere energía de un nivel a otro de menor tensión y de creciente extensión, hasta finalmente ponerla a disposición del usuario a la tensión normalizada dentro de variaciones entre márgenes preestablecidos.

No necesariamente todos los usuarios son alimentados desde los circuitos secundarios o de BT; según la magnitud de sus consumos pueden ser alimentados directamente desde la red primaria o aun también desde la red del Sistema de Transmisión.

A partir de las subestaciones de distribución, nacen las líneas que componen la distribución primaria, la que va descargando energía en los centros de transformación, también denominados cámaras o puestos de transformación (aéreos, a nivel o subterráneos) desde donde nacen las redes de baja tensión.

Disposición de los circuitos

La clasificación de los circuitos de Transmisión, Subtransmisión y Distribución de la energía eléctrica se basa en cuatro disposiciones bien diferenciadas:

- a) **Disposición Radial:** en la Figura 1 se muestra la representación esquemática más sencilla de esta disposición poco usual debido a la relativamente pobre confiabilidad comparada con otras disposiciones. Una falla en un circuito radial resulta en una interrupción de servicio a todas las subestaciones servidas desde el circuito. Los diseños del sistema generalmente requieren que los circuitos de los Sistemas de Transmisión puedan transportar grande bloques de energía a las diversas subestaciones de Distribución. Consecuentemente una falla sobre un circuito del Sistema de Transmisión radial afectara a un considerable número de consumidores.

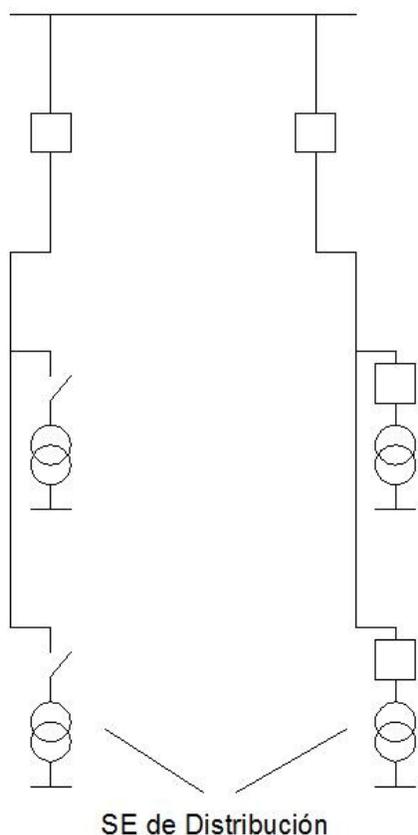


Figura 1 – Circuito de disposición radial.

- b) **Circuitos Anillo:** esta disposición es mostrada en la Figura 2. Con este esquema seccionalizado, una falla en la línea del sistema de transmisión, dependiendo de donde ella ocurra, no interrumpirá el servicio de ninguna SE o, a lo sumo, se lo interrumpirá a una. Las fallas son aisladas del sistema por la apertura de los interruptores cercanos a la

falla. Todas las secciones de los anillos deben ser diseñadas de manera tal que ellos no se recarguen cuando un tramo queda fuera de servicio.

Cuando dos circuitos paralelos sirven a una SE, estos pueden operar como anillo abierto o cerrado. En el primer caso, la alimentación se hace solamente por una de las ramas del anillo, y eventualmente o alternativamente, por la otra.

En general, ya en el campo de la ejecución, no es conveniente montar las líneas paralelas que conforman un anillo cercanas unas de otras, para evitar que una avería en una de ellas se propague a la otra.

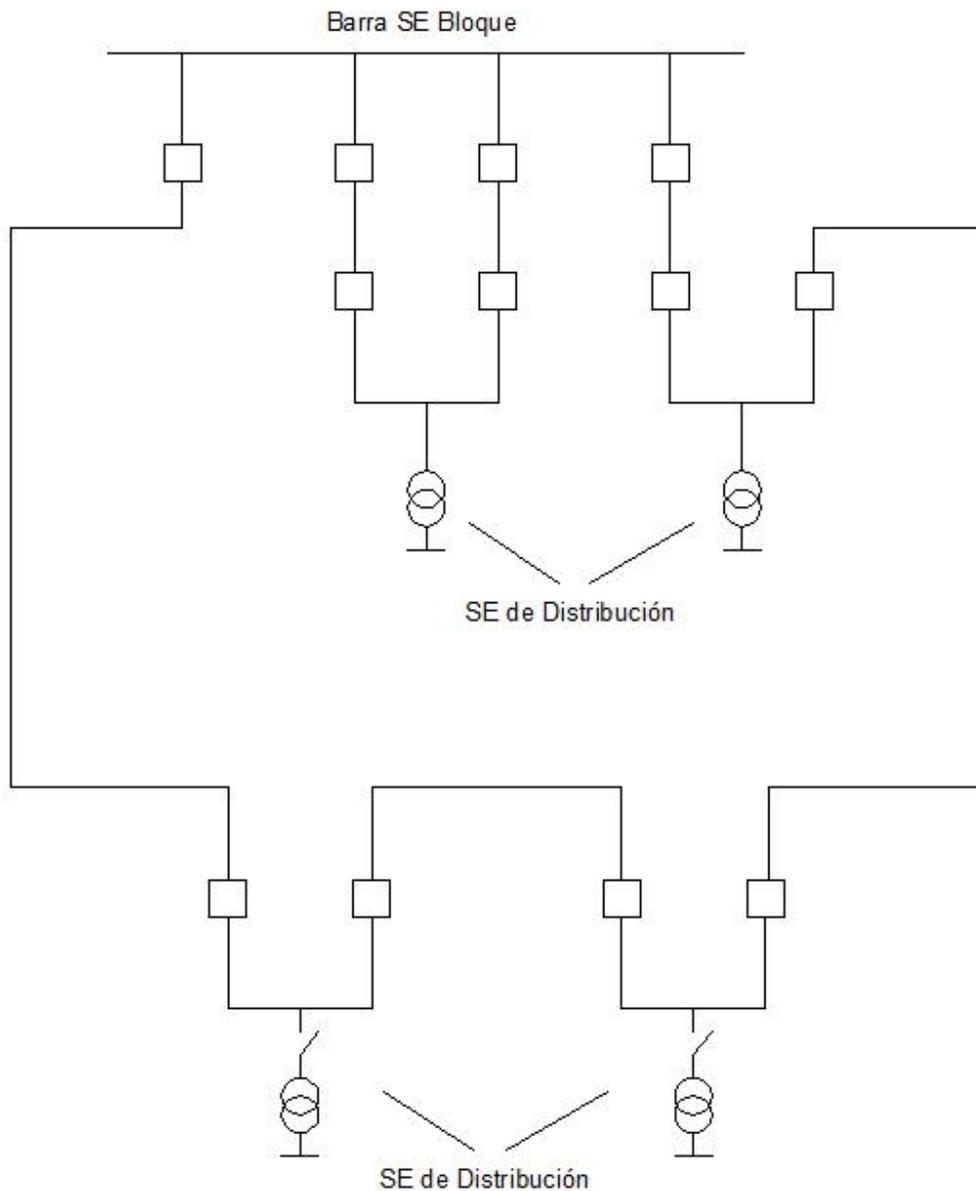


Figura 2 – Circuito de disposición Anillo

- c) **Circuitos Lazo:** a diferencia del circuito anillo, en el cual las líneas que configuran las redes arrancan y finalizan en la misma barra de la SE, los circuitos de lazo vinculan barras de subestaciones distintas. Sintéticamente, desde el punto de vista operativo presentan semejanza con los circuitos anillo, pero su confiabilidad es mayor porque vincula dos fuentes energéticas independientes.

- d) **Circuitos Mallado:** los circuitos mallados de subtransmisión son la forma más compleja que puede adoptar una red, y por lo tanto ofrecen el más alto grado de confiabilidad, pero, como contrapartida, son los más costosos y de más difícil operación, protección, etc.

En realidad, los circuitos grilla son una combinación de los circuitos anteriores ya vistos.

Un ejemplo esquemático de este circuito se muestra en la figura 1-5. Como puede observarse, existen vinculaciones múltiples entre las subestaciones de rebaje y las subestaciones de distribución.

Características de las cargas de los sistemas de distribución

El propósito de la distribución es llevar la energía desde la subestación de bloque hasta las numerosas cargas o servicios individuales.

El primer requerimiento de un sistema es el de proveer la calidad de servicio que establecen los entes reguladores. Además, el diseño del sistema debe asegurar una satisfactoria operación en todas sus cargas.

Para poder planificar y diseñar los sistemas de distribución es necesario conocer las características de los consumidores o usuarios del servicio eléctrico, que representan para la red la carga de la misma.

En cada punto de carga o receptor de la red existen consumidores o grupos de los mismos con hábitos distintos de consumo según la actividad que desarrollen (comercial, industrial, rural, etc.) o según el estrato social en el caso de consumidores residenciales. Esto lleva a establecer factores que permiten evaluar la composición de la carga y la simultaneidad de las mismas, modelos eléctricos de las cargas que permitan procesarlas por los métodos usuales de cálculo de las redes de distribución y finalmente modelos de distribución espacial de la carga.

Clasificación

La siguiente tabla muestra la forma en que las cargas se clasifican:

Base para clasificar	Clasificación
Ambiente o locación geográfica	a) Urbano b) Suburbano c) Rural
Tipo de consumidor	a) Residencial b) Comercial c) Industrial
En función del servicio prestado	a) Normal b) Critico c) Emergencia
En relación al tiempo de permanencia	a) Provisoria b) Definitiva

Tabla I – Clasificación de las cargas

Modelo de distribución espacial de la demanda

La distribución espacial de la demanda se debe a que los consumidores, que conforman la carga de las redes de distribución, se encuentran localizados en distintos puntos geográficos, conformando regiones o áreas urbanas, suburbanas, rurales o centros industriales.

Una magnitud que caracteriza la distribución espacial de la demanda es la densidad de carga, medida normalmente en $[kVA/km^2]$, $[MVA/km^2]$, $[kVA/ha]$, por ello los modelos, en general, se implementan en función de esta variable.

Las distintas zonas que componen una región abastecida por un sistema de distribución, normalmente están asociadas a distintas densidades de carga. Por ejemplo, en los conglomerados urbanos, la densidad de carga decrece desde el área céntrica hacia la periferia, con algunos picos en zonas comerciales, pequeñas industrias o barrios residenciales.

Macroproyección de la demanda

El prolongado intervalo de tiempo que media entre la decisión de construir una instalación eléctrica y el momento en que comienza a prestar servicio, exigen que la oferta de energía eléctrica se adelante a la demanda con antelación suficiente, para posibilitar su atención en forma satisfactoria.

El periodo de pronóstico seleccionado depende fuertemente del objetivo del estudio y en general está asociado con el tiempo de implementación de las decisiones a tomar, estableciéndose un año base y un año horizonte como límites de predicción.

Es así que para este estudio de planeamiento se utiliza un periodo de proyección de 20 años.

La planificación en general contempla tres etapas: corto, mediano y largo plazo.

La planificación de corto plazo tiene por objetivo determinar el mejor plan de equipamiento para construir en lo inmediato y asegurar que el mismo cubra las necesidades futuras.

La planificación de mediano y largo plazo es motivada por el deseo de determinar que el equipamiento elegido en la planificación de corto plazo sea usado eficientemente durante la vida útil del mismo. Esto contempla la predicción espacial de la carga futura, lo cual es sumamente difícil de realizar con suficiente certeza a través de las metodologías convencionales.

El estudio de demanda global suministra la predicción del crecimiento de la energía y/o de la potencia para el periodo de proyección seleccionado. Se realiza un análisis de regresión, obteniéndose los pronósticos por extrapolación a través de curvas de ajuste de los datos de demanda histórica.

Microproyección de la demanda

Una etapa fundamental en la planificación, es el pronóstico de la demanda eléctrica futura con detalle geográfico tal que permita decidir sobre la ubicación y tamaño del equipamiento y de esta forma de atender a los futuros consumidores con una calidad y confiabilidad de suministro aceptable.

Los objetivos de la planificación son suministrar una expansión ordenada y económica de la red de distribución, obteniéndose de ella el tamaño, localización, interconexión y momento de incorporación del equipamiento futuro.

Pronostico espacial de la demanda

El pronóstico espacial de la demanda involucra, como hemos visto, la predicción de la carga eléctrica futura, tanto en magnitud como en localización.

El análisis de la ubicación de la carga debe ser efectuado con suficiente resolución geográfica, como para permitir la ubicación y tamaño óptimo de los componentes de la red de distribución a desarrollar.

Evidentemente el pronóstico espacial no es solamente predicción de la magnitud de la carga sino también de su distribución geográfica.

Las metodologías modernas de pronostico espacial de la demanda prevén una división de la zona bajo estudio en un número de áreas sobre las cuales se pronostica el crecimiento de la carga.

En la Figura 3 se puede observar como se ha dividido la ciudad de Necochea-Quequén en 18 zonas. El color rojo indica mayor densidad de carga y el color celeste menor densidad de carga.

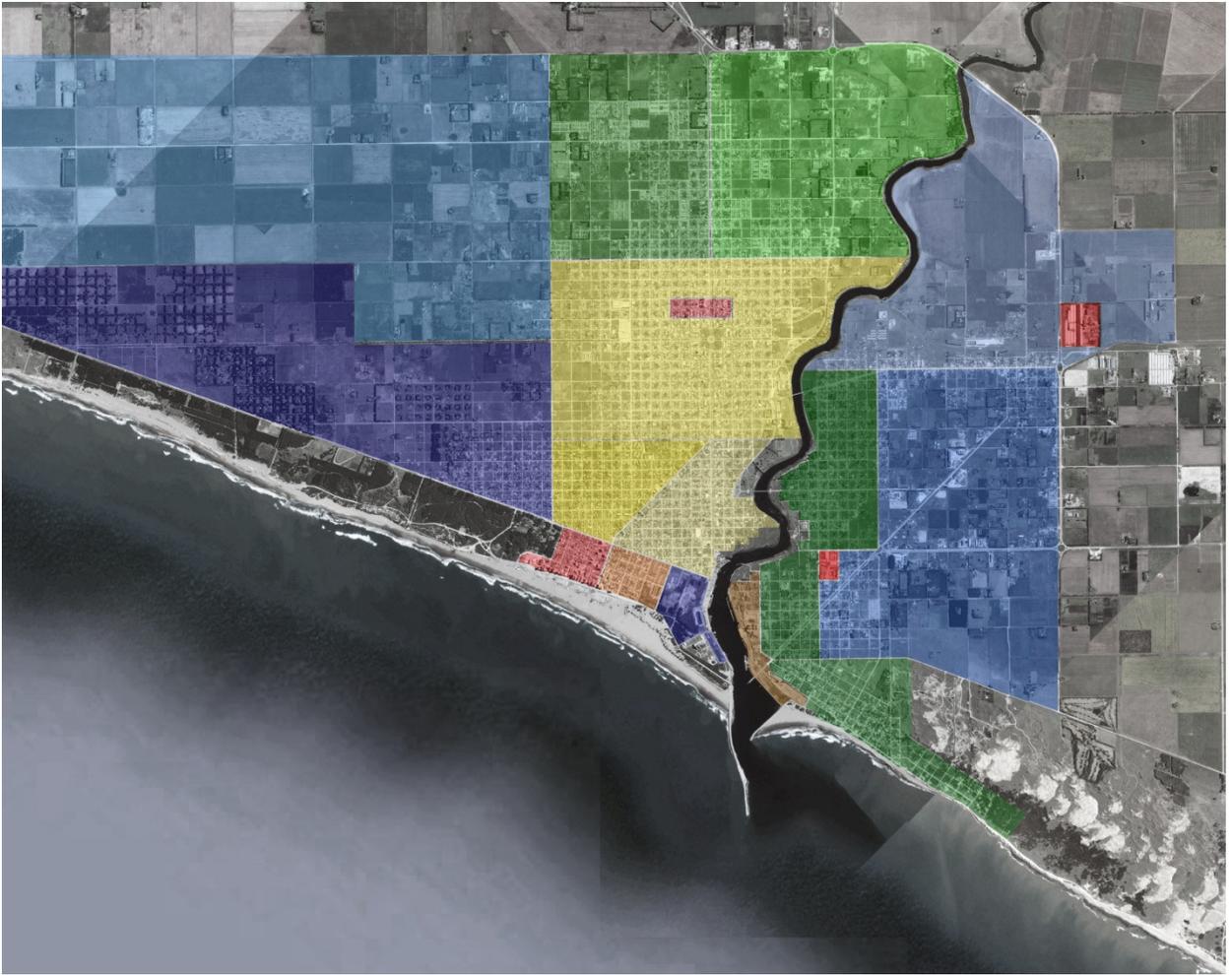


Figura 3 – División en zonas de la ciudad de Necochea-Quequén.

Estudio de Zonas

Modelo de predicción: Autónomo

Consiste en observar el comportamiento pasado de una serie de datos correspondiente a un periodo de tiempo determinado, para inferir cual será su comportamiento en el futuro a través de curvas de ajuste obtenidas por método de aproximación con línea de tendencia. Se asume la hipótesis de que la evolución futura de las variables que se estiman, tendrán un crecimiento análogo al observado en el pasado.

Análisis individual por Zonas

Para la determinación de la proyección de la demanda se recopiló información del consumo de energía mensual en [kWh] de todos los usuarios de la Usina Popular Cooperativa “Sebastián de María” desde el año 2004 hasta el 2009 y se conformó una base de datos en Microsoft Access denominada “Demanda”.

Se dividió la ciudad en 18 zonas de acuerdo a la similitud en el hábito de consumo de energía eléctrica, y se fue extrayendo de la base de datos información del consumo mensual de cada una de las zonas para el periodo de 6 años antes mencionado.

Zona	Descripción	Superficie [km2]
0	Centro Playa	0.38
I	Playa Este	0.42
II	Puerto	0.63
III	Parque	15.95
IV	Playa Oeste	1.47
V	Playa Este	1.75
VI	Centro Residencial	6.61
VII	Centro Viejo	0.17
VIII	Parque Fondo	32.70
IX	Centro Fondo	7.13
X	Rio Fondo	11.47
XI	Industrial Puerto	0.44
XII	Industrial	0.85
XIII	Residencial Costera	1.90
XIV	Residencial Rio	1.99
XV	Aceitera	0.09
XVI	Residencial-Industrial	8.86
XVII	Norte	7.92

Tabla II – Descripción de Zonas

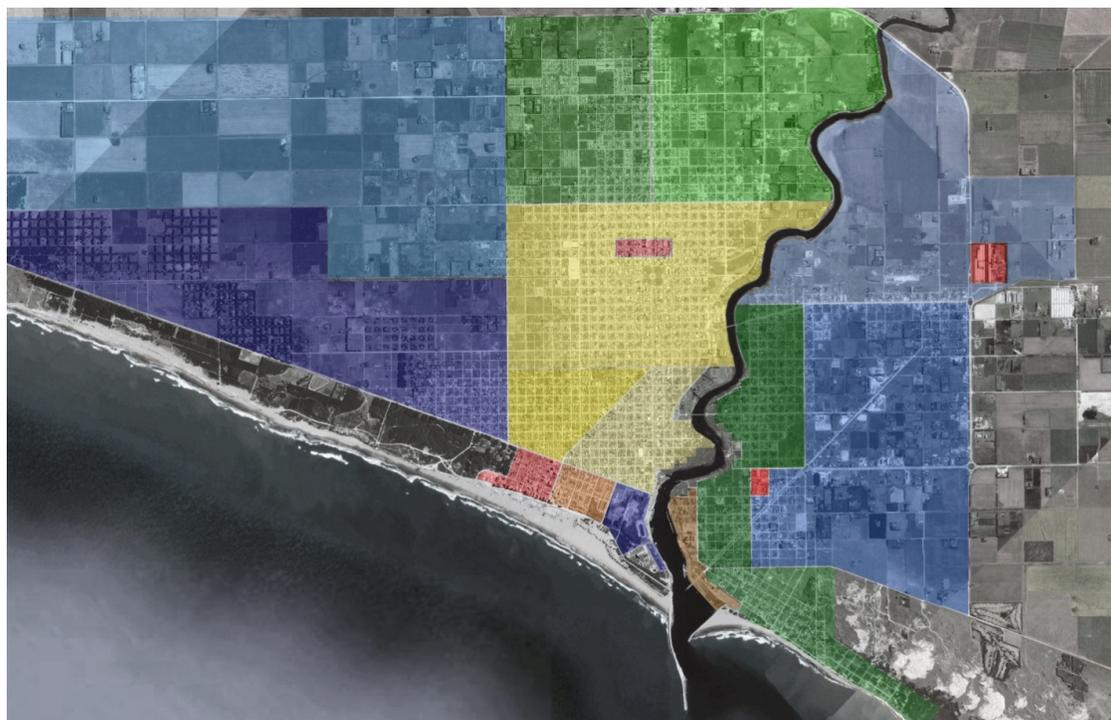


Figura 4 - División en zonas de la ciudad de Necochea-Quequén.

Así, para cada zona, se construyeron tablas de consumo de energía y potencia máxima, en una Hoja de Cálculo de Microsoft Excel denominada “Densidad de Carga” y se graficaron sus valores.

Medición de curvas de carga

A través de equipos registradores de datos (ver características de los equipos en el Anexo) es posible obtener curvas de carga en alimentadores primarios de MT de distribución (midiendo en la estación transformadora o centro de distribución a la que estén conectados), en las subestaciones de distribución de media tensión a baja tensión, o en las acometidas a usuarios puntuales.

Mediante estos aparatos es posible registrar curvas de corriente, tensión, factor de potencia, potencia activa, reactiva, etc. Realizan la medición de las magnitudes instantáneas durante un intervalo de muestreo previamente establecido, determinando el valor eficaz y almacenando este valor en una memoria digital durante un periodo de medición seleccionado. Luego se transfieren los datos adquiridos, a través de una interface y un programa de comunicación, a una computadora en la cual, mediante el software adecuado, se procesa la información para graficar, por ejemplo, las magnitudes registradas o realizar los cálculos que se deseen.

Para el presente estudio se utilizaron datos obtenidos de los registros de datos adquiridos mediante las campañas de control de Calidad de Producto que efectúa la cooperativa desde el año 1998.

Tipos de consumidores

Los distintos tipos de consumidores se clasifican según la actividad que desarrollan o hábitos de consumo.

Los consumidores, como se ha visto, conforman la carga de los sistemas de distribución de energía eléctrica y son denominados clientes o usuarios por las empresas, organismos, entes o cooperativas prestatarios del servicio eléctrico.

Los prestatarios establecen categorías a través de las cuales clasifican a los usuarios para encuadrarlos dentro de su régimen tarifario y facilitar así la facturación del consumo eléctrico.

La clasificación normalmente utilizada por las empresas divide a los consumidores en dos grupos, uno denominado de tipo general y otro llamado grandes usuarios, encontrándose dentro de este último los consumidores cuya potencia contratada supera ciertos límites establecidos por cada empresa. Los del primer grupo se los categoriza en usuarios del tipo residencial, comercial, industrial, oficial, rural, etc. Normalmente los usuarios del tipo general son abastecidos por subestaciones de distribución que alimentan la red de baja tensión urbana o suburbana y los grandes consumidores disponen de subestaciones propias.

Curvas de carga características

A partir de la información obtenida de las mediciones realizadas con los registradores colocados en distintos tipos de usuarios y en diferentes épocas del año se han graficado curvas características de carga del tipo residencial, comercial, industrial en baja y media tensión y la curva de alumbrado público. En ellas se observa que las demandas máximas de cada consumidor individual no coinciden en el mismo instante de tiempo entre sí.

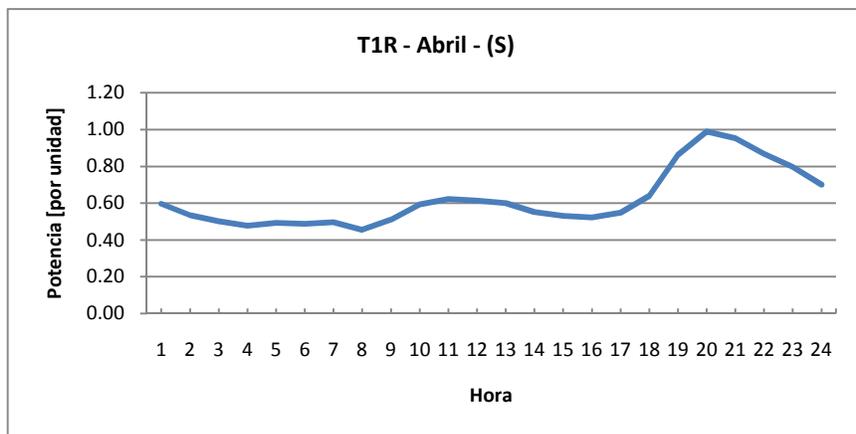


Figura 5 - Curva típica de carga de un usuario de tarifa T1R

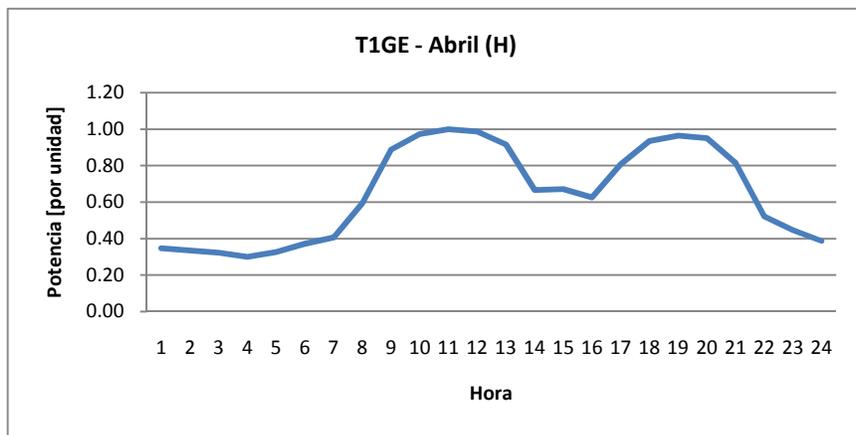


Figura 6 - Curva típica de carga de un usuario de tarifa T1GE

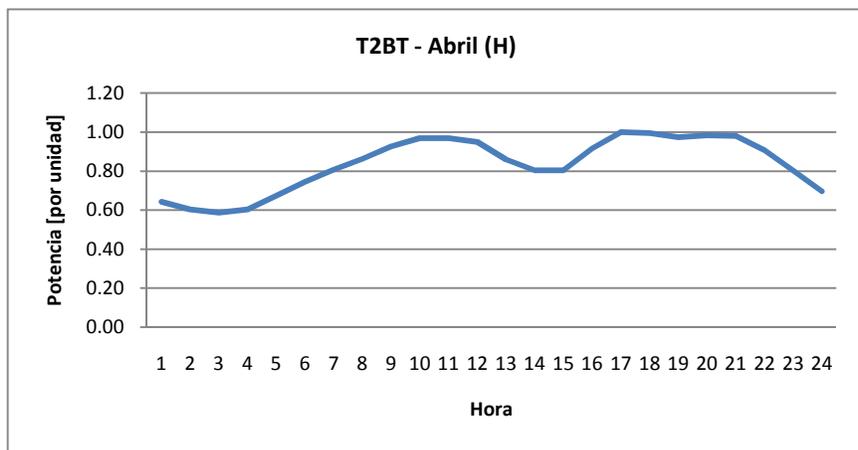


Figura 7 - Curva típica de carga de un usuario de tarifa T2BT

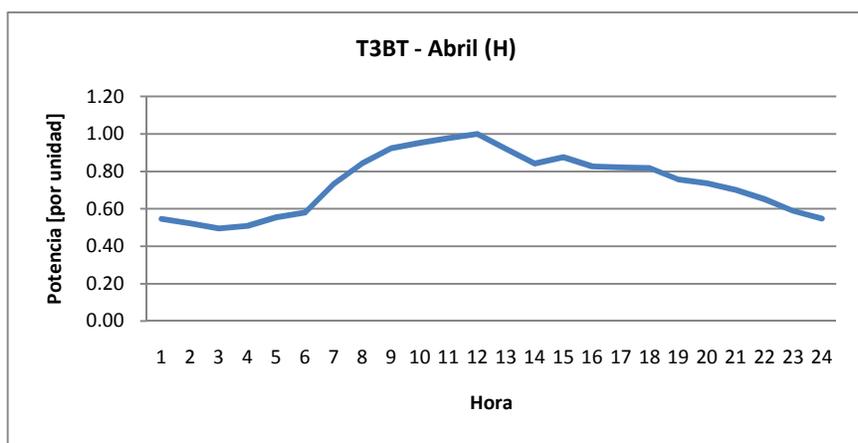


Figura 8 - Curva típica de carga de un usuario de tarifa T3BT

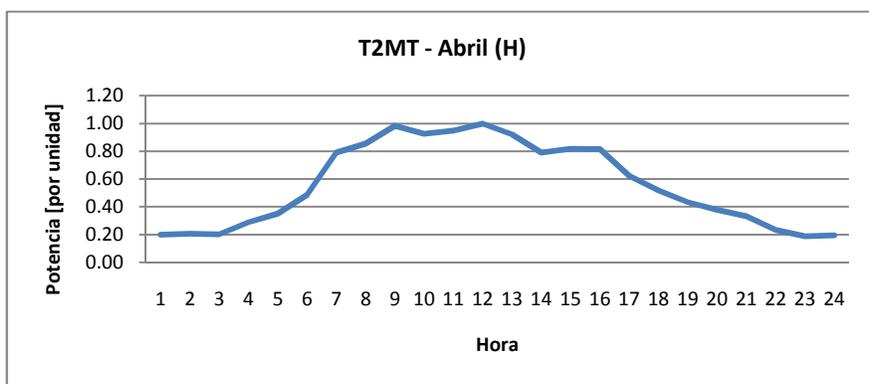


Figura 9 - Curva típica de carga de un usuario de tarifa T2MT

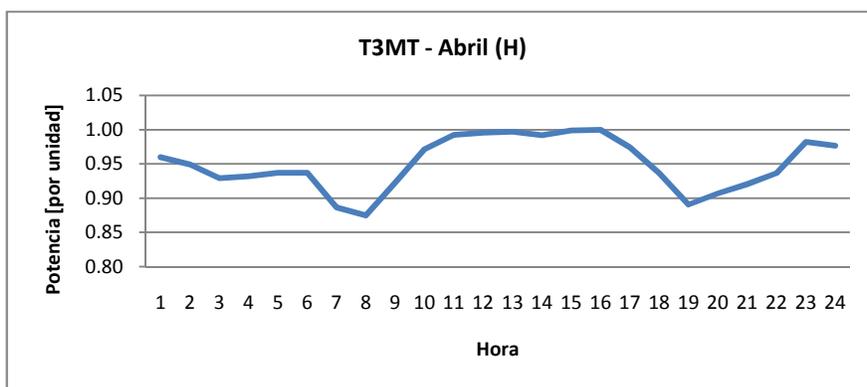


Figura 10 - Curva típica de carga de un usuario de tarifa T3MT

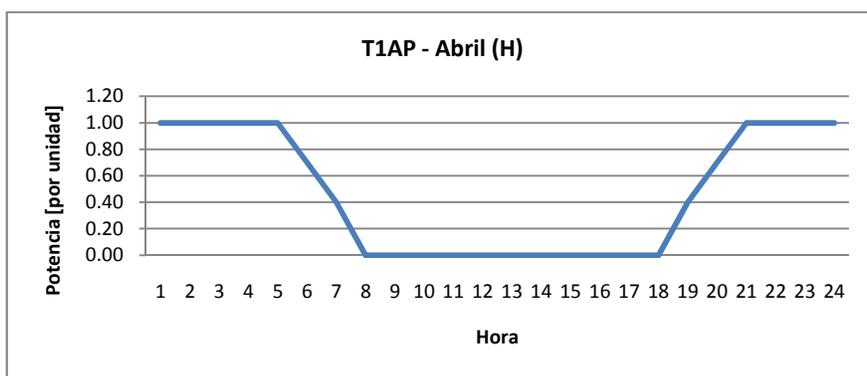


Figura 11 - Curva típica de carga de un usuario de tarifa T1AP

Numerosos factores inciden sobre la forma de estas curvas para cada tipo de consumidor, tales como cambios estacionales, factores geográficos, factores económicos y hábitos de consumo para las del tipo residencial, características de la actividad mercantil para las del tipo comercial y para las del tipo industrial depende sensiblemente de las actividades agropecuarias, debido a que las grandes industrias que se alimentan de esta red son fabricas de oleaginosas y la industrias del puerto de carga Quequén.

Estas curvas se desarrollaron para los 12 meses del año y para un día hábil, un sábado y un domingo o feriado. De aquí se obtiene para cada zona el factor k que da la relación entre la Potencia Media y la Potencia Máxima.

Estimación de la Potencia Máxima

La primera tabla contiene el consumo total de energía mensual de la zona para cada mes del año.

AÑO	MES	ETF [MWh]	CuentaDeID
2004	1	381503.06	1761
2004	2	340617.835	1130
2004	3	325762.28	1772
2004	...	285884.69	1131
2004	12	289026.34	1717
2005	1	462529	1758
2005	2	295761	1152
2005	...	294578.5	1770
2008	1	423953	1930
2008	...	362606	1927
2008	12	392662	1950
2009	1	438450	1927
2009	...	272163.4	1923
2009	12	392662	1926

Tabla III – Consumo mensual de Energía por Zona

A partir de la Tabla III, se buscó el mes de mayor consumo para cada año y se armó la Tabla IV.

A partir del valor máximo de energía mensual se halló el valor de potencia máxima de la siguiente manera:

$$P_{media} = \frac{E_{mensual} [kWh]}{30 \text{ dias} \cdot 24h} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$P_{max} = \frac{P_{media} [kW]}{k} \quad \text{Ecuación 6}$$

AÑO	E _{max} mensual [kWh]	P _{max} [kW]
2004	381503	930
2005	462529	1127
2006	409439	998
2007	454426	1107
2008	423953	1033
2009	438450	1068

Tabla IV – Consumo máximo mensual de Energía y Potencia por Zona

Siendo k un valor que tiene en cuenta la relación P_{med}/P_{max} , calculado especialmente para cada zona, analizando las curvas típicas de consumo para cada tarifa de consumo (T1R, T2BT, T3MT, T1AP, etc.) y teniendo en cuenta la cantidad de energía demandada por cada tipo de consumidor.

El procedimiento para calcular el factor k fue hacer una consulta a la base de datos “Demanda” para cada zona con la energía facturada para cada tipo de tarifa, entonces se puede calcular el porcentaje facturado para cada tarifa, llamándolo (%FactTarifa_i).

A partir de la base de datos con el consumo de energía de los usuarios para cada mes del año, se conoce el mes y el año en que se ha registrado el consumo máximo para cada zona, entonces en la planilla de Excel “CURVTIP-2008” obtenemos los valores k para cada tarifa y para cada mes del año.

El coeficiente para dicha zona será:

$$k = \sum \%FactTarifa_i \cdot k_i \quad \text{Ecuación 7}$$

Por ejemplo, para la Zona VII, se obtiene a partir de la base de datos la energía consumida durante del mes de enero discriminada por tipo de tarifa. Luego se calcula que porcentaje del total de la energía consumida corresponde a cada tarifa, y de la planilla de Excel CURVTIP-2008 obtenemos el valor de k para cada tarifa en el mes de Enero. Se crea así la Hoja de Cálculo en Microsoft Excel “Cálculo de k ”.

Finalmente, el valor de k de la zona es aquel que resulte de sumar los productos entre el porcentaje y los valores de k de cada tipo de tarifa.

Zona VII				
TARIFA	SumaDeETF	%	k Enero	% * k
T1AP	2115673	5.52	0.38	0.02
T1GA	18370737	47.95	0.54	0.26
T1GE	64	0.00	0.54	0.00
T1R	8101515.9	21.14	0.63	0.13
T1RE	190022	0.50	0.63	0.00
T2BT	9121200.3	23.81	0.84	0.20
TIS	416778	1.09	0.63	0.01
	38315990.52	100.00		0.62

Tabla V – Cálculo del Factor k para cada Zona.

A continuación, para cada zona, se muestran los valores calculados de energía consumida y potencia máxima anual y los gráficos correspondientes:

Zona 00 - Centro Playa

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	8373102.7	2549
2005	8139755	3124
2006	7800178	2681
2007	9233240.4	2922
2008	9280446	2830
2009	8376789.8	2774

Tabla VI – Energía y Potencia Máxima Anuales.

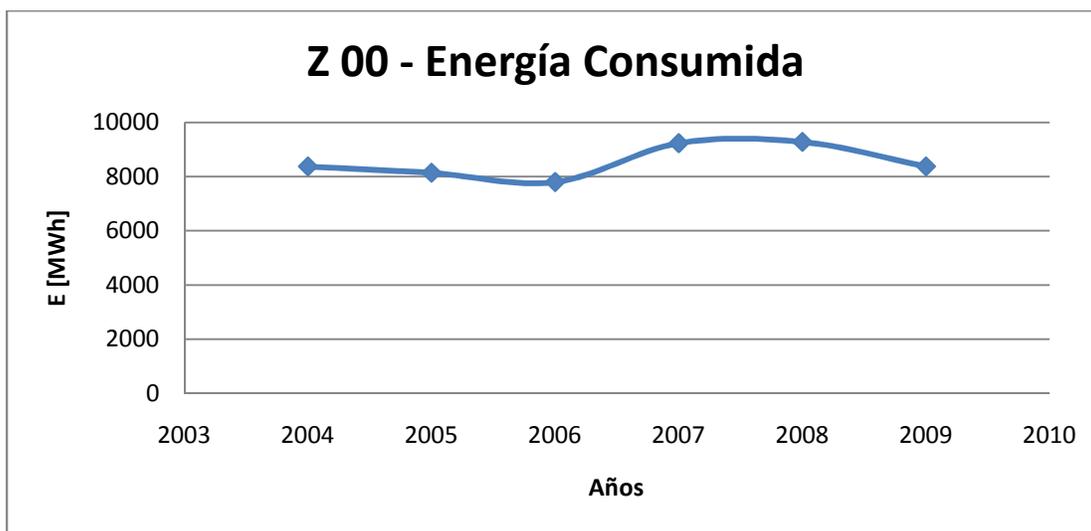


Figura 12 – Energía Anual Consumida

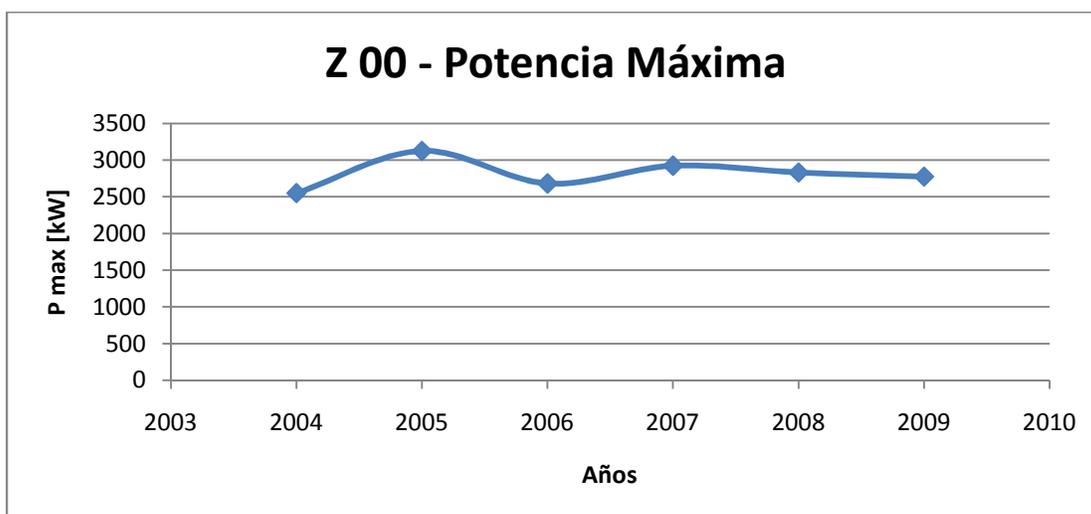


Figura 13 - Potencia Máxima Anual

Zona I - Playa Este

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	3675218.1	930
2005	3665535	1127
2006	3549013	998
2007	4075701.8	1107
2008	3991347	1033
2009	3657052.1	1068

Tabla VII – Energía y Potencia Máxima Anuales.

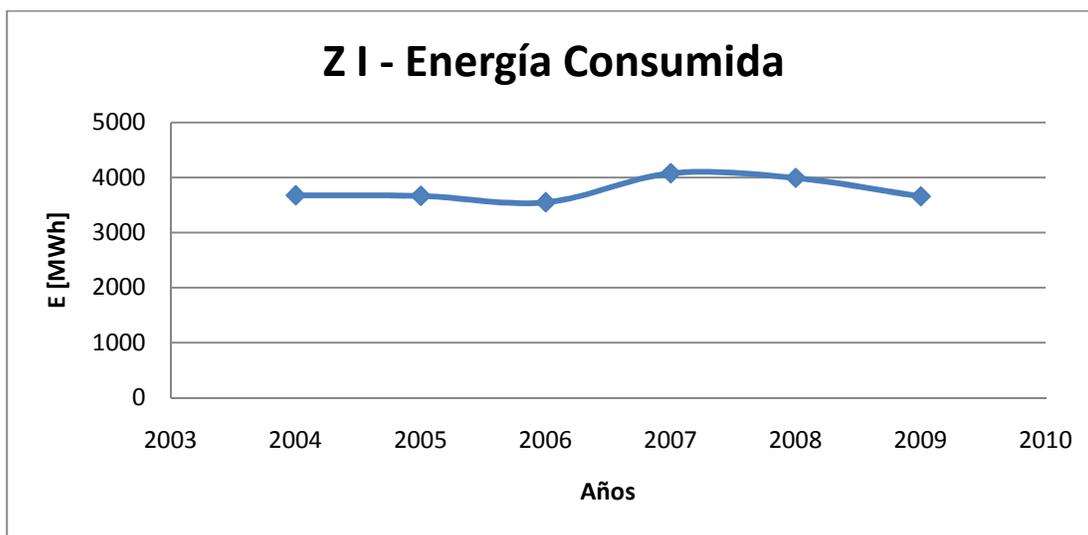


Figura 14 – Energía Anual Consumida

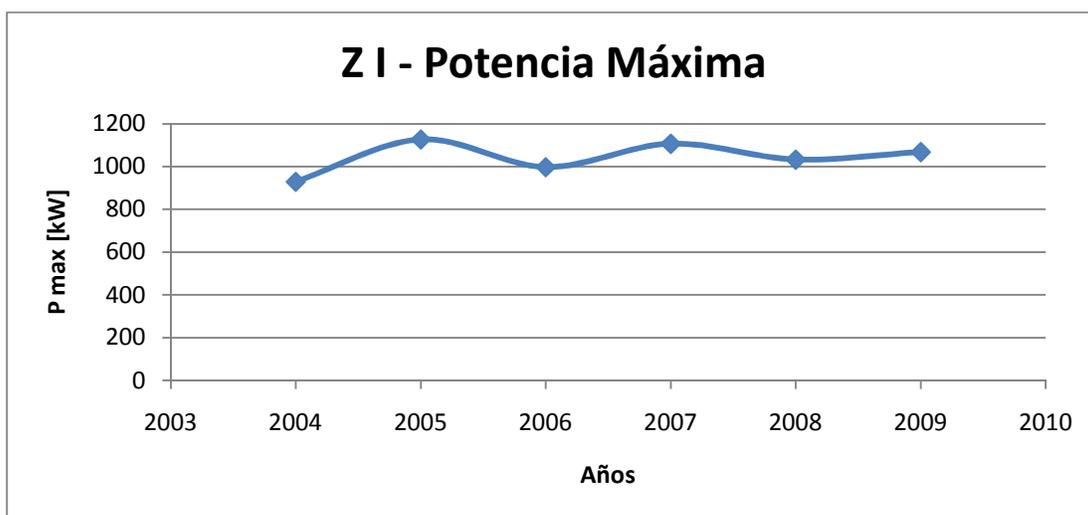


Figura 15 - Potencia Máxima Anual

Zona II - Puerto Necochea

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	385771.18	76
2005	363889	74
2006	359317	77
2007	369219.39	74
2008	352956	74
2009	355504.79	81

Tabla VIII – Energía y Potencia Máxima Anuales.

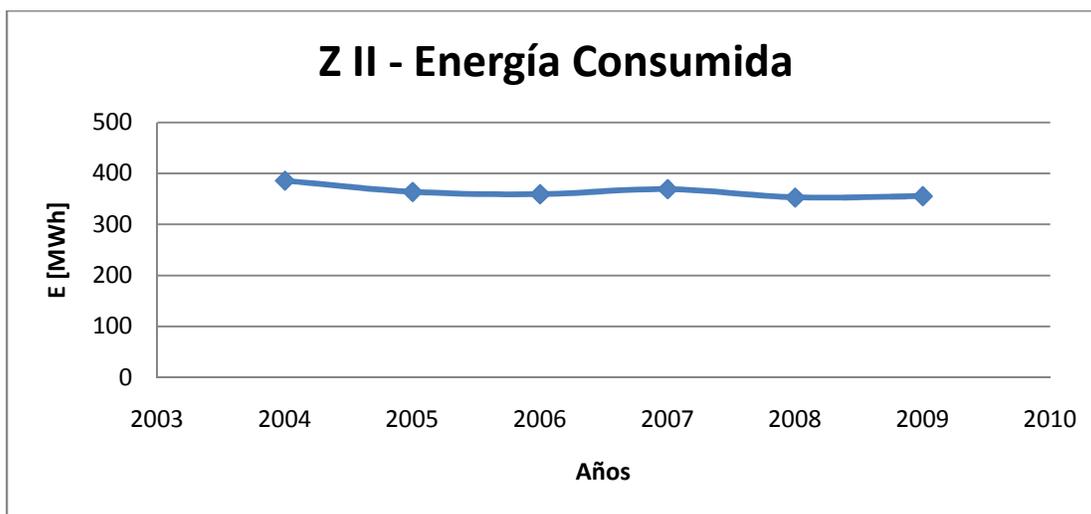


Figura 16 – Energía Anual Consumida

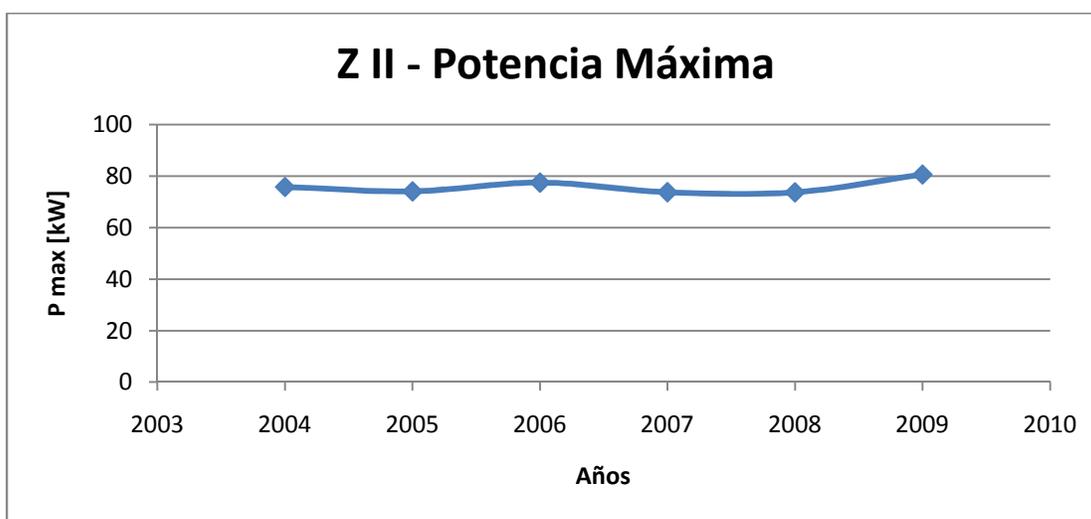


Figura 17 - Potencia Máxima Anual

Zona III - Parque

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	2147528.5	435
2005	2298366	486
2006	2426825	556
2007	2947086	629
2008	3324657	752
2009	2979126.7	654

Tabla IX – Energía y Potencia Máxima Anuales.

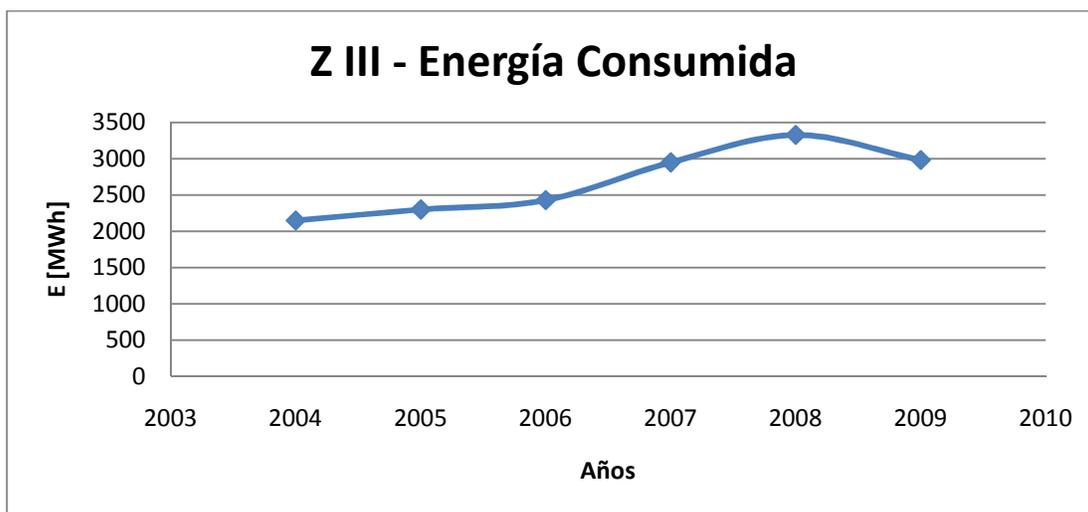


Figura 18 – Energía Anual Consumida

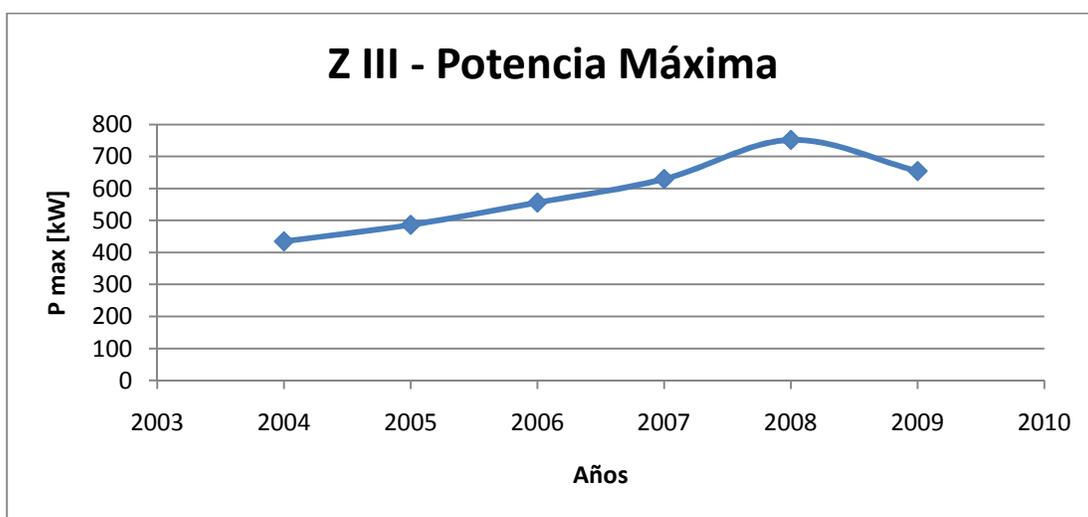


Figura 19 - Potencia Máxima Anual

Zona IV – Playa Oeste

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	8960764.6	1694
2005	9232334	1906
2006	8975023	1925
2007	10369238	2040
2008	10658893	2054
2009	10921623	2595

Tabla X – Energía y Potencia Máxima Anuales.

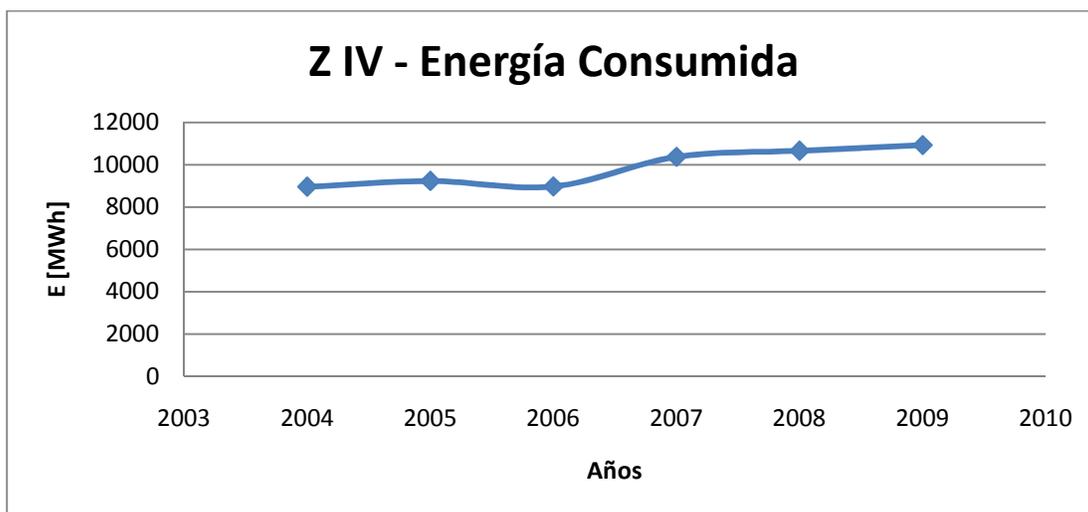


Figura 20 – Energía Anual Consumida

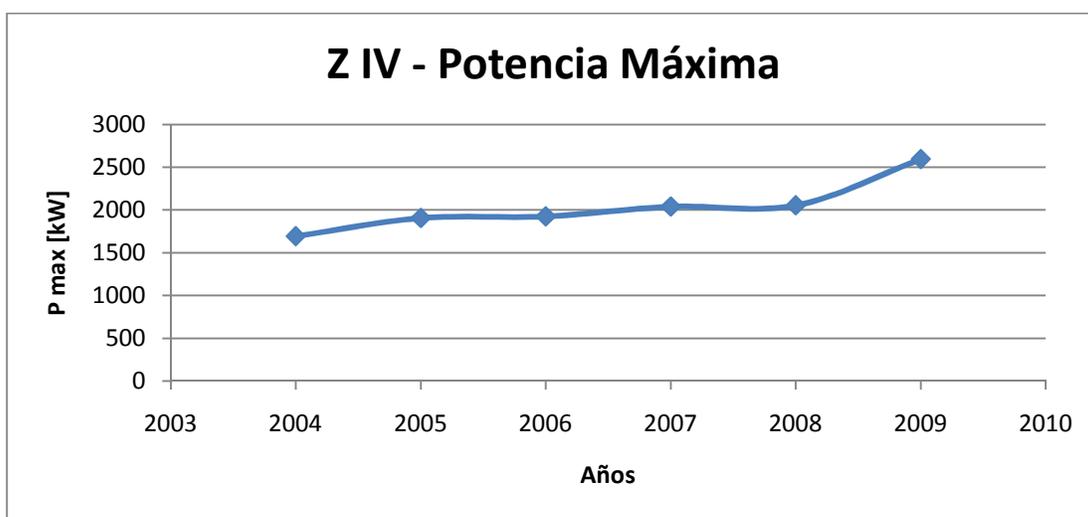


Figura 21 - Potencia Máxima Anual

Zona V – Playa Este

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	10873405	1958
2005	11264465	2201
2006	11049491	2207
2007	12019904	2213
2008	12277590	2255
2009	11720206	2417

Tabla XI – Energía y Potencia Máxima Anuales.

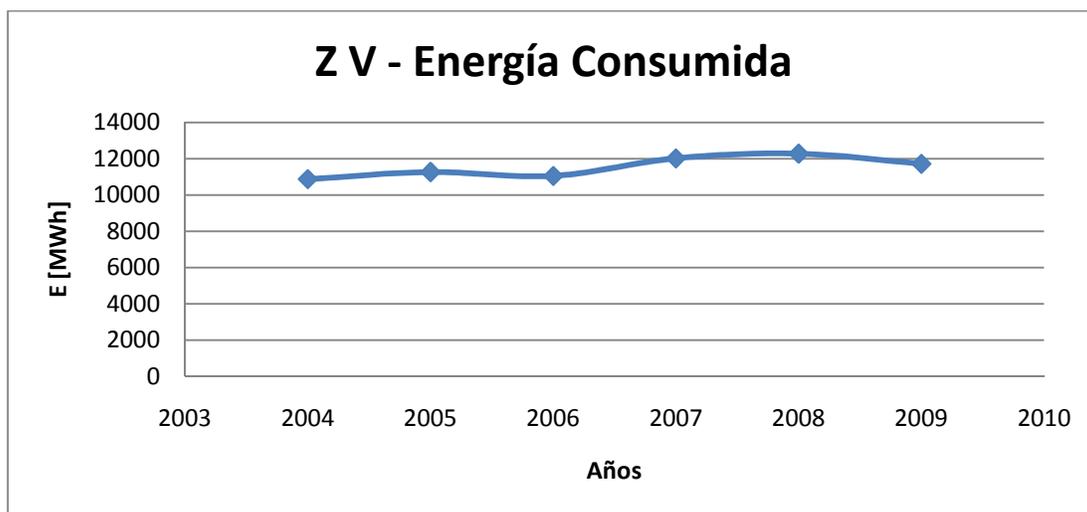


Figura 22 – Energía Anual Consumida

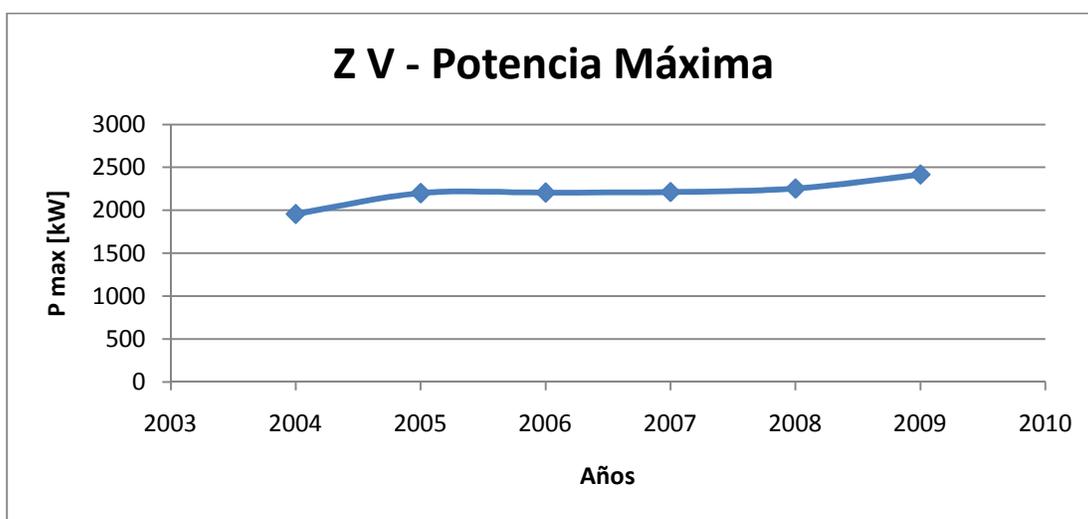


Figura 23 - Potencia Máxima Anual

Zona VI – Centro Residencial

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	39247787	7423
2005	40664280	7990
2006	42748390	8129
2007	45425046	8469
2008	47203024	9014
2009	48062336	10420

Tabla XII – Energía y Potencia Máxima Anuales.

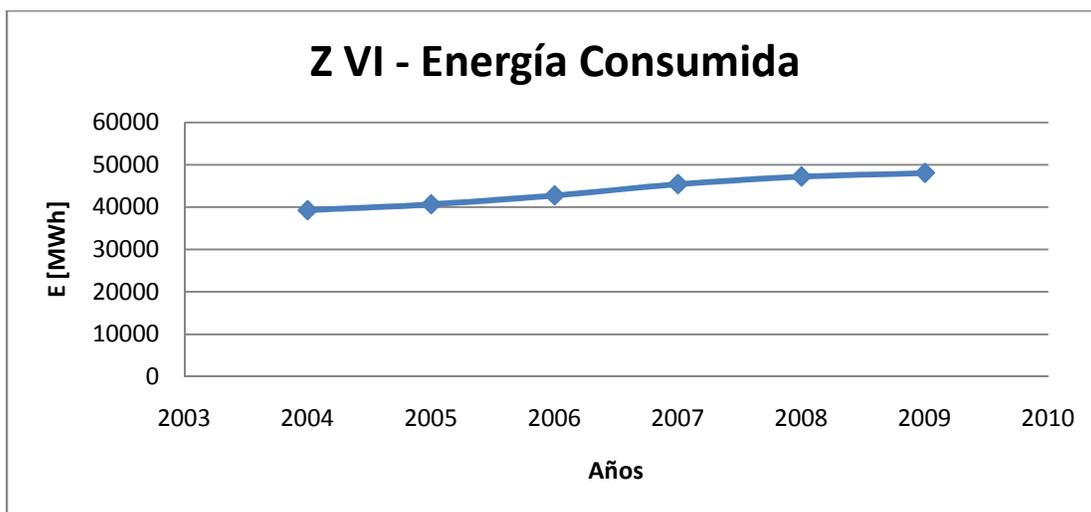


Figura 24 – Energía Anual Consumida

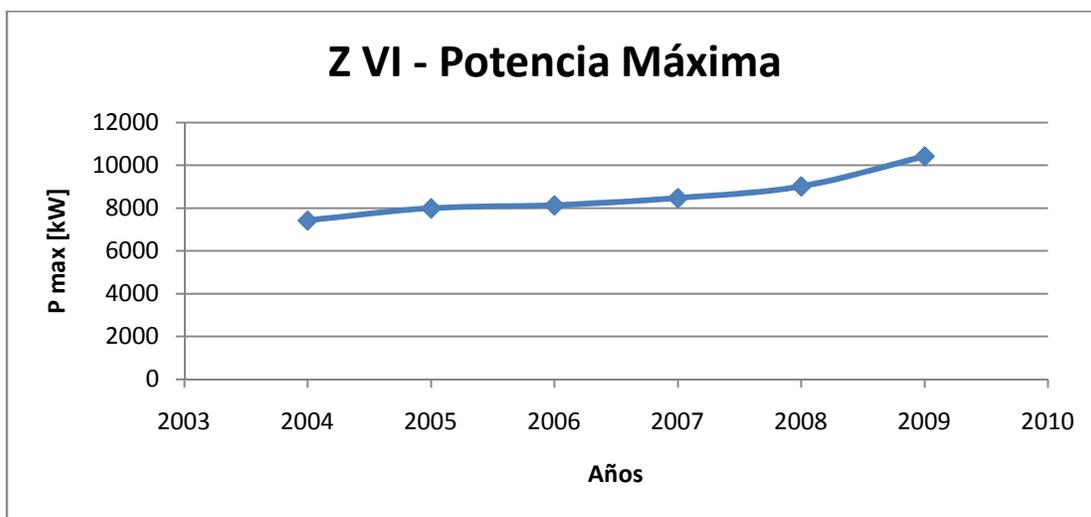


Figura 25 - Potencia Máxima Anual

Zona VII – Centro Viejo

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	5533761	1092
2005	5813750	1176
2006	6252780	1260
2007	6666336.9	1352
2008	7030179	1489
2009	7019183.6	1475

Tabla XIII – Energía y Potencia Máxima Anuales.

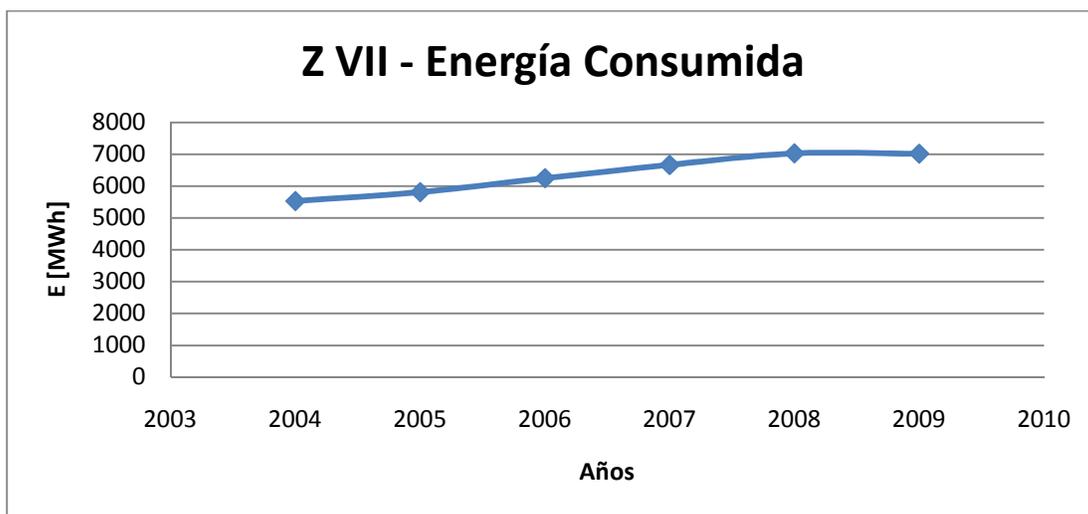


Figura 26 – Energía Anual Consumida

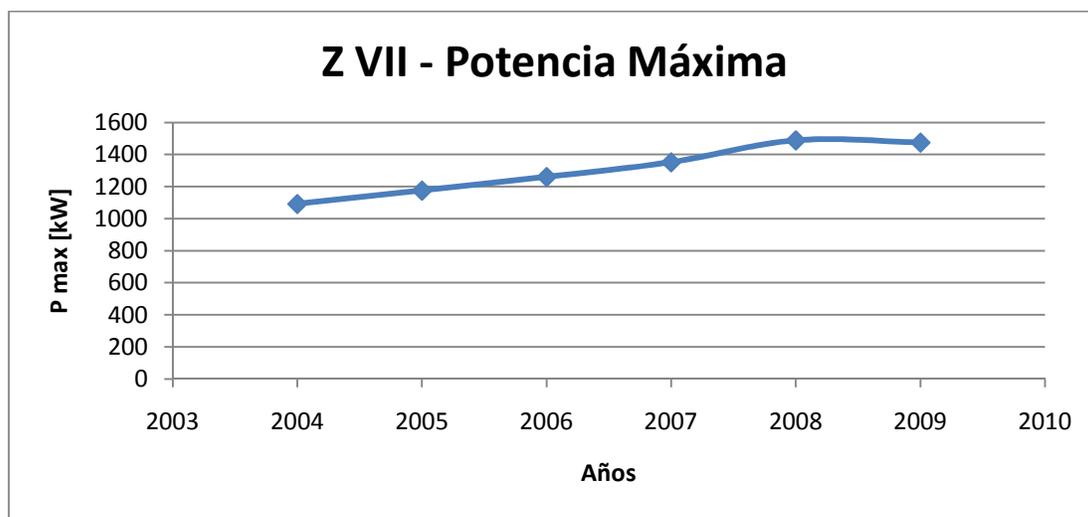


Figura 27 - Potencia Máxima Anual

Zona VIII – Parque Fondo

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	513863.88	117
2005	606227	137
2006	574877	124
2007	619705.29	129
2008	618795	134
2009	656283.4	138

Tabla XIV – Energía y Potencia Máxima Anuales.

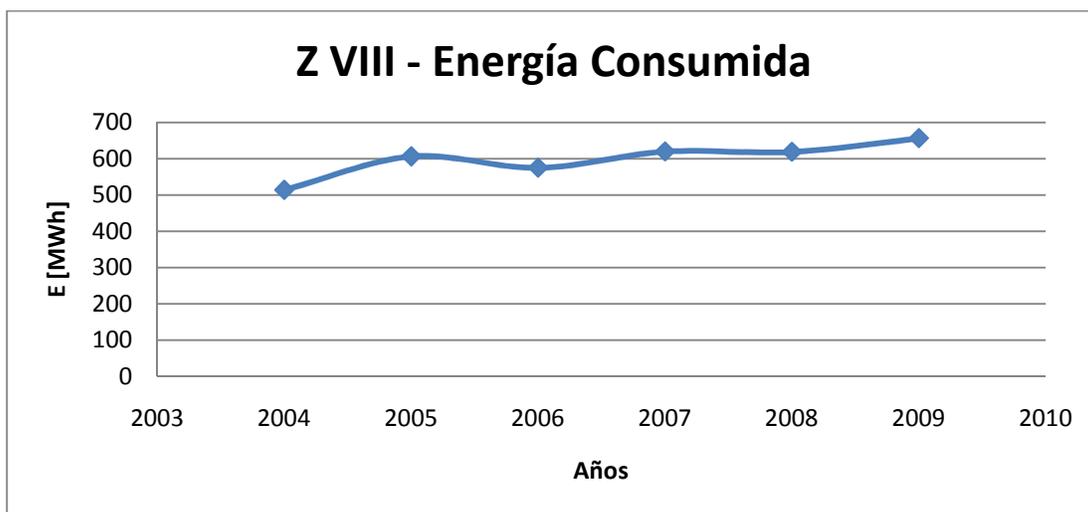


Figura 28 – Energía Anual Consumida

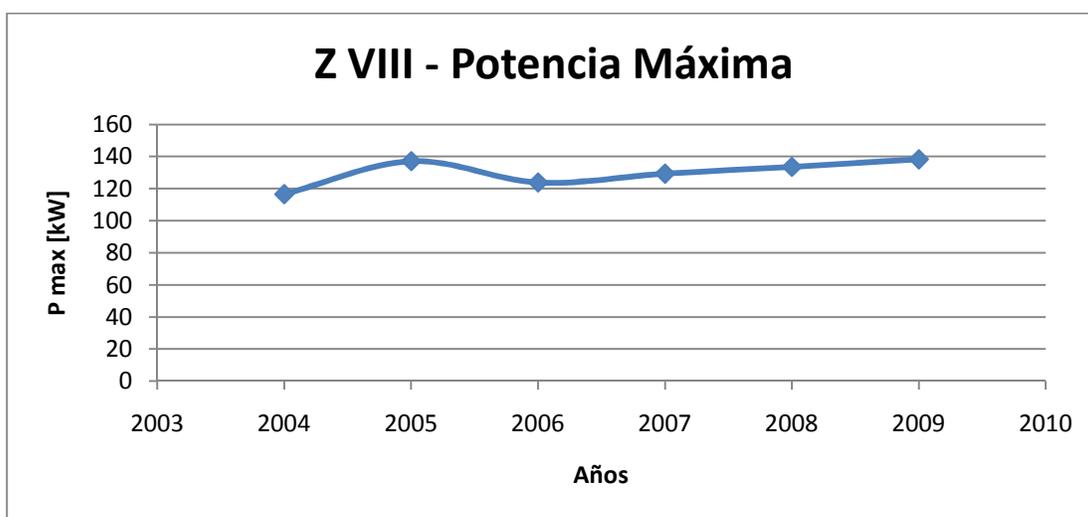


Figura 29 - Potencia Máxima Anual

Zona IX – Centro Fondo

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	9742397.4	1786
2005	9767812	2028
2006	10779632	2091
2007	11393796	2294
2008	11573467	2258
2009	12064853	2218

Tabla XV – Energía y Potencia Máxima Anuales.

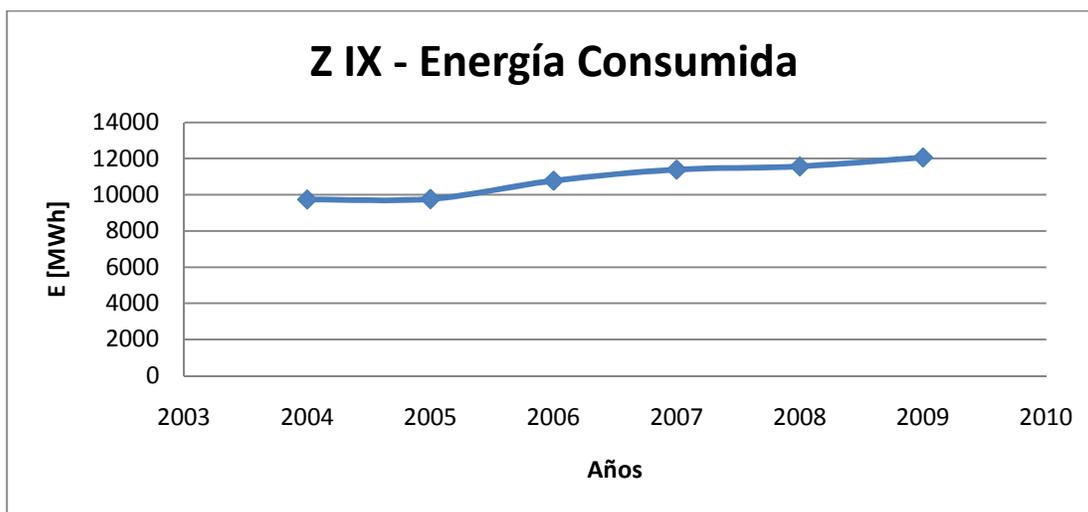


Figura 30 – Energía Anual Consumida

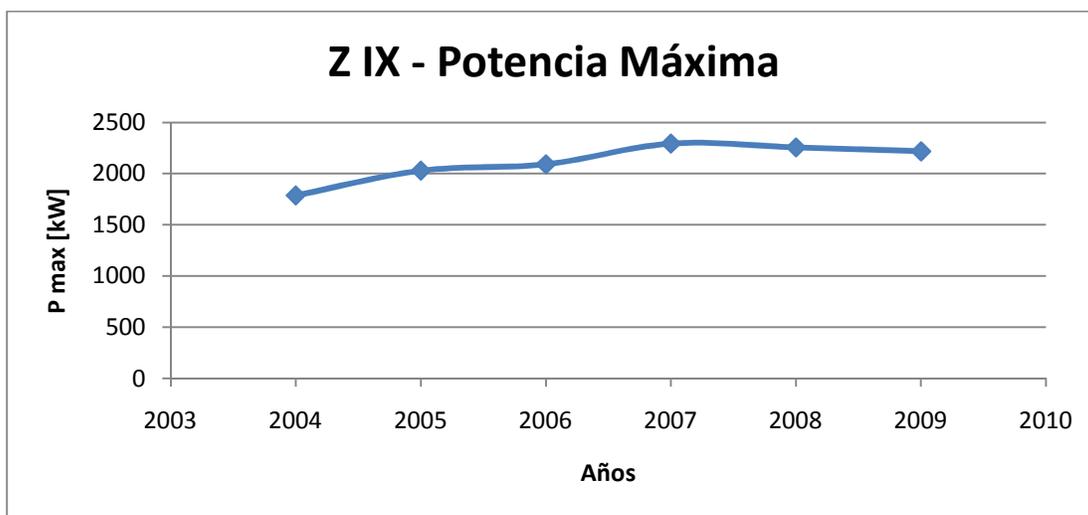


Figura 31 - Potencia Máxima Anual

Zona X - Rio Fondo

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	6887301.4	1237
2005	7375599	1574
2006	8070867	1596
2007	8786778.2	1722
2008	8898763	1599
2009	9087269.7	1701

Tabla XVI – Energía y Potencia Máxima Anuales.

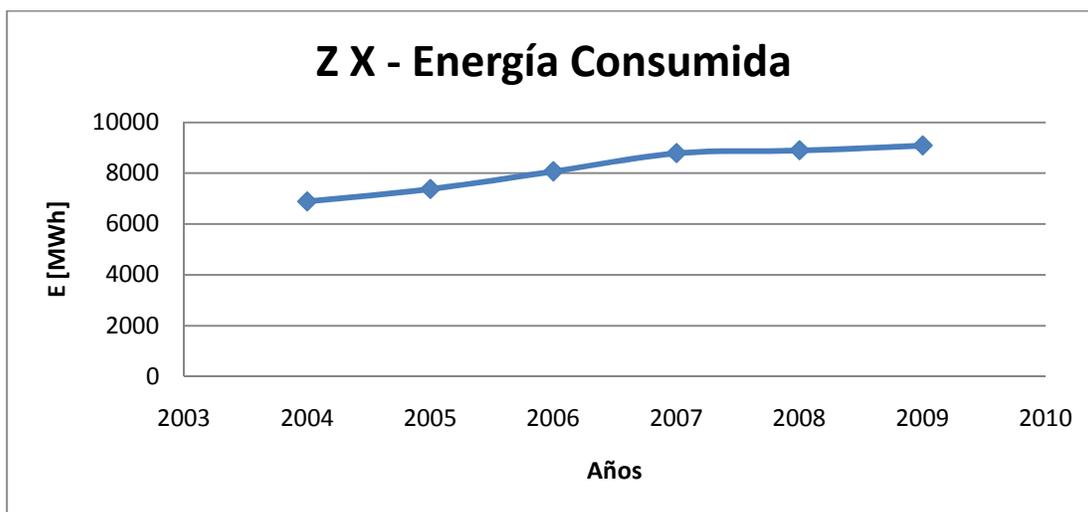


Figura 32 – Energía Anual Consumida

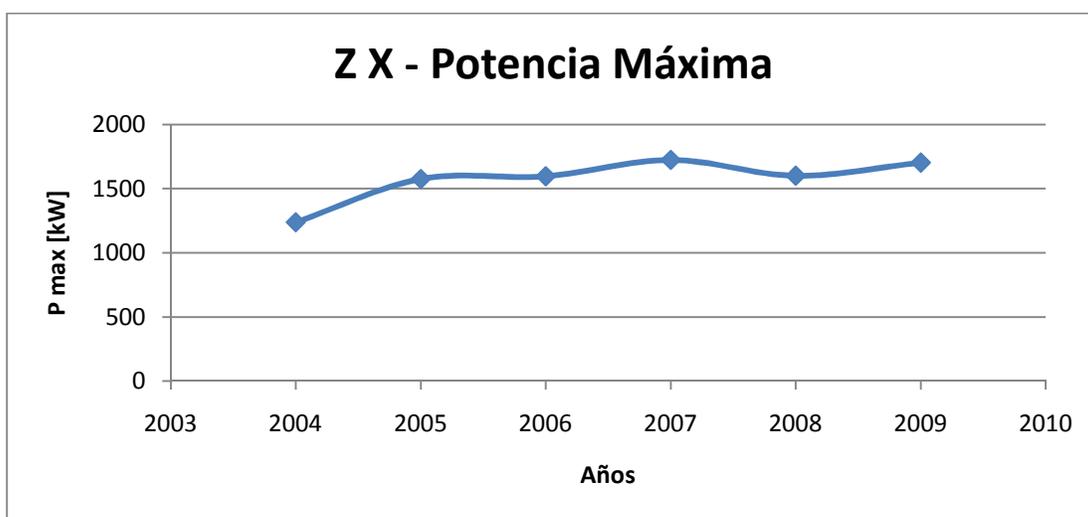


Figura 33 - Potencia Máxima Anual

Zona XI – Industrial Puerto

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	8273793	1580
2005	6639428	1318
2006	4296973	751
2007	4002271.8	814
2008	3981919	979
2009	3403716	686

Tabla XVII – Energía y Potencia Máxima Anuales.

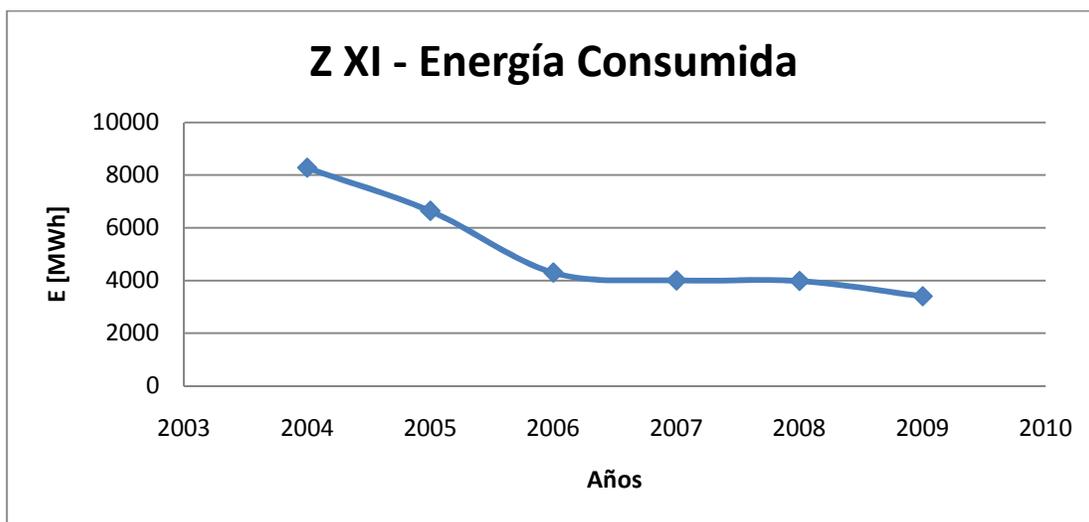


Figura 34 – Energía Anual Consumida

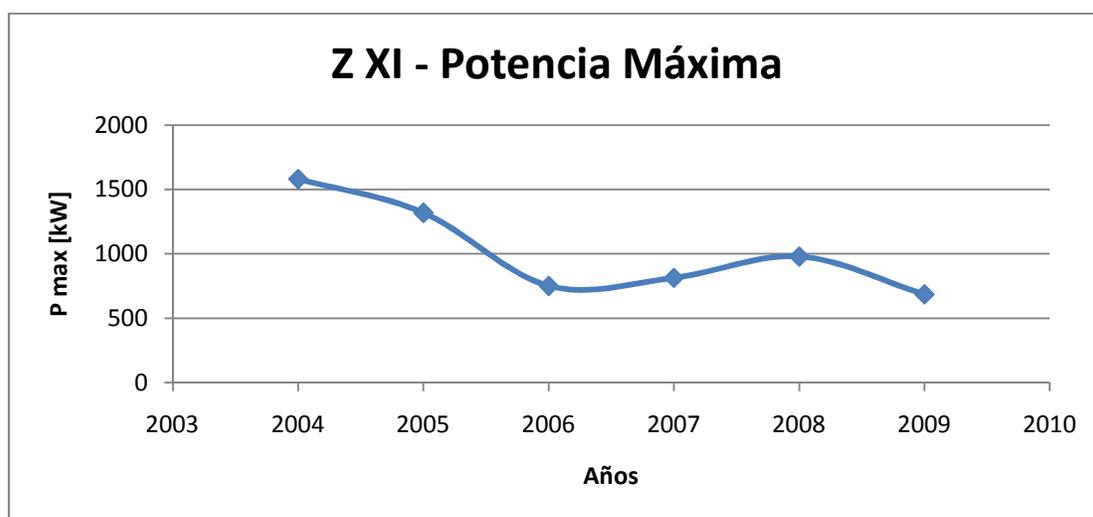


Figura 35 - Potencia Máxima Anual

Zona XII - Industrial

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	21040481	462
2005	21538357	444
2006	20450156	477
2007	17498549	485
2008	20800353	486
2009	22451439	506

Tabla XVIII – Energía y Potencia Máxima Anuales.

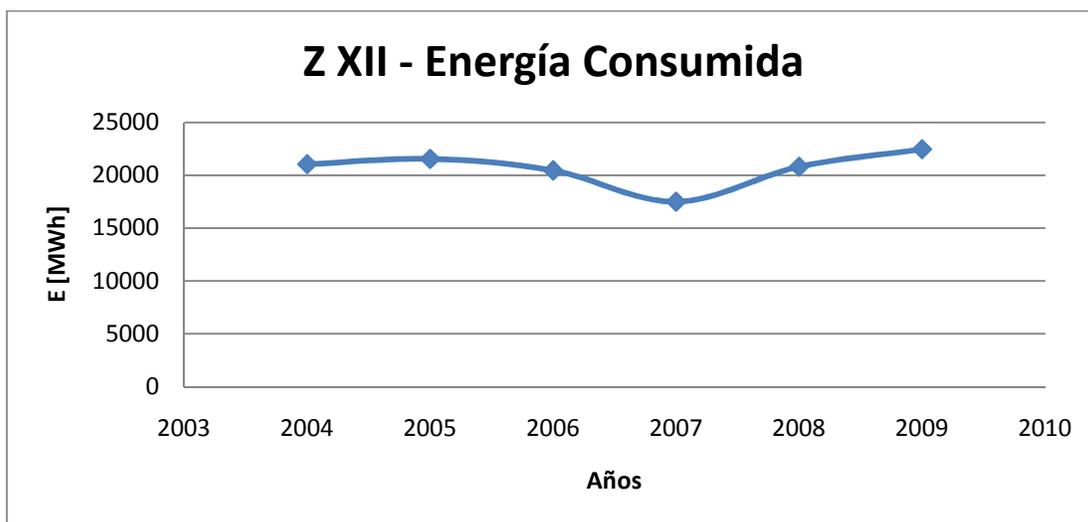


Figura 36 – Energía Anual Consumida

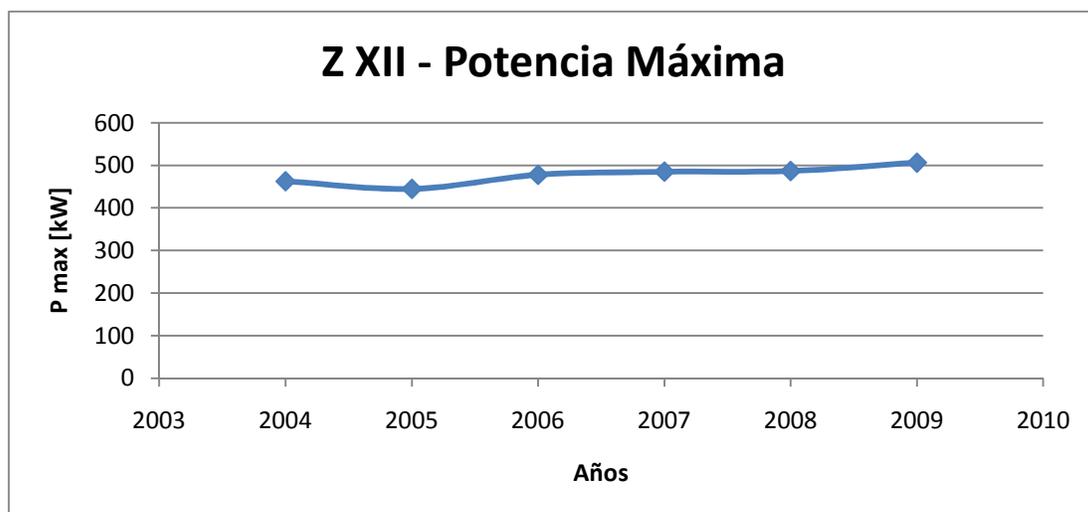


Figura 37 - Potencia Máxima Anual

Zona XIII – Residencial Costera

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	1372037.9	349
2005	1530918	352
2006	1562391	397
2007	1912414.7	433
2008	1887355	431
2009	1952511.8	449

Tabla XIX – Energía y Potencia Máxima Anuales.

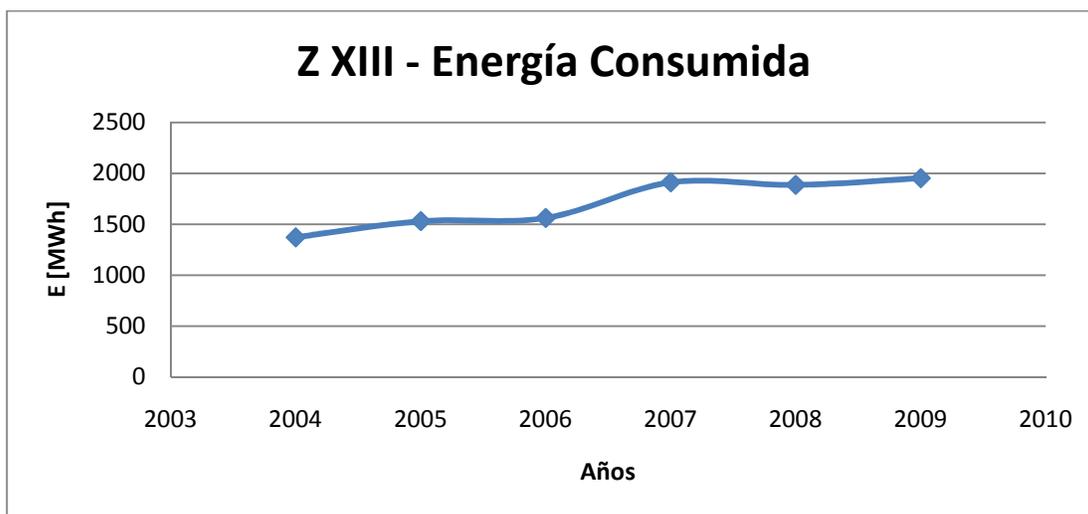


Figura 38 – Energía Anual Consumida

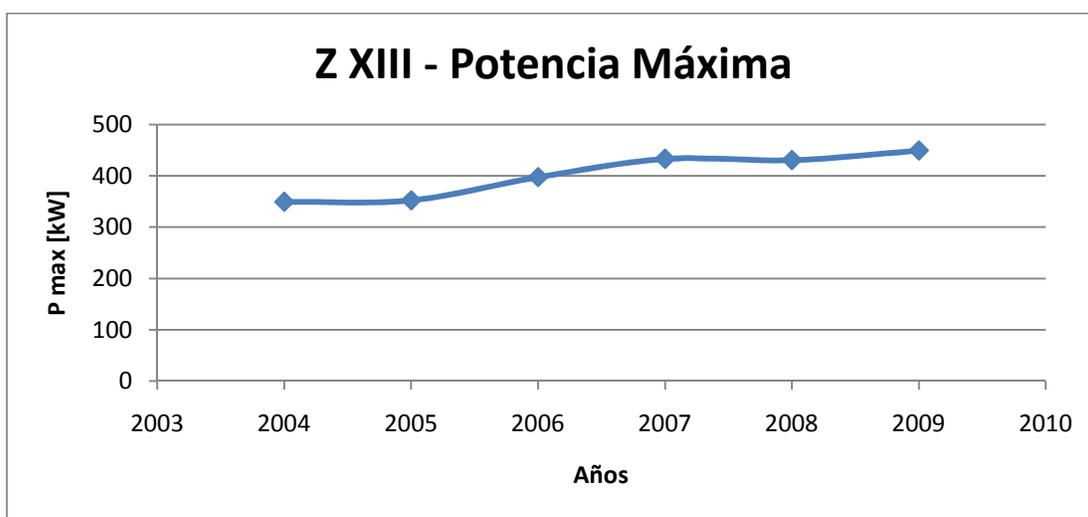


Figura 39 - Potencia Máxima Anual

Zona XIV – Residencial Río

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	4701262.7	902
2005	4799360	976
2006	4949114	1065
2007	5504444.6	1061
2008	5931077	1290
2009	5797817.1	1116

Tabla XX – Energía y Potencia Máxima Anuales.

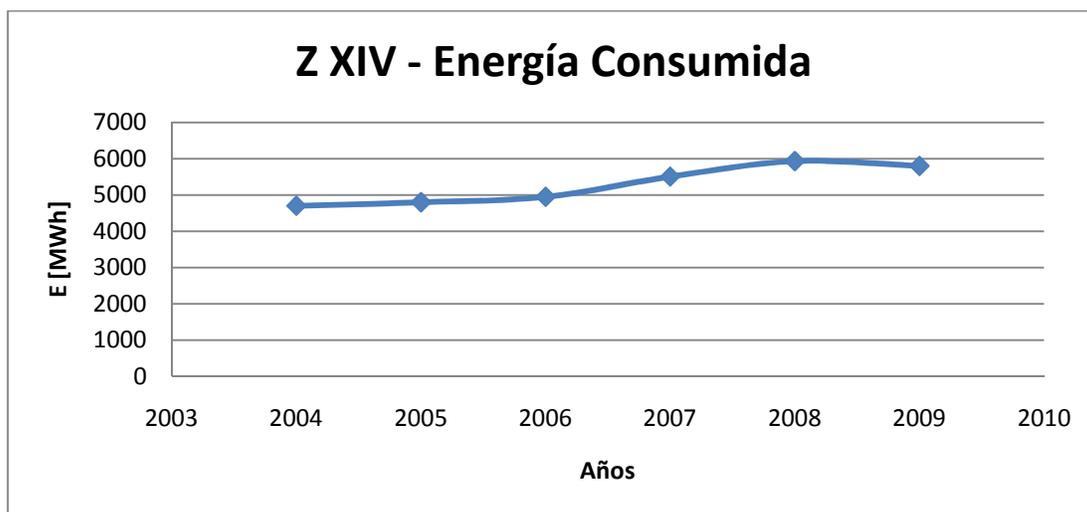


Figura 40 – Energía Anual Consumida

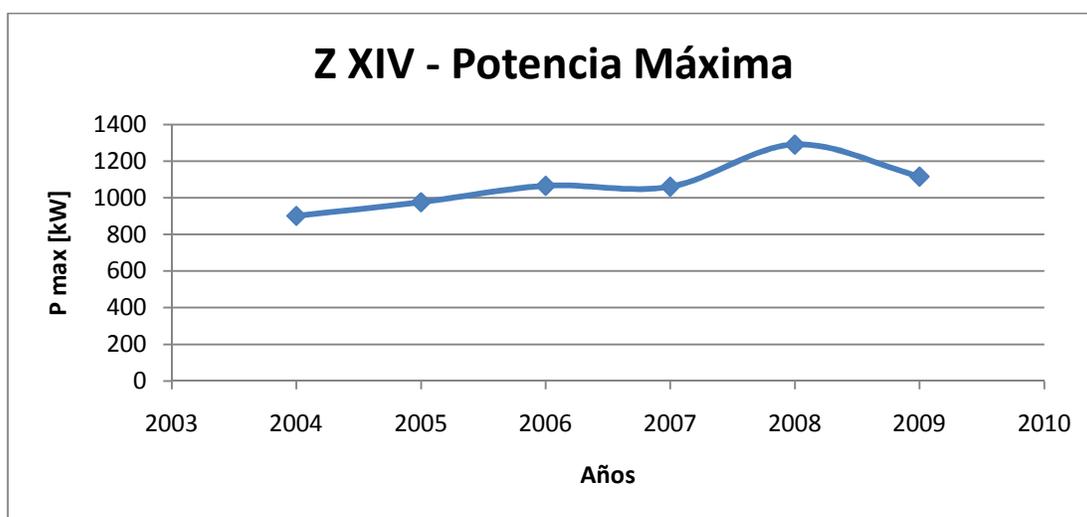


Figura 41 - Potencia Máxima Anual

Zona XV - Aceitera

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	19223105	2971
2005	19628371	3195
2006	18587690	3141
2007	15100993	2784
2008	18942172	3193
2009	20394783	3128

Tabla XXI – Energía y Potencia Máxima Anuales.

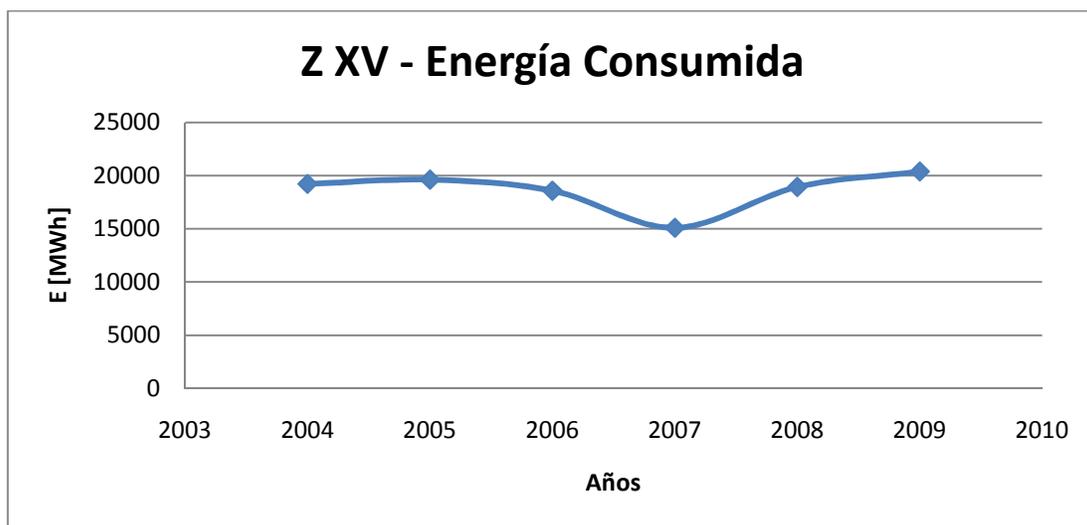


Figura 42 – Energía Anual Consumida

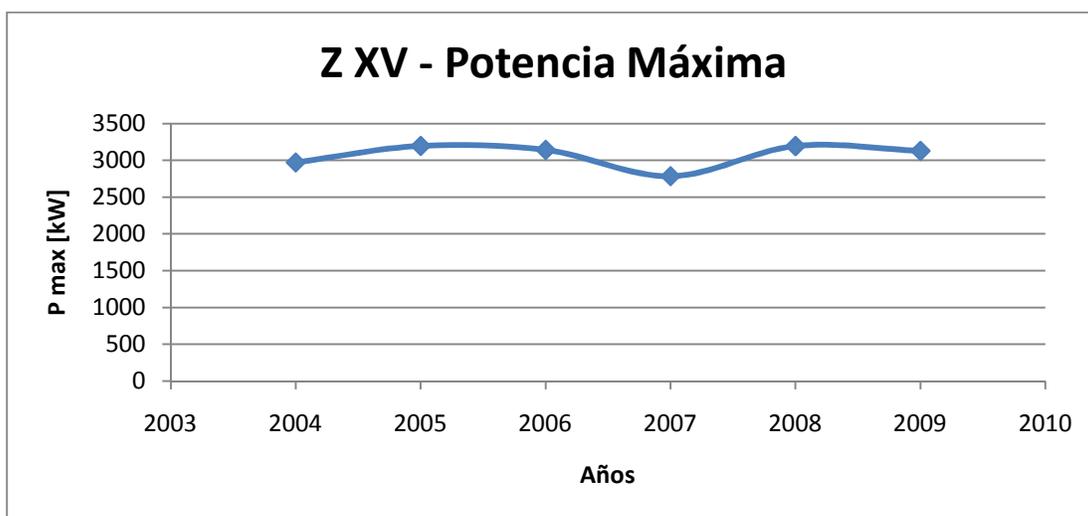


Figura 43 - Potencia Máxima Anual

Zona XVI - Residencial-Industrial

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	26498288	1485
2005	27050569	1403
2006	26647934	1518
2007	24513848	1939
2008	29138126	1997
2009	29889055	1679

Tabla XXII – Energía y Potencia Máxima Anuales.

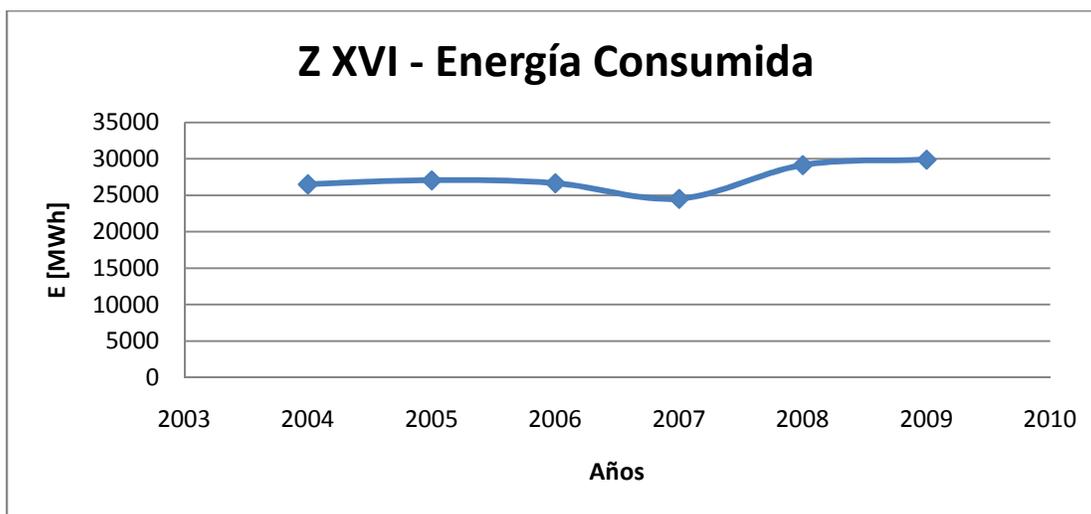


Figura 44 – Energía Anual Consumida

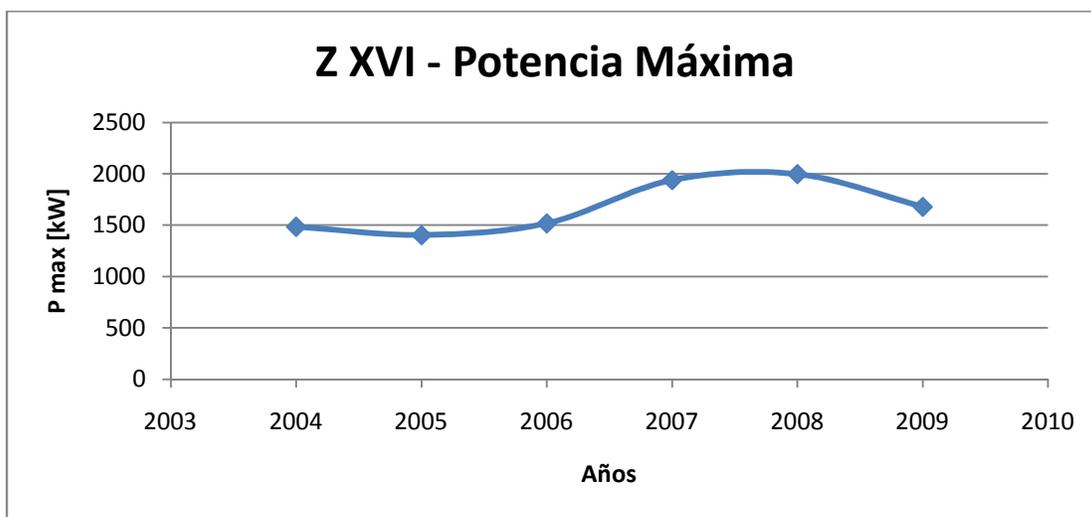


Figura 45 - Potencia Máxima Anual

Zona XVII - Norte

AÑO	E [MWh]	P _{max} [kW]
2004	3234424.2	620
2005	3306655	632
2006	3702866	714
2007	4263520.7	874
2008	4155423	826
2009	3480868.1	743

Tabla XXIII – Energía y Potencia Máxima Anuales.

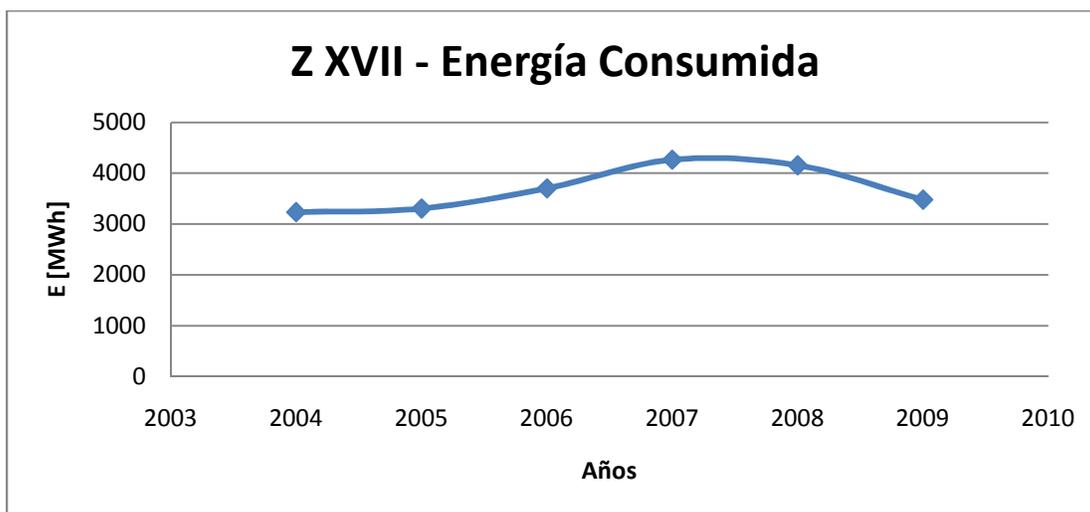


Figura 46 – Energía Anual Consumida

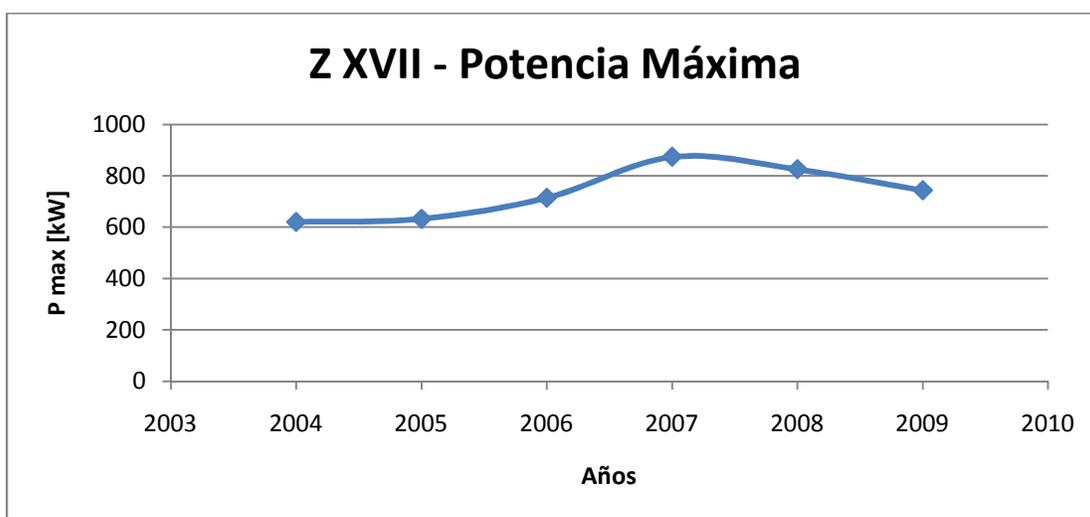


Figura 47 - Potencia Máxima Anual

Análisis de Datos

Indicadores habituales de consumo

Consumo por usuario: es el cociente entre la energía eléctrica y el número de usuarios.

Este índice puede ser global o desagregado por el tipo de usuario, y resulta fuertemente afectado por el tipo de actividad socioeconómica de la zona, los hábitos de consumo, el clima, el desarrollo tecnológico, etc., por lo que es un índice cualitativo del papel de la energía en una comunidad dada.

AÑO	2004	2005	2006	2007	2008	2009
E [kWh]	138774150	140221628	141724611	149990724	159486125	159131827
N Usuarios	35274	36429	37278	38980	39392	39985
Consumo por Usuario [kWh/año]	4207.03	4133.02	4145.64	3847.86	3859.92	3825.45

Tabla XXIV – Consumo por Usuario.

Factor de carga: es el porcentaje de la carga máxima que resulta la carga media, es decir el porcentaje de la potencia máxima que aplicada 8760 horas en el año, producirá el mismo consumo de energía eléctrica.

$$FC = \frac{\text{Energía}}{8760 \cdot \text{Potencia máxima}} \quad \text{Ecuación 8}$$

AÑO	2004	2005	2006	2007	2008	2009
E [MWh]	138774.15	140221.63	141724.61	149990.72	159486.13	159131.83
P _{max} [MW]	38.197	39.849	41.953	41.838	43.868	39.542
FC	0.41	0.40	0.39	0.41	0.42	0.46

Tabla XXV – Indicadores globales de consumo.

VARIABLES A PRONOSTICAR

Energía eléctrica

Es usual que en una primera fase del estudio de macroproyección, se efectúe el pronóstico del consumo de energía global de la región bajo análisis.

Generalmente se disponen de datos históricos de energía anual generada, entregada a la red y facturada, que permitan, analizando tendencias, extrapolar el crecimiento futuro de la energía.

En cuanto a la energía facturada, la disponibilidad de datos históricos del consumo anual, permite un análisis para inferir la evolución futura.

La siguiente tabla muestra la cantidad de usuarios y la energía total facturada por la Cooperativa en cada año. Estos datos se obtienen de la base de datos.

AÑO	2004	2005	2006	2007	2008	2009
N Usuarios	35274	36429	37278	38980	39392	39985
E [GWh]	138.774	140.222	141.725	149.991	159.486	159.132

Tabla XXVI – Cantidad de Usuarios y Energía Total Demandada por año.

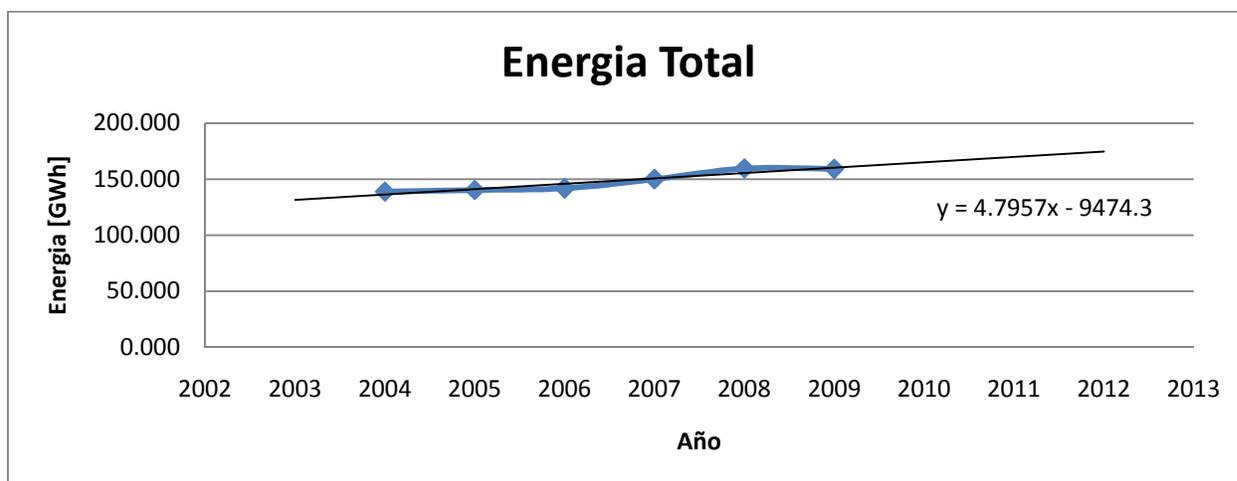


Figura 48 – Energía Total Demandada por año.

Estimación de la energía demanda

En la planilla de Excel se grafica la línea de tendencia en el gráfico de Energía Facturada y se obtiene su ecuación, la cual permite obtener los valores de Energía esperados en los próximos 20 años.

AÑO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
E [GWh]	165.06	169.85	174.65	179.44	184.24	189.04	193.83	198.63	203.42	208.22	213.01

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
E [GWh]	217.81	222.61	227.40	232.20	236.99	241.79	246.58	251.38	256.18	260.97

Tabla XXVII – Estimación de la Energía Total Demandada por año.

Potencia eléctrica

Esta es la magnitud más importante en los estudios de planificación de redes de distribución, ya que el tamaño de las instalaciones (secciones de conductores, módulos de transformadores, etc.) dependerán de la potencia, también denominada demanda o carga.

En general se conoce la potencia máxima entregada a la red distribución, medida en barras de las centrales generadoras o estaciones transformadoras.

La siguiente tabla muestra la Potencia máxima registrada por la Cooperativa en cada año. Estos datos se obtienen de la base de datos.

AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
P _{max}	32.60	33.18	34.26	35.03	35.44	38.20	39.85	41.95	41.84	43.87	39.54

Tabla XXVIII – Potencia Máxima Demandada por año.

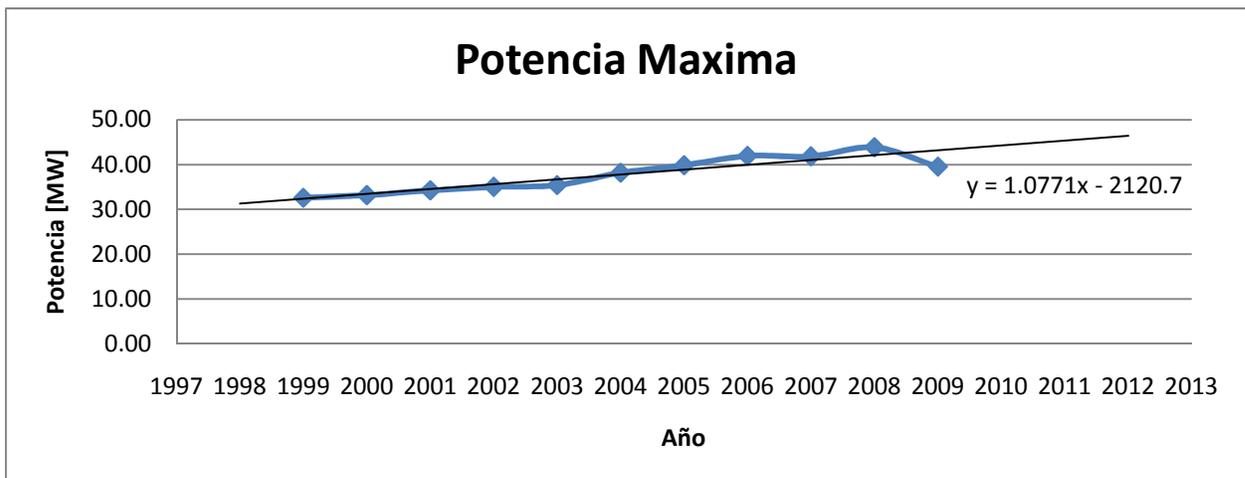


Figura 49 – Potencia Máxima Demandada por año.

Estimación de la Potencia Máxima demanda

En la planilla de Excel se grafica la línea de tendencia de la Potencia Máxima y se obtiene su ecuación, la cual permite obtener los valores de Potencia Máxima esperados en los próximos 20 años.

AÑO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
P [MW]	45.40	46.49	47.58	48.67	49.76	50.85	51.94	53.02	54.11	55.20	56.29

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
P [MW]	57.38	58.47	59.56	60.65	61.74	62.83	63.92	65.01	66.10	67.19

Tabla XXIX – Estimación de la Potencia Máxima Demandada por año.

Número de usuarios

Dado que es posible disponer del número de usuarios histórico de una región, esto permite extrapolar, por un análisis de tendencias, el crecimiento de los mismos. En base a esta información y a una predicción del crecimiento del consumo por usuario de la región bajo análisis, es factible pronosticar la evolución futura de la energía.

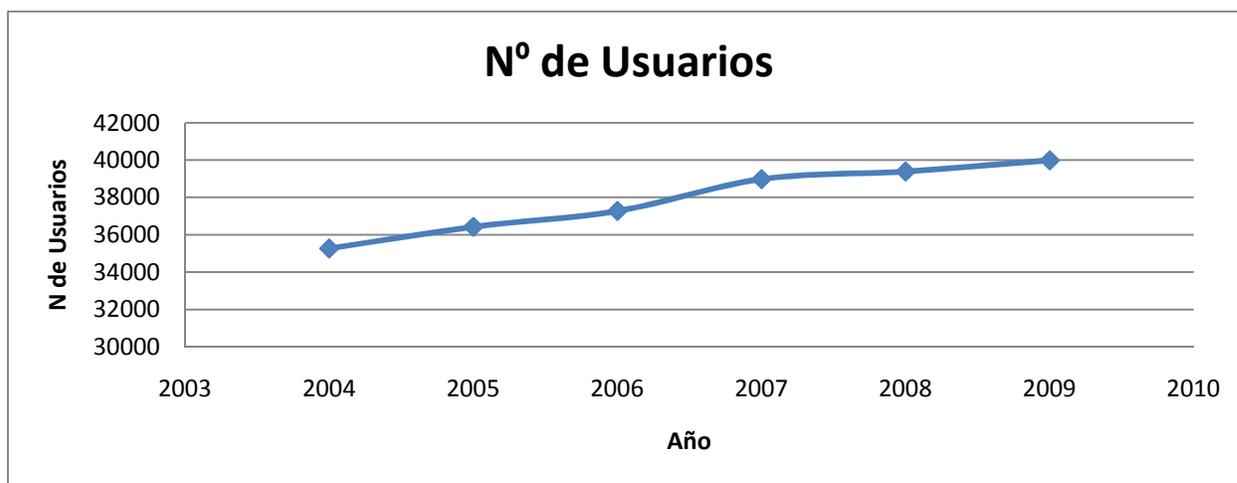


Figura 50 – Número de Usuarios por año.

Tasa de Crecimiento Anual

Con respecto a la tasa de crecimiento anual se obtuvieron 2 valores distintos. En primer lugar, a partir del registro mensual de Potencia Pico tomada como la suma de los distintos puntos de abastecimiento desde el SADI, desde el año 1999 al 2009 y se llega a que la tasa anual de crecimiento es de 3.71 [%].

Este valor de 3.71 [%] resulta de calcular el crecimiento total a lo largo de la línea de tendencia del gráfico de Potencia Máxima consumida por la Cooperativa entre el año 1999 y 2009 y luego dividirlo por el periodo de 10 años.

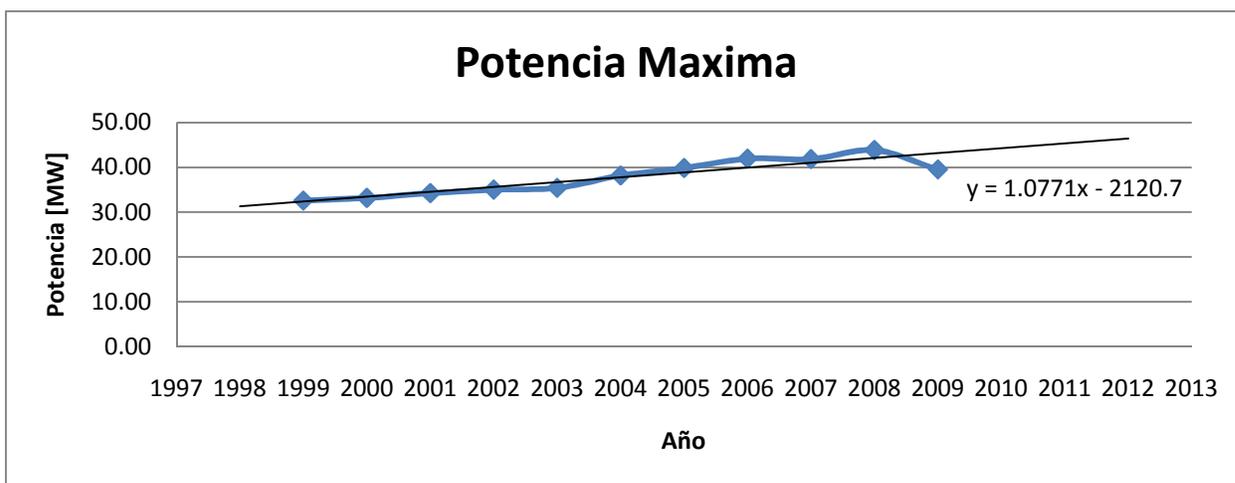


Figura 51 – Estimación de Potencia Máxima Demandada por año.

$$Tasa\ de\ Crecimiento\ Anual = \frac{P_{2009} - P_{1999}}{P_{1999}} \cdot \frac{100}{10} = 3.71\ [%] \quad \text{Ecuación 9}$$

Por otro lado, a partir de la información del consumo histórico de energía de cada una de las 18 zonas de la ciudad, se estiman los consumos de potencia máxima para los próximos 15 años, y teniendo en cuenta los planes de radicación de Viviendas Sociales, Barrios Privados y la instalación de un Parque Industrial, se obtiene una tasa de crecimiento del 4.96 [%].

Este valor de 4.96 [%] surge a partir de la estimación de Potencia Máxima consumida por la Cooperativa los próximos 15 años y luego se calcula la tasa de crecimiento anual.

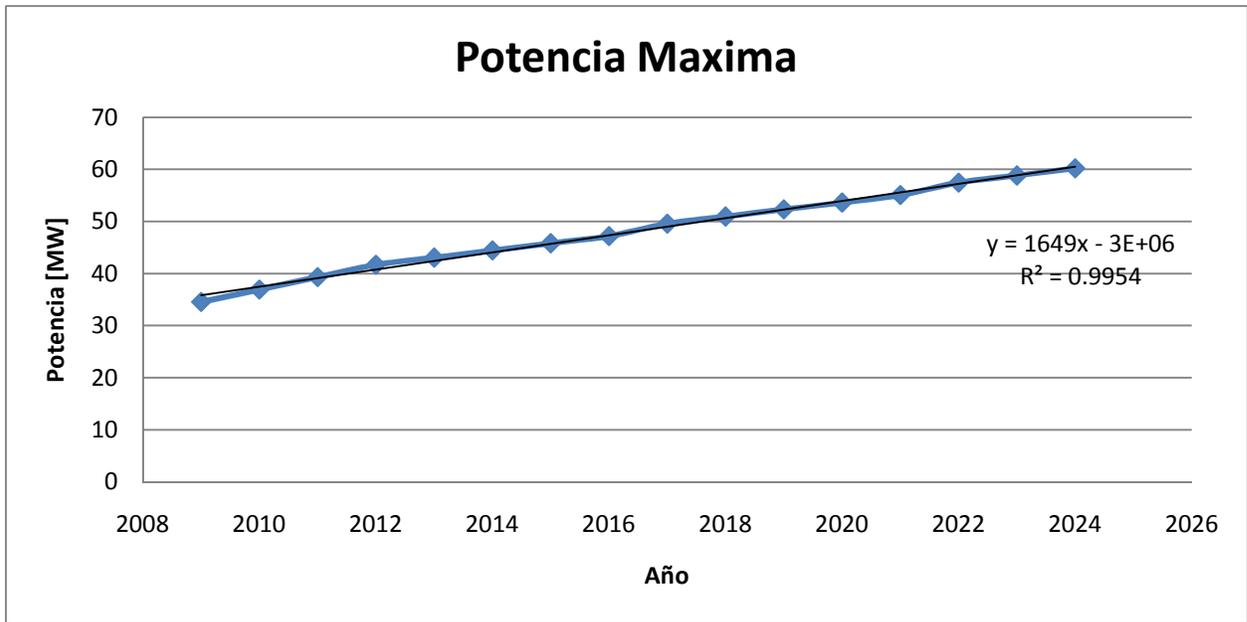


Figura 52 – Estimación de Potencia Máxima Demandada por año.

$$Tasa\ de\ Crecimiento\ Anual = \frac{P_{2024} + P_{Barrios} - P_{2009}}{P_{2009}} \cdot \frac{100}{15} = 4.96 [\%] \quad \text{Ecuación 10}$$

Para llegar a estos resultados es necesario determinar el índice de crecimiento del sistema en base a los antecedentes históricos y otras informaciones recogidas.

Para determinar el índice de crecimiento anual y su tendencia necesitamos disponer de antecedentes de por lo menos un número de años igual al de estudio; datos de pocos años restan confiabilidad a este cálculo.

En este caso se pudo obtener una serie temporal de datos del consumo de energía de los usuarios de la Distribuidora local desde el año 2004 al 2009, es decir, 6 años y los consumos de Potencia Máxima de la distribuidora y de los grandes consumidores desde el 1999 al 2009, es decir 10 años.

No se realizó un estudio de años anteriores por no hallarse registros con la información necesaria, y aunque lo correcto hubiese sido solo estimar 10 años hacia el futuro, en algunos casos se hacen consideraciones teniendo en cuenta los próximos 30 años sabiendo que se seguirá modificando el estudio de la demanda futura, agregando a la base de datos la información del consumo de energía mensual a medida que transcurran los años y corrigiendo las estimaciones de potencia efectuadas.

Los resultados así obtenidos se comparan entre sí. Hay que tener en cuenta los factores que pueden influir en la capacidad económica de la población, como ser la radicación de industrias

básicas en un Parque Industrial o el reciente anuncio del Gobierno Provincial para la reactivación de la actividad portuaria, con el asentamiento de un área de logística de carga de contenedores, lo que implica considerar una demanda adicional estimada en 6 [MW] que podrían incorporarse en los próximos cinco años. Es decir a los valores de demanda proyectados por el crecimiento vegetativo, radicación de viviendas y actividad comercial de la ciudad, debemos sumarle puntualmente estas demandas industriales detectadas.

Con los datos precedentes y partiendo de los datos de carga para el año característico inicial del estudio, podremos obtener tres hipótesis de carga máxima demandada: una optimista con el valor mas alto, en la que se supone que se realizaran todos los planes expuestos; una curva pesimista que supone que ninguno o pocos de los planes expuestos se llevara a cabo; y finalmente una intermedia entre las dos que supone la realización parcial de los planes de radicación de industrias y barrios formulados.

Barrios de Viviendas Sociales, Barrios Privados y Planes Industriales

			Nro. Viviendas	P _{barrio} [kVA]	Zona
Necochea	Zona Logística Puerto	2 y 10 entre 59 y 67	--	6000	II
Necochea	Plan Federal	83 y 87 entre 94 y 98	144	201.6	IX
Necochea	Plan Federal	63 y 67 entre 90 y 94	144	201.6	IX
Necochea	Plan Federal	90 y 94 entre 73 y 75	72	100.8	IX
Necochea	Plan Federal II N13	82 y 86 entre 71 y 75	144	201.6	IX
Necochea	Plan Federal	39 y 43 entre 90 y 94	140	196	X
Necochea	Plan Federal	86 y 90 entre 43 y 47	144	201.6	X
Necochea	Plan Federal II N9	78 y 82 entre 51 y 53	72	100.8	X
Necochea	Privado	74 y Rio Quequén	100	280	X
Necochea	Parque Industrial	98 y 106 entre 11 y 29		2500	X
Quequén	Privado	565 y 569 entre 504 y 508	100	280	XIII
Quequén	Plan Federal I N6	522 y 524 entre 525 y 529	64	89.6	XVI
Quequén	Plan Federal II N12	562 y 566 entre 541 y 545	146	204.4	XVI
Quequén	Privado	Lomas del Golf I	32	89.6	XVI
Quequén	Privado	Lomas del Golf II	16	44.8	XVI
Quequén	Plan Federal	580 y 582 entre 529 y 531	32	44.8	XVII
Quequén	Privado	Av. Circunvalación y Rio Quequén	93	260.4	XVII

Tabla XXX – Planes de Construcción de Viviendas y Planes Industriales.

Esta información se obtuvo en el área de Planificación y Proyectos de la Municipalidad de Necochea y se prevé que la ejecución de las obras de viviendas concluya para el año 2015 y el Parque Industrial para el 2020.

Estimación Global de Potencia Máxima

Entonces, analizaremos lo que sucede con la variación de Potencia Máxima Demandada a medida que transcurren los años para las tasas de crecimiento obtenidas y para un valor intermedio.

En la siguiente tabla se observa que partir de los 44 [MVA] de Potencia Pico registrados por la compañía distribuidora en el mes de Julio del año 2008, se obtienen para cada una de las etapas de 5 años indicadas, los valores de Potencia Pico esperados según se disponga de la Tasa de Crecimiento proyectada a partir de datos históricos y en supuesto que se cumpla la continuidad del crecimiento habitacional y la radicación industrial en zona portuaria anunciada.

P_{Max}	44 [MVA]		
Tasa crecimiento	3,7%	4,33%	4.96%
5 años	52 [MVA]	53.3 [MVA]	54,7[MVA]
10 años	59.9 [MVA]	62,6 [MVA]	65,3 [MVA]
15 años	67.9 [MVA]	71,9[MVA]	76 [MVA]
20 años	75.8 [MVA]	81,2[MVA]	86,7 [MVA]

Tabla XXXI – Estimación de la Potencia Máxima.

Entonces se toma una solución de compromiso y se elige el valor intermedio entre los extremos calculados (optimista y pesimista), quedando así definida una nueva Tasa de Crecimiento de 4.33 [%] y la que adoptaremos para estimar la Potencia en Tarifa Pico para los próximos 20 años.

De todas maneras, mientras que transcurren los años se irá ajustando tanto el valor de la tasa de crecimiento como el desarrollo de las obras a medida que sea necesario ya que en todo momento se hará un monitoreo continuo del sistema ajustando los valores para obtener la tasa verdadera de crecimiento.

Puntos de Conexión con el SADI y Capacidad de Transformación

En la actualidad la Usina Popular Cooperativa se vincula a la red de transporte de Transba mediante dos puntos de conexión ubicados, uno en Necochea, con tres transformadores y sistemas de barras como se puede apreciar en los esquemas anexos; y otro en Quequén, con un solo transformador vinculado a la red de transporte en derivación directa. Esta última configuración resta confianza operativa, puesto que ante indisponibilidad del único transformador o de la línea Necochea – Mar del Plata, se requiere tomar toda la carga desde el punto de conexión Necochea.

Si bien esta operatoria se ha venido efectuando hasta el presente, se ha observado que el paulatino incremento de la demanda de los últimos años, se vuelve cada vez más crítica.

Como aclaración se destaca que los vínculos entre puntos de conexión deben hacerse sorteando el Río Quequén y que la demanda propia de Quequén es un 40 [%] de la total abastecida por la Cooperativa.

Actualmente no se puede sacar de servicio el único transformador que está en la SERAT para realizar tareas de mantenimiento debido a que se pondrían en riesgo las líneas que cruzan el Río Quequén ya que las mismas quedarían operando en forma continua con valores de intensidad de corriente cercanos a los valores nominales admisibles por los conductores.

Se sabe que los Transformadores de Potencia tienen una potencia total instalada de 70 [MVA].

Central Termoeléctrica	
Trafo 1 [MVA]	30
Trafo 2 [MVA]	15
Trafo 3 [MVA]	10
E.T. QUEQUEN	
Trafo 1 [MVA] (*)	15
P_{inst} TOTAL [MVA] (*)	65

Tabla XXXII – Potencia Total Instalada.

(*) Disponible para Cooperativa según estado de demanda de EDEA en La Dulce y Lobería..

En la actualidad, la demanda de energía eléctrica se satisface a través de 12 alimentadores principales en 13.2 [kV] que a medida que se van alejando de las fuentes de suministro se van ramificando para ir cubriendo toda la ciudad, tanto en las zonas urbanas como rurales.

Nueve alimentadores nacen en la Central Termoeléctrica y cada uno abastece principalmente un sector de la ciudad, y por otro lado nacen desde la SERAT tres distribuidores que alimentan varios usuarios importantes que consumen 36 [%] de la energía total abastecida y cerca del 30 [%] de la potencia, como son el Centro de Distribución del Puerto Quequén, Cargil y la Aceitera Oleaginosas Moreno.

Los alimentadores que nacen en la Central Termoeléctrica abastecen toda la ciudad de Necochea, las zonas residencial y rural y la pequeña industria de la ciudad de Quequén, y tienen una capacidad de transporte nominal teórica de potencia de 65 [MVA].

Si bien la capacidad de transporte para efectuar el cruce del río entre Necochea y Quequén en valores nominales teóricos alcanza los 19 [MW], cabe aclarar que hoy esto es difícil de lograr ya que uno de los alimentadores que van a Quequén (L1) debe ser descargado en Necochea y con los actuales niveles de carga no es posible la transferencia, con lo que finalmente deja un margen teórico de 12 [MW]. Esta situación provoca que la SERAT no pueda ser sacada de servicio para mantenimiento.

Los grandes consumidores de la ciudad no compran energía a la Cooperativa, sino que son clientes del Mercado Eléctrico Mayorista, aunque es la misma quien debe abastecerles a través de su red. El valor registrado de Potencias Máxima por la Cooperativa es 44 [MVA] en el mes de Julio del 2008, teniendo en cuenta a todos sus socios y a los grandes consumidores.

Cabe aclarar que este valor rondaría los 50 [MW] si se considera que la industria aceitera puede decidir no efectuar mantenimiento en época estival y entonces se daría la simultaneidad de la demanda turística y la demanda industrial.

Sabiendo que la Potencia total disponible en los Transformadores de la Central Termoeléctrica y la SERAT es de 65 [MVA], podemos calcular la diferencia con la Potencia Estimada a medida que transcurren los años.

En la tabla siguiente de la izquierda se observa que para la tasa considerada del 4,33 [%] la capacidad total de transformación se agota en el año 2020, mientras que si se considera la inclusión de las nuevas actividades industriales, Parque Industrial y Logístico en zona portuaria, la misma capacidad queda agotada en el año 2013.

Año	P estimada [MVA]	ΔP [MVA]
2010	45,905	-19,095
2011	47,810	-17,190
2012	49,716	-15,284
2013	51,621	-13,379
2014	53,526	-11,474
2015	55,431	-9,569
2016	57,336	-7,664
2017	59,242	-5,758
2018	61,147	-3,853
2019	63,052	-1,948
2020	64,957	-0,043
2021	66,862	1,862
2022	68,768	3,768
2023	70,673	5,673
2024	72,578	7,578
2025	74,483	9,483
2026	76,388	11,388
2027	78,294	13,294
2028	80,199	15,199
2029	82,104	17,104

Año	P estimada [MVA]	ΔP [MVA]
2010	52,165	-12,835
2011	55,330	-9,670
2012	59,495	-5,505
2013	64,660	-0,340
2014	66,825	1,825
2015	68,990	3,990
2016	71,155	6,155
2017	73,320	8,320
2018	75,485	10,485
2019	77,650	12,650
2020	79,815	14,815
2021	81,980	16,980
2022	84,145	19,145
2023	86,310	21,310
2024	88,475	23,475
2025	90,640	25,640
2026	92,805	27,805
2027	94,970	29,970
2028	97,135	32,135
2029	99,300	34,300

Tabla XXXIII – Estimación de la Potencia Total Demandada y su diferencia con la Potencia Total Instalada

Las proyecciones anteriores se ven agravadas si se considera la necesaria reserva de operación en la capacidad de transformación para el caso de tener que efectuar mantenimiento en alguna de las maquinas de las Estaciones Transformadoras.

Si se adopta el criterio más seguro, 50 [%] de reserva, ciertamente en la actualidad no se cumple.

Peor aún, actualmente la Cooperativa se encuentra en una situación de alto riesgo de abastecimiento, considerando que si el transformador de 30 [MVA] sale de servicio por alguna causa, con la capacidad de transformación remanente es imposible alimentar el total de la demanda.

Es por esto que se pretende prever la ejecución de ciertas obras para ampliar la potencia de las dos fuentes de suministro de energía de la ciudad (Central Termoeléctrica y SERAT), y al mismo tiempo tener disponible la red de distribución ampliada para poder distribuir en todo momento la potencia demandada.

Análisis por Zonas

Elaboración de la información

Potencia Máxima [kW]: es un valor aproximado, ya que este valor surge a partir del consumo mensual de los usuarios, y al no poder obtener un registro del instante preciso en que se produce exactamente el Pico Máximo de Potencia Consumida, se llegó a este valor a través de una estimación que tiene en cuenta la energía total consumida en el mes y la relación “k” existente entre la Potencia Máxima y la Potencia Media en las curvas de carga típicas para cada una de esas zonas. Para este cálculo se elige la máxima energía facturada en un mes desde al año 2004 al 2009 para el grupo de usuario pertenecientes a una misma zona.

$$P_{max}[kW] = \frac{E_{mensual}[kWh]}{720 [horas] \cdot k} \quad \text{Ecuación 11}$$

Densidad de Carga [MVA/km²]: a partir de la Potencia Máxima definida anteriormente y sabiendo que la misma se desarrolla dentro de la Zona definida, se midió el área de cada Zona a través de una herramienta de medición de área de AutoCAD. Entonces,

$$Densidad\ de\ Carga\ [MVA/km^2] = \frac{P_{max}[MVA]}{Area\ [km^2]} \quad \text{Ecuación 12}$$

Tasa de Crecimiento Anual [%]: se hallan las Potencias Máximas esperadas a partir de la curva de tendencia de las Potencias Máximas consumidas en un mes y luego se calcula la tasa de crecimiento anual con dos valores consecutivos cualesquiera ya que la ecuación de la línea de tendencia es de forma lineal para todas las zonas.

$$Tasa\ de\ Crecimiento\ [%] = \frac{P_{2max} - P_{1max} [kW]}{P_{1max} [kW]} \cdot 100 [%] \quad \text{Ecuación 13}$$

De acuerdo a la energía facturada a cada socio de la Distribuidora local se pudo analizar el comportamiento de los mismos, agrupados en 18 zonas de acuerdo a la similitud en el comportamiento de consumo a lo largo del año, obteniendo así los siguientes valores:

Zona	Descripción	P_{max} [kW]	Densidad de Carga [MVA/km ²]	Tasa de Crecimiento Anual [%]
0	Centro Playa	3124	8.19	0.45
I	Playa Este	1127	2.65	1.16
II	Puerto	80.55	0.13	0.65
III	Parque	751.55	0.05	3.72
IV	Playa Oeste	2595.03	1.77	3.28
V	Playa Este	2416.96	1.38	2.09
VI	Centro Residencial	10420.50	1.58	3.31
VII	Centro Viejo	1488.75	8.57	3.12
VIII	Parque Fondo	138.28	0.00	1.66
IX	Centro Fondo	2294.47	0.32	2.45
X	Rio Fondo	1722.36	0.15	2.61
XI	Industrial Puerto	1580.40	3.56	0.00
XII	Industrial	506.05	0.60	1.56
XIII	Residencial Costera	449.25	0.24	2.88
XIV	Residencial Rio	1290.49	0.65	2.85
XV	Aceitera	3194.68	36.81	0.37
XVI	Residencial-Industrial	1997.11	0.23	2.86
XVII	Norte	873.83	0.11	2.82

Tabla XXXIV – Características de las zonas.

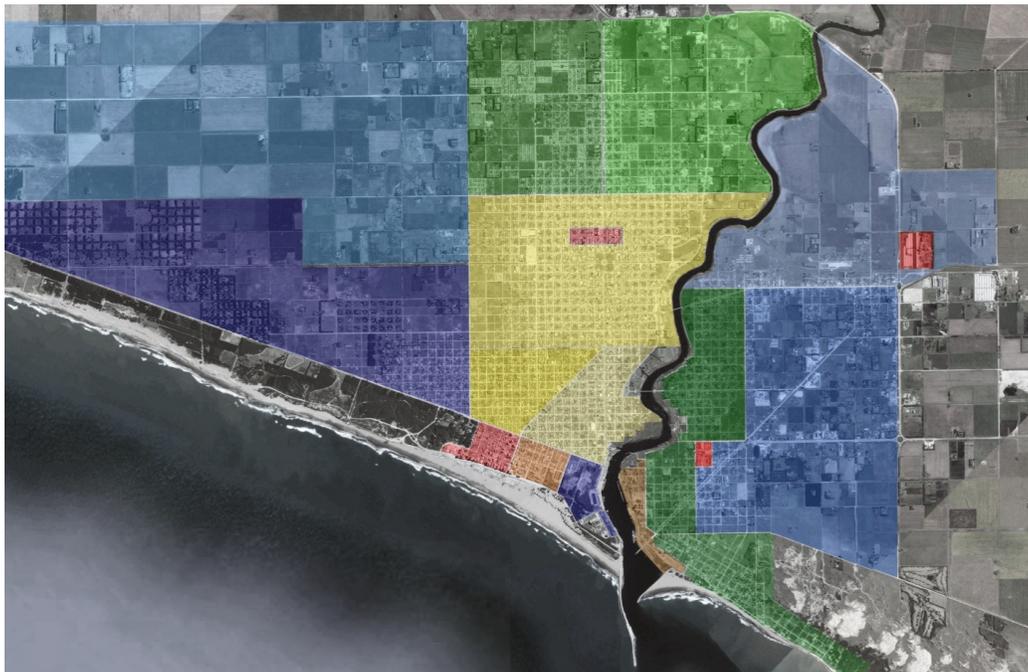


Figura 53 - División en zonas de la ciudad de Necochea-Quequén.

Del cuadro anterior se puede observar que las zonas de mayor crecimiento son en la ciudad de Necochea la Zona III – Parque, Zona IV – Playa Oeste, Zona VI – Centro Residencial, Zona VII – Centro Viejo y Zona X – Rio Fondo; y en la ciudad Quequén Zona XIII – Residencial Costera, Zona XIV – Residencial Rio, Zona XVI – Residencial Industrial y Zona XVII – Norte. Todas estas zonas presentan una tendencia de consumo de Potencia Pico a 30 años de algo más del 70 [%] de la Potencia Pico Total Demandada en toda la ciudad teniendo en cuenta los grandes consumidores y la construcción de todos los planes de Viviendas Sociales, Barrios Privados y el Parque Industrial.

Entonces, a partir de la Tasa de Crecimiento propia de cada una de esas áreas, veremos cuál será el aumento de la Potencia Pico Demandada en [kW] en los próximos 20 y 30 años para cada una de las mencionadas zonas y para los grandes consumidores.

Zona	Descripción	Tasa Crecimiento Anual [%]	2009 [kW]	2029 [kW]	2039 [kW]	Delta de Potencia entre 2029 y 2009	Delta de Potencia entre 2039 y 2009
III	Parque	3.72	725	1848	2410	1124	1686
IV	Playa Oeste	3.28	2393	5287	6735	2895	4342
VI	Centro Residencial	3.31	9700	21700	27700	12000	18000
VII	Centro Viejo	3.12	1518	3200	4041	1682	2523
X	Rio Fondo	2.61	1752	3193	3914	1441	2162
XIII	Residencial Costera	2.88	456	896	1116	440	660
XIV	Residencial Rio	2.85	1211	2360	2934	1149	1723
XVI	Residencial-Industrial	2.86	1898	3710	4616	1812	2718
XVII	Norte	2.82	832	1606	1993	774	1161
	Cargil	1.37	4522	6060	6829	1538	2307
	TQ	1.70	2517	3643	4206	1126	1689
	ACA	1.44	2156	2936	3326	780	1170
	TOTAL	2.66	29679	56440	69820	26761	40142

Tabla XXXV – Estimación de Potencia Máxima Demandada por zona.

Como se ve en la tabla anterior, la Zona VI – Centro Residencial es la que mayor crecimiento neto tendrá en el periodo de evaluación de la evolución del crecimiento de Potencia Pico Demandada seguida por la Zona IV – Playa Oeste. Ambas zonas son limítrofes entre sí, y se espera que el crecimiento se dé en el sector sudoeste de cada una de ellas donde la disponibilidad de tierras sin edificar es mayor. Por la misma razón de baja densidad de población, la Zona III – Parque presenta la mayor Tasa de Crecimiento de toda la ciudad y, si bien la Potencia Pico Demandada estimada a 30 años no es muy elevada, tal vez pueda ser mayor a medida que transcurren los años.

Es por estas razones que el Centro de Maniobras CM7 es un punto neurálgico para la distribución de energía a las zonas antes mencionadas.

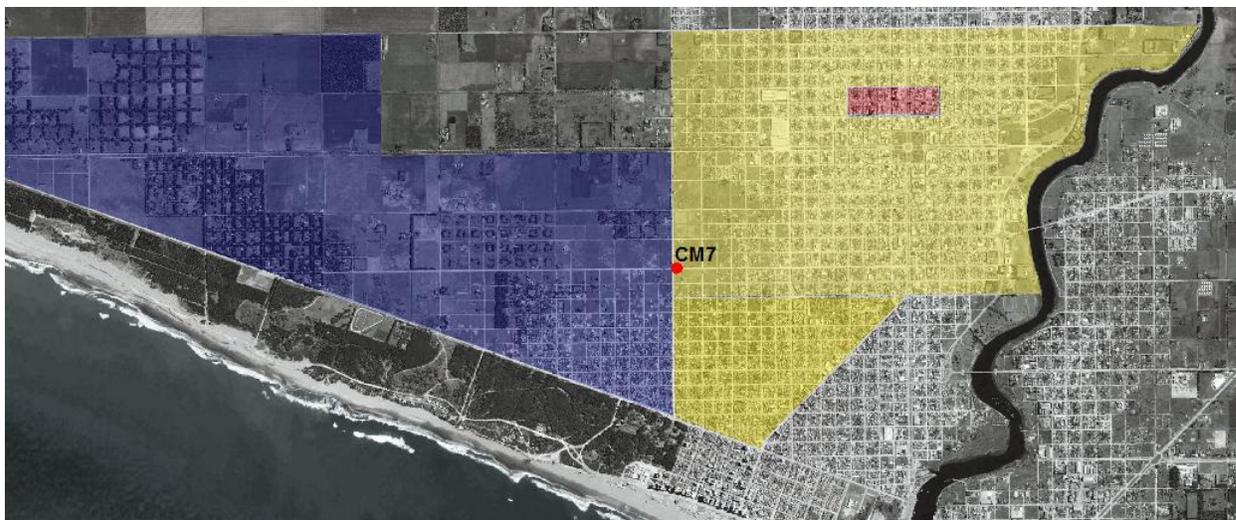


Figura 54 - Zona del CM7.

También se puede observar que la Zona VII – Centro Viejo presenta un crecimiento moderado en la Potencia Pico, y esta zona es alimentada por medio de Línea 5 que nace en la Central Termoeléctrica y finaliza en la zona que abastece, pero también tiene conexión con Línea 7, Línea 10, Línea 6, Línea 1 y Línea 3 que llegan al fondo de la ciudad.

La Zona X – Río Fondo presentara gran importancia en el futuro ya que en la misma se han proyectado la construcción de varios planes de Viviendas Sociales, un Barrio Privado y el Parque Industrial. El cuadro anterior se confecciono con la Tasa de Crecimiento vegetativo de cada zona y por lo tanto no tiene en cuenta la construcción de las obras anteriores.

Entonces, los Centros de Maniobra CM4 y CM8 resultan puntos importantes para inyectar potencia a las zonas antes mencionas, aunque se propone la construcción de un nuevo Centro de Maniobras y Distribución en las inmediaciones del Parque Industrial denominado CM10, para abastecer tanto al mismo como para crear un vínculo con Línea 10 y poder reforzar la potencia de Línea 5 que alimenta la Zona VII – Centro Viejo.

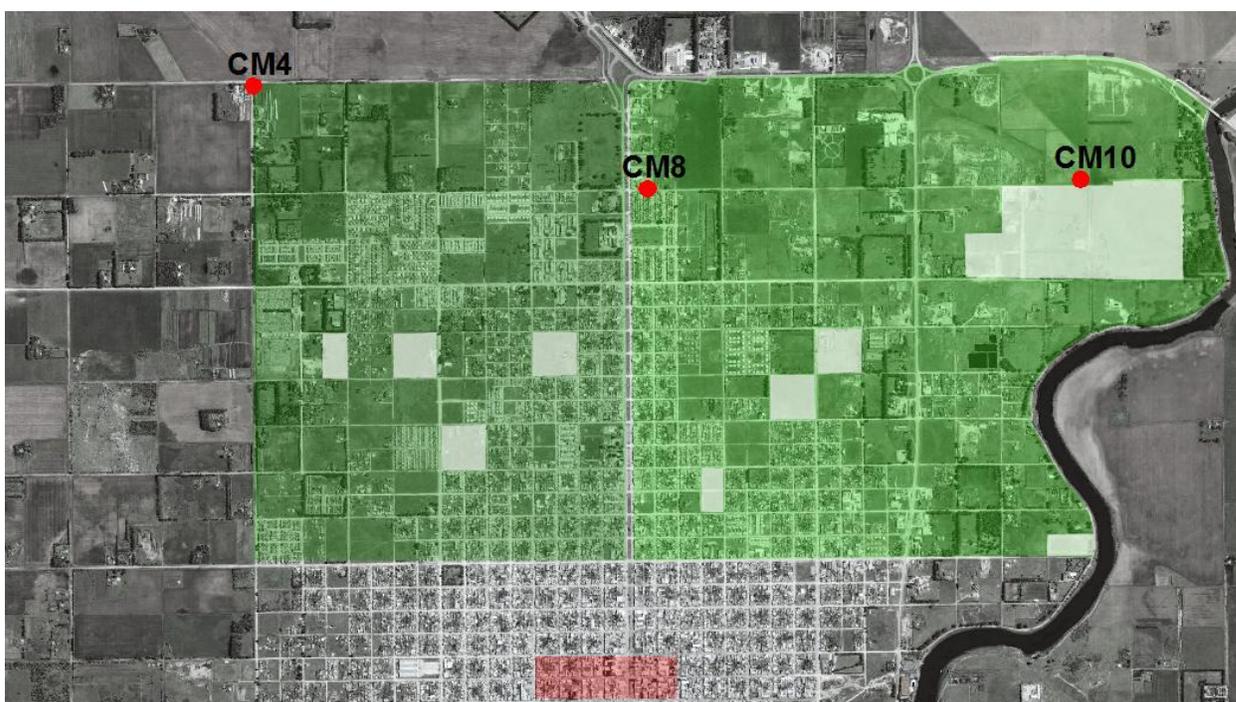


Figura 54 - Zona Norte de Necochea.

En Quequén, las Zonas XIV, XVI y XVII (Residencial Río, Residencial-Industrial y Norte) presentan baja densidad de población ya que en toda la zona el porcentaje de construcciones es muy bajo, y por esto se espera que en los próximos años la Potencia Pico aumente más que en otros sectores.

En este caso la SERAT es la mejor alternativa para suministrar energía a estas zonas porque se encuentra cerca de las mismas, y se podría crear un vínculo con Línea 8 para reforzar el sector que abastece.

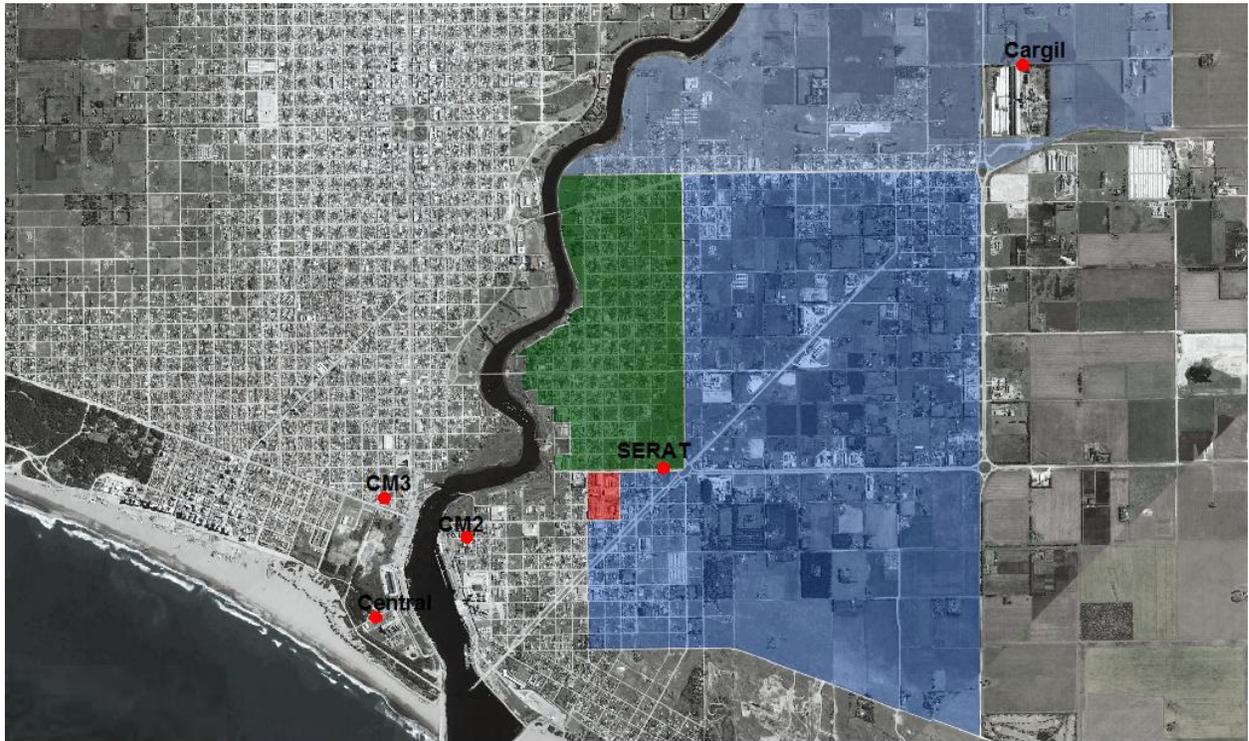


Figura 55 - Zona de la SERAT.

Con respecto a los grandes consumidores, también se ve que el crecimiento en el consumo es moderado. Por un lado se encuentran las industrias del Puerto Quequén, que pueden ser alimentadas por su cercanía desde el CM2, y por otro lado se encuentra Cargil en un sector de características rurales en el fondo de la ciudad.

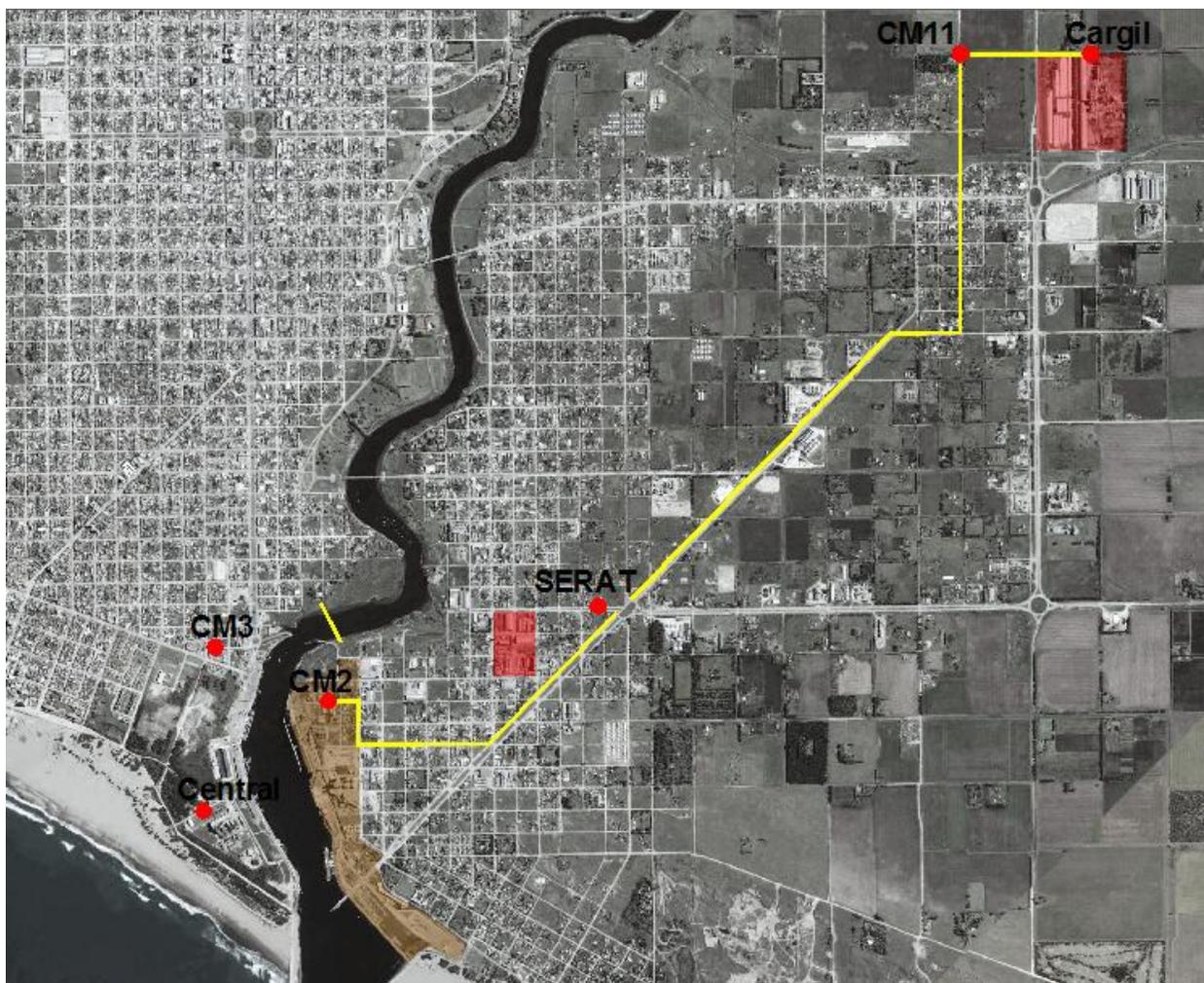


Figura 56 – Alimentadores principales que salen de la SERAT.

Como se ha mencionado, los puntos mas importantes son el CM7, CM4, CM8, CM2, la SERAT y el Centros de Maniobras y Distribución propuesto para alimentar el Parque Industrial.

Campos de Transformación

Recordemos que el mayor valor registrado de Potencia Máxima Demandada por la Cooperativa y los Grandes Consumidores que compran energía en el mercado mayorista, llegó a 44 [MVA]. Peor aún si se considera una posible simultaneidad de la demanda industrial de las fabricas de aceite y la demanda turística de verano, estimada en 50 [MVA].

Se sabe que los Transformadores de Potencia tienen una Potencia Total Instalada de 70 [MVA].

Central Termoeléctrica	
Trafo 1 [MVA]	30
Trafo 2 [MVA]	15
Trafo 3 [MVA]	10
SERAT	
Trafo 1 [MVA] (*)	10
P_{inst} TOTAL [MVA]	65

Tabla XXXVI – Potencia Total Instalada.

(*) Disponible para Cooperativa según estado de demanda de EDEA hacia La Dulce y Lobería.

Con esta disponibilidad de potencia y con las estimaciones de potencia realizadas, se ve que se deberá construir una nueva subestación de rebaje en la periferia de la ciudad teniendo en cuenta dos consideraciones para elegir la nueva ubicación:

- 1) Que exista baja densidad de población en la actualidad y a largo plazo para no reincidir en daños al medioambiente.
- 2) Las trazas de las cuatro líneas de 132 [kV] que acometen a la ciudad a través de los campos rurales desde las localidades de Gonzales Chávez, Tandil, Mar del Plata y Miramar.

Así surgen algunas posibles ubicaciones de la nueva ET de rebaje de 132 [kV] teniendo en cuenta los accesos a la ciudad para llevar las redes de Media Tensión hacia los principales Centros de Maniobra.

- 1) Sobre la línea de transmisión de 132 [kV] Necochea – Chávez, una propuesta puede ser ubicarla junto a un importante camino vecinal de Necochea denominado Ruta 86: Camino a las Cascadas (Circulo Blanco en la Figura 57) o sobre caminos vecinales a escasos metros

de la Av. Circunvalación a la altura del cruce por el Puente Aramburu (Círculo Amarillo en la Figura 57).

- 2) Sobre la Ruta 88 surge la posibilidad de crear una subestación con doble alimentación desde Mar del Plata y Tandil (Círculo Rojo en la Figura 57) o desde Mar del Plata y Miramar (Círculo Azul en la Figura 57).

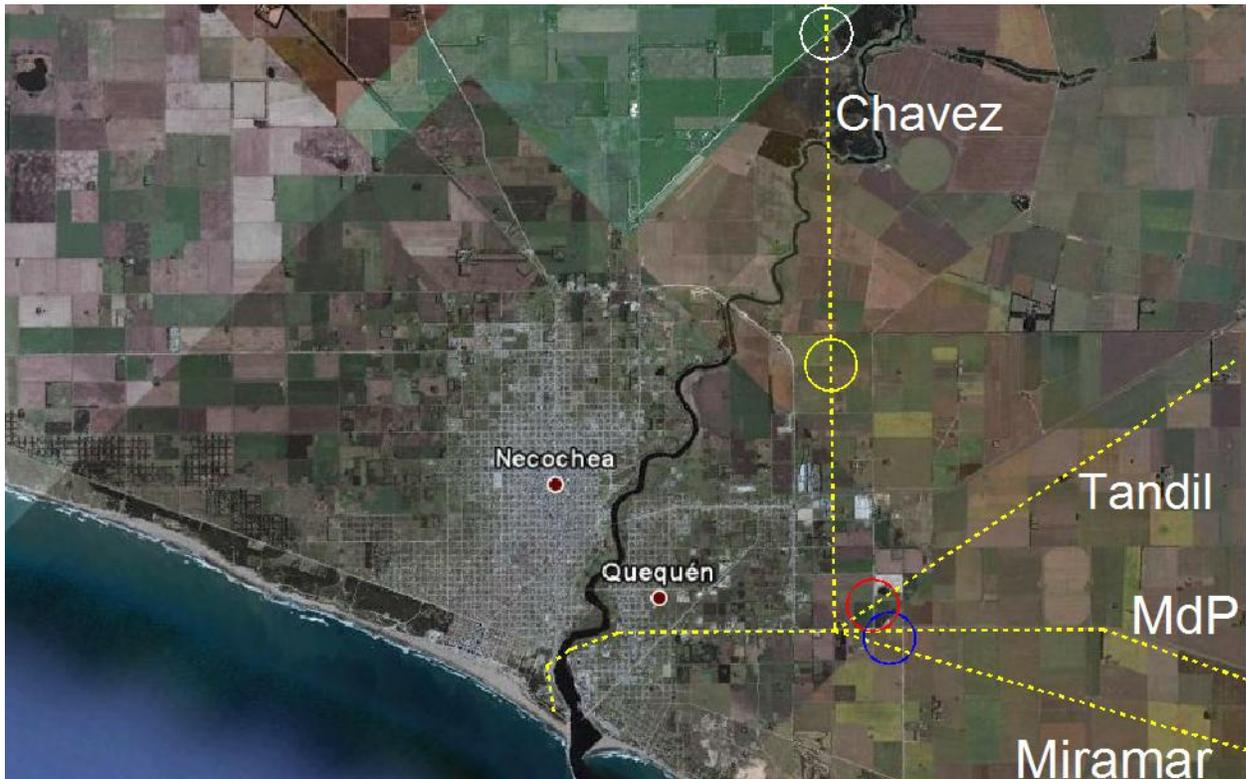


Figura 57 – Red de 132 [kV].

En todas las líneas de 132 [kV] que acometen a la ciudad existe disponibilidad de potencia para tomar del sistema. El actual baricentro de potencia, teniendo en cuenta las principales cargas que son el Puerto de Necochea, Oleaginosos Moreno y Cargil, intuitivamente esta en donde se halla la SERAT.

Si bien las propuestas de ubicar la Nueva Estación Transformadora sobre la Ruta 88 son buenas debido a la facilidad de acceder con líneas de distribución de MT en forma directa a la SERAT y a Cargil, no resuelve tan bien el inconveniente de cubrir el crecimiento de demanda pronosticado en las zonas norte de Necochea y Quequén, ya que se deberán realizar largos tendidos de líneas aéreas de Media Tensión implicando un costo importante con el consecuente problema de la caída de tensión.

Sobre la línea Necochea – González Chávez la posibilidad de construirla junto a caminos vecinales en cercanías de la Av. Circunvalación presenta varias ventajas:

- 1) La posibilidad de realizar rápidamente un cruce de río con importante potencia que permita alimentar los Centros de Maniobra de la zona norte de la ciudad de Necochea: CM4, CM8 y CM10 (Centro de Maniobras propuesto junto al Parque Industrial), casi 7 [MVA] en la actualidad y aproximadamente 12 [MVA] dentro de 10 años.
- 2) La posibilidad de alimentar Cargil de forma directa desde la Estación Transformadora.
- 3) Buenos accesos a la SERAT para llevar alimentadores que permitan alimentar principalmente la carga del Puerto Quequén, Oleaginoso Moreno y las pequeñas y medianas industrias de la zona.

Alternativa I

La primera alternativa que se presenta es ampliar la potencia de los campos de transformación. Una rápida solución es reemplazar el Transformador N°3 de la Central Termoeléctrica de 10 [MVA] por uno de 30 [MVA] y construir un nuevo alimentador que cruce el río Quequén y así poder tomar la carga que consume este hemisferio de la ciudad.

De esta manera, la potencia instalada en los campos de transformación sería:

Central Termoeléctrica	
Trafo 1 [MVA]	30
Trafo 2 [MVA]	15
Trafo 3 [MVA]	30
SERAT	
Trafo 1 [MVA] (*)	10
P_{inst} TOTAL [MVA]	85

Tabla XXXVII – Potencia Total Instalada.

(*) Disponible para Cooperativa según estado de demanda de EDEA en La Dulce y Lobería.

Ahora, con 85 [MVA], de potencia instalada en los campos de transformación, obtendremos una situación crítica cuando la demanda global de la ciudad llegue a los 55 [MVA], similar a la actual situación ante una maquina de 30 [MVA] fuera de servicio y según las proyecciones, esta condición se alcanzaría en el año 2015 o peor aún, en el 2012 si se tiene en cuenta la incorporación del

Parque Industrial de Logística para la carga de contenedores en el Puerto de Necochea, recientemente anunciado por el Gobierno Provincial.

Conclusión: Como se ve esta es una alternativa de solución de muy corto plazo, pero tal vez necesaria por su rapidez de ejecución, permitiendo por otra parte la realización de soluciones de más largo plazo.

Alternativa II

Si bien se visualiza que en el futuro la proyección de la demanda crece en mayor medida en la localidad de Quequén, fundamentalmente por asientos industriales, la ampliación de potencia de la actual SERAT pasando de 15 [MVA] a 30 [MVA] puede ser factible pero presenta dos inconvenientes importantes:

Por un lado presenta el problema de estar inmersa en una zona que actualmente es considerada urbana y produce un alto impacto ambiental.

Una segunda situación que se presenta es la imposibilidad física de salir de la situación de conexión en "T" a la red de 132 [kV] Necochea-Mar del Plata, ya que efectuar una apertura de red en 132 [kV], implica tener que efectuar nuevos campos de maniobra y rotar el existente. Por lo tanto se continúa en una situación de vulnerabilidad respecto a fallas en el sistema de transporte.

Por otra parte esta opción debiera ser acompañada al igual que la anterior de la instalación de nuevos alimentadores que refuercen su interconexión con la Central Termoeléctrica y si se considera como en la Alternativa I, la situación crítica de pérdida de una maquina de 30 [MVA], resulta igualmente una solución de corto plazo.

Alternativa III

Considerando como ya se mencionó el mayor crecimiento de la demanda en el lado Quequén del sistema de distribución, aparece entonces como una medida que aporta solución de mayor plazo la construcción de una nueva Estación Transformadora en la localidad de Quequén.

Para esta opción se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) El lugar físico de construcción debe ser alejado de zonas urbanas para reducir el impacto ambiental.
- b) Su ubicación debe ser tal que permita estar lo más cerca posible del baricentro de carga, de las zonas con crecimiento de demanda y con posibilidad de interconexión por medio de alimentadores de Media Tensión a las otras E.T.

c) Su conexión al sistema de 132 [kV] debería hacerse sobre una línea distinta a la que está conectada la actual E.T. Quequén, de forma de agregar confiabilidad ante fallos en Alta Tensión al sistema de Distribución en Media Tensión.

Bajo estas consideraciones se ha visto como factible la siguiente localización:



Figura 58 – Red de 132 [kV].

La misma cumple con los requisitos anteriores:

- a) Estaría alejada del centro urbano reduciendo el impacto ambiental.
- b) Estaría cercana a una de las demandas industriales más importantes, “Cargil” 5 [MVA] y con posibilidad de interconexión con la SERAT mediante uno de los alimentadores que actualmente llega a ésta fábrica.

Con nuevos alimentadores cruzando el río en zona no navegable por grandes embarcaciones, se está cerca de la zona Norte de la ciudad y se podría reforzar el abastecimiento a la creciente

demanda por la construcción de barrios de viviendas ejecutadas y planificadas, como así también la del Sector Industrial Planificado de incipiente desarrollo pero con perspectivas de crecimiento.

c) Su acceso al Sistema de transporte por distribución troncal de la empresa TRANSBA se daría sobre el vínculo Gonzales Chávez – Necochea, agregando así una nueva vinculación en Quequén a una línea diferente en 132 [kV].

La nueva Capacidad de Transformación quedaría como muestra la tabla:

Central Termoelectrica	
Trafo 1 [MVA]	30
Trafo 2 [MVA]	15
Trafo 3 [MVA]	10
SERAT	
Trafo 1 [MVA] (*)	10
Nueva SERAT	
Trafo 1 [MVA]	15
Trafo 2 [MVA]	15
P_{inst} TOTAL [MVA]	95

Tabla XXXVIII – Potencia Total Instalada.

(*) Disponible para Cooperativa según estado de demanda de EDEA en La Dulce y Lobería.

Ahora, con 95 [MVA], de potencia instalada en los campos de transformación, obtendremos una situación crítica cuando la demanda global de la ciudad llegue a los 65 [MVA], situación dada ante una maquina de 30 [MVA] fuera de servicio y según las proyecciones, esta condición se alcanzaría en el año 2020 o en la peor situación en el 2014, si se tiene en cuenta la incorporación del Parque Industrial de Logística para la carga de contenedores en el Puerto de Necochea, recientemente anunciado por el Gobierno Provincial.

Alternativa IV

Esta alternativa presupone la solución más apropiada de las estudiadas, ya que permite por un lado en forma inmediata la ampliación de potencia en la Central Termoeléctrica mediante el remplazo del transformador de 10 [MVA] por uno de 30 [MVA], permitiendo resolver en muy corto plazo la emergencia actual aliviando el riesgo de colapso ante la falla de un transformador

de 30 [MVA] en la Central Termoeléctrica. Mientras que la construcción de la Nueva SERAT resulta como solución de mediano plazo para abastecer la demanda proyectada.

Quedaría así la capacidad de transformación en Necochea- Quequén:

Central Termoeléctrica	
Trafo 1 [MVA]	30
Trafo 2 [MVA]	15
Trafo 3 [MVA]	30
SERAT	
Trafo 1 [MVA] (*)	10
Nueva SERAT	
Trafo 1 [MVA]	15
Trafo 2 [MVA]	15
P_{inst} TOTAL [MVA]	115

Tabla XXXIX – Potencia Total Instalada.

(*) Disponible para Cooperativa según estado de demanda de EDEA en La Dulce y Lobería.

Conclusión: con 115 [MVA], de potencia instalada en los campos de transformación, obtendremos una situación crítica cuando la demanda global de la ciudad llegue a los 85 [MVA], situación dada ante una maquina de 30 [MVA] fuera de servicio y según las proyecciones, esta condición se alcanzaría en el año 2031 o en la peor situación en el 2022, si se tiene en cuenta la incorporación del Parque Industrial de Logística para la carga de contenedores en el Puerto de Necochea, recientemente anunciado por el Gobierno Provincial.

Esta alternativa aparece como una verdadera solución dentro del concepto de Planificación de los Sistemas Eléctricos, llevando el horizonte a 20 años con criterio de confiabilidad.

En el Anexo se puede ver el Análisis de Pre-factibilidad y el presupuesto que la empresa TRANSBA le cotiza en el mes de Junio de 2010 a la Usina Popular Cooperativa “Sebastián de María” por la construcción de la estación transformadora Nueva SERAT.

Propuestas de ampliación de la Red de Media Tensión (13.2 [kV])

Luego del estudio de la información obtenida principalmente de registros de carga realizados en las campañas de medición de Calidad de Producto, registros periódicos de carga de grandes consumidores y valores del consumo de energía facturada a los socios consumidores de la Distribuidora, se evaluarán técnicamente las posibles alternativas para satisfacer en todo momento la energía demandada por todos los usuarios.

Analizando el crecimiento individual de cada una de las Zonas estudiadas, se identifican aquellas que presentan mayor crecimiento en la Potencia Pico demandada y se calcula la corriente que demandaran en media tensión. Aquí se tiene en cuenta la verdadera Tasa de Crecimiento Anual correspondiente a cada una de las Zonas estudiadas.

Zona	Descripción	Tasa Crecimiento Anual [%]	2009	2029	2039
III	Parque	3.72	725	1848	2410
IV	Playa Oeste	3.28	2393	5287	6735
V	Playa Este	2.09	2385	3793	4497
VI	Centro Residencial	3.31	9700	21700	27700
VII	Centro Viejo	3.12	1518	3200	4041
IX	Centro Fondo	2.45	2330	4072	4944
X	Rio Fondo	2.61	1752	3193	3914
XIV	Residencial Rio	2.85	1211	2360	2934
XVI	Residencial-Industrial	2.86	1898	3710	4616
XVII	Norte	2.82	832	1606	1993
	Cargil	1.37	4522	6060	6829
	TQ	1.70	2517	3560	3712
	ACA	1.44	2156	3643	4206

Tabla XL - Valores de Potencia Pico estimada en [kVA]

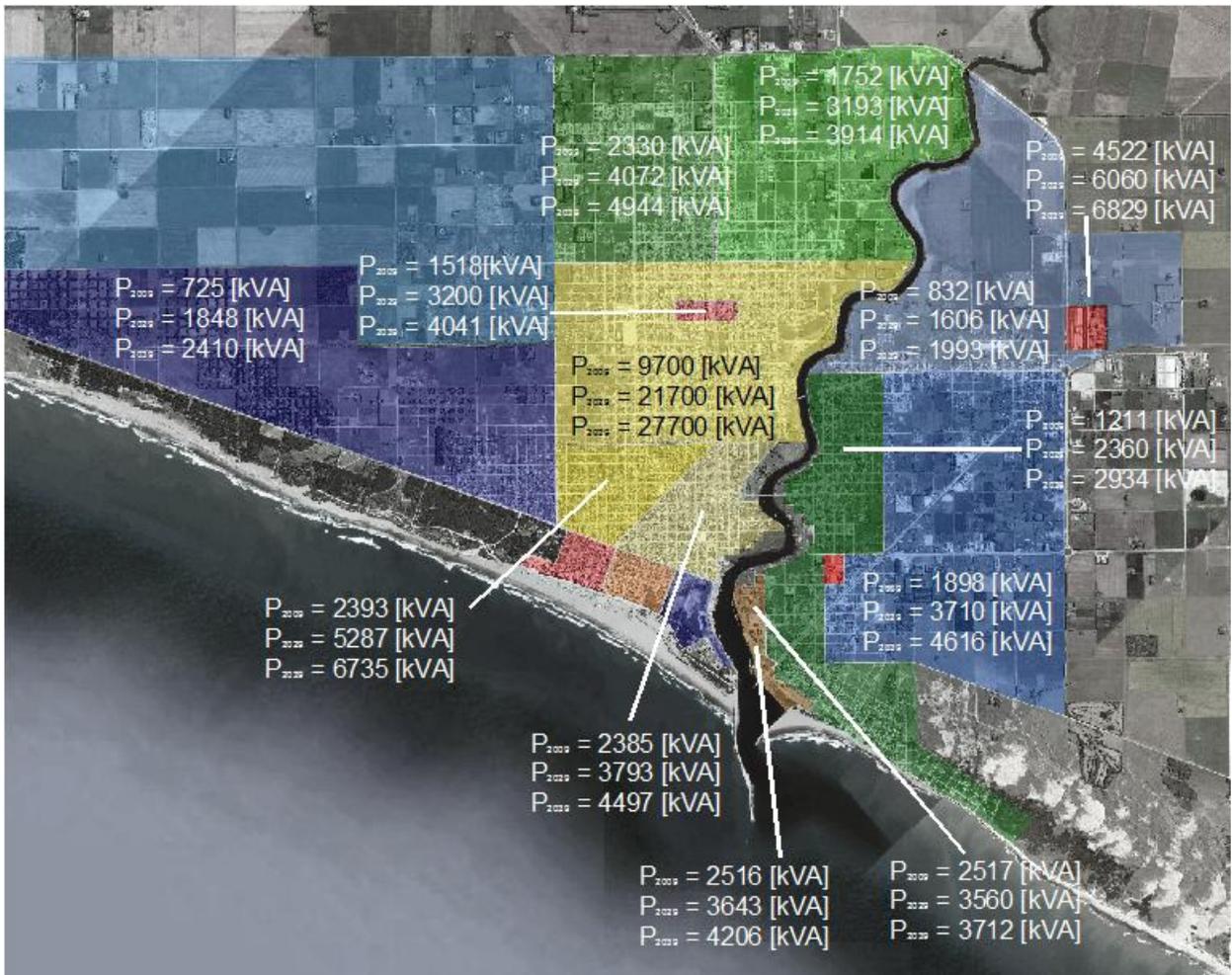


Figura 59 – Valores de Potencia en los años 2009, 2029 y 2039 respectivamente.

Se agrupan las Zonas que se encuentren alrededor de los CM para conocer cuál es su consumo total y así saber que potencia se llevará a cada uno de ellos. Además, se considera en general que las líneas de distribución actuales tienen capacidad de alimentar la demanda actual, con un resto para hacer maniobras de transferencia de carga cuando alguno de los alimentadores está fuera de servicio.

En primer lugar, la Zona III, Zona IV y Zona VI se encuentran alrededor del CM7 y presentan un consumo en 10 años de 1012 [A], en 20 años de 1401 [A] y en 30 años de 1791 [A].

Zona	III	IV	VI	Total
P_{inst} [kVA]	1874	3275	13828	18977
$I_{nominal}$ [A]	91	159	672	922
P_{2009} [kVA]	725	2393	9700	12817
I_{2009} [A]	35	116	471	623
P_{2019} [kVA]	1287	3840	15700	20827
I_{2019} [A]	63	187	763	1012
P_{2029} [kVA]	1848	5287	21700	28836
I_{2029} [A]	90	257	1055	1401
P_{2039} [kVA]	2410	6735	27700	36845
I_{2039} [A]	117	327	1346	1791

Tabla XLI – Valores de Potencia Pico y de Corriente Máxima actuales y estimados.

Esta tabla muestra que dentro de 9 años aproximadamente se igualará la demanda con la capacidad de suministro instalada en la actualidad. Además se puede ver que para el año 2029 será necesario reforzar ese sector con 479 [A] y para el año 2039 con 869 [A], tomando como referencia los 922 [A] que es posible abastecer en esa zona con las redes actuales. Se considera que el consumo actual y el crecimiento de carga de las Zonas VIII, IX y X será satisfecho por medio de los CM4, CM8 y CM10 a los cuales les llegará potencia en bloque desde la Central Termoeléctrica. Esto se da de esta manera porque todas estas Zonas son alimentadas por los mismos distribuidores: Línea 1, Línea 3, Línea 6, Línea 7 y Línea 10, los cuales se podrán abrir en los límites de estas Zonas para alimentar Zona III, Zona IV, Zona VI y Zona VII desde la Central Termoeléctrica, y Zona VIII, Zona IX y Zona X desde los CM que reciben la potencia en bloque.

La propuesta según las estimaciones es incorporar 2 ternas compactas de aluminio protegido con XLPE, conductor de 120 [mm²] que poseen capacidad de 458 [A] para abastecer dichas zonas por un período de 20 años, y 2 ternas más de iguales características en los 10 años siguientes.

En estas Zonas existen varias subestaciones a nivel donde derivan varias líneas de distribución. Por este motivo se eligieron dos trazas diferentes para cada una de esas dobles ternas a incorporar de manera tal que se alimenten esas subestaciones.

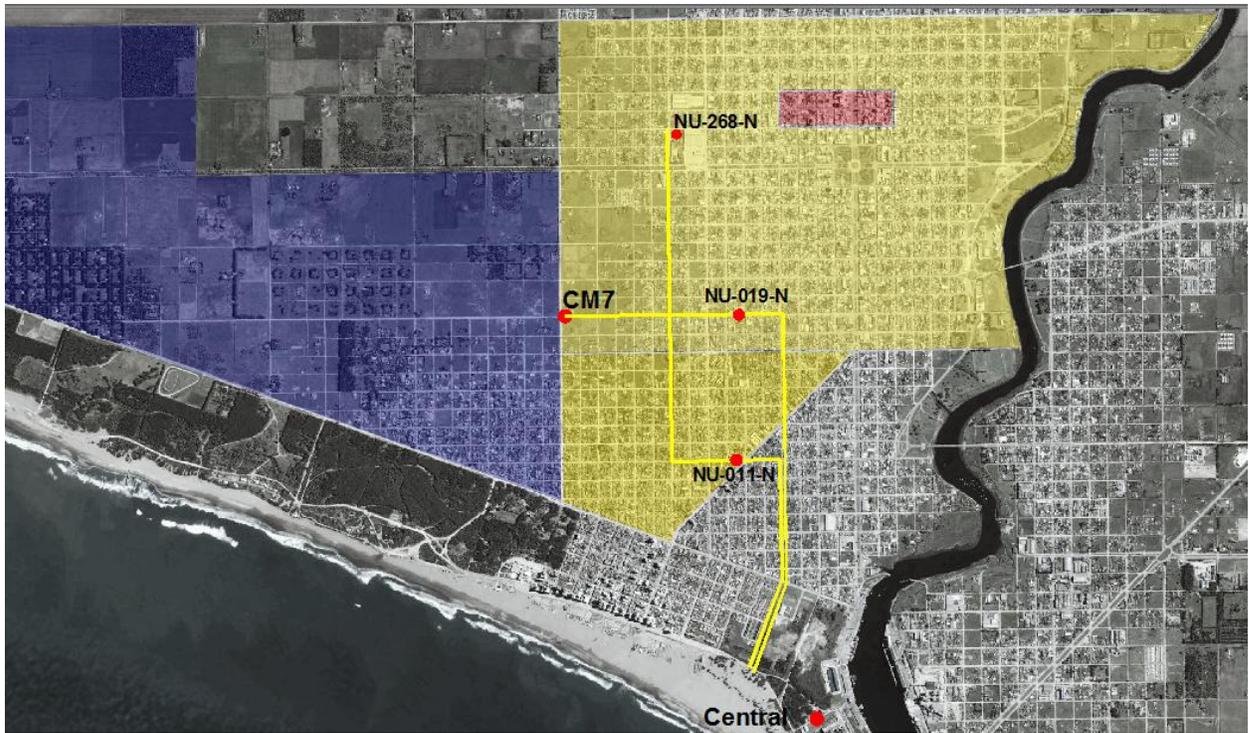


Figura 60 – Líneas en doble terna compactas de MT.

Otros puntos importantes son los CM4 y CM8 que se encuentran en las Zonas VIII y X y el Centro de Maniobras propuesto CM10 que se ubicaría junto al Parque Industrial, y así se puede abastecer además del mismo Parque, la Zona X y la Zona VII. Este sector presenta un consumo en 10 años de 471 [A], en 20 años de 615 [A] y en 30 años de 759 [A].

Para que Línea 1, Línea 3, Línea 6, Línea 7 y Línea 10 puedan tomar más carga en las Zonas III, IV y VI, primero se deberá llevar potencia en bloque a los CM del fondo de la ciudad antes nombrados, cuyos valores son los estimados para dentro de 10, 20 y 30 años como muestra el siguiente cuadro:

Zona	VII	VIII	IX	X	PI	Total
P _{inst} [kVA]	5875	321	5277	5736	200	17409
I _{nominal} [A]	286	16	256	279	10	846
P ₂₀₀₉ [kVA]	1518	137	2330	1752	200	5937
I ₂₀₀₉ [A]	74	7	113	85	10	289
P ₂₀₁₉ [kVA]	2359	167	3201	2472	1500	9699
I ₂₀₁₉ [A]	115	8	156	120	73	471
P ₂₀₂₉ [kVA]	3200	196	4072	3193	2000	12661
I ₂₀₂₉ [A]	156	10	198	155	97	615
P ₂₀₃₉ [kVA]	4041	226	4944	3914	2500	15624
I ₂₀₃₉ [A]	196	11	240	190	121	759

Tabla XLII – Valores de Potencia Pico y de Corriente Máxima actuales y estimados.

La propuesta según las estimaciones es incorporar ternas compactas de aluminio protegido con XLP, conductor de 95 [mm²] con capacidad de 197 [A] de carga cada una, desde la actualidad y en los años característicos para ir cubriendo la demanda y así satisfacer las necesidades a medida que evolucionan los años.

En estas Zonas también existen subestaciones a nivel donde derivan varias líneas de distribución, tales como la NU-0029-N o la NU-0022-N que alimenta el Hospital Municipal. Se propone la traza en línea Azul de la Figura 61 de manera tal que se alimenten los CM8, CM4 y CM10 (y desde estos las subestaciones antes nombradas) desde la Nueva SERAT debido a su proximidad.

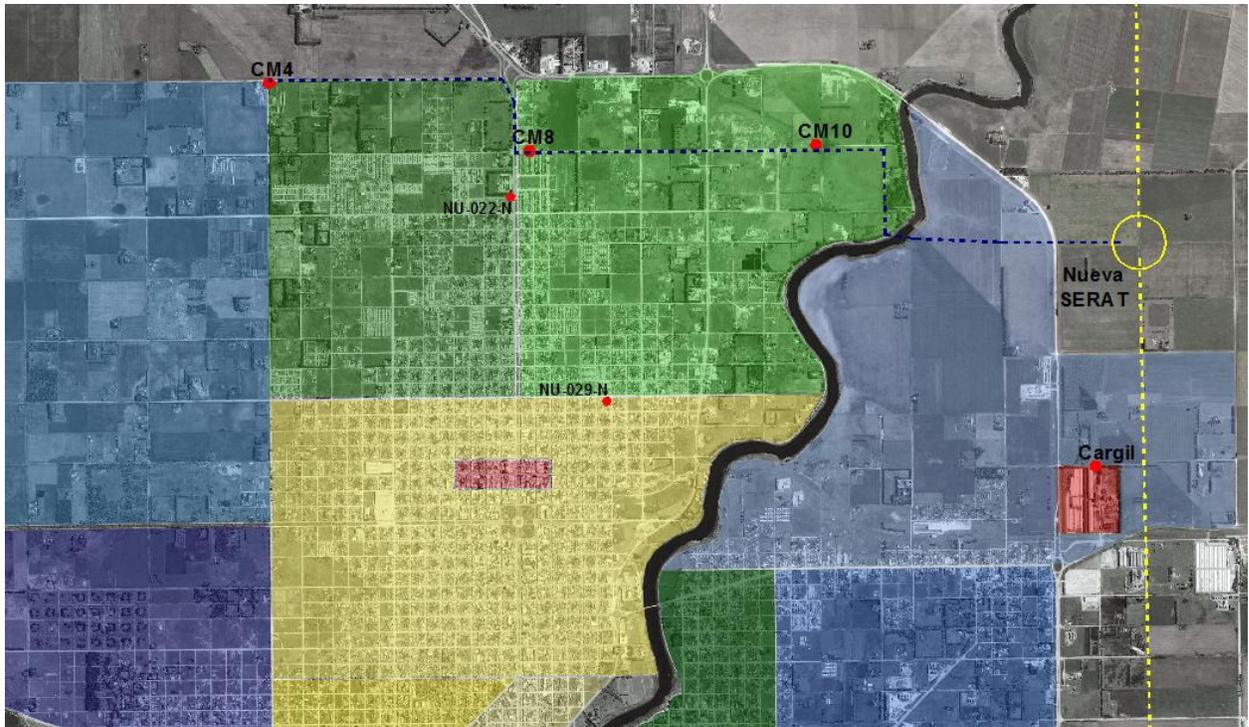


Figura 61 – Líneas en doble terna compactas de MT (Azul) y línea de 132 [kV] Necochea-Chavez (Amarillo).

Quequén muestra una gran expansión tanto de las Zonas Residenciales aledañas al Río Quequén y frente a la costa del mar, como en las Industriales de pequeño y gran tamaño, y se abastece principalmente de la SERAT.

Actualmente la salida de 13.2 [kV] de la SERAT, que es de 10 [MVA], se encuentra operando por encima del 80 [%] de su capacidad nominal, y en pocos años ya no dará a basto debido al creciente consumo generalizado de todas las zonas de la ciudad. Por este motivo, Quequén es un sector crítico donde se tendría que comenzar a planificar las obras, teniendo en cuenta la construcción de un nuevo campo de transformación en la Sub Estación de Rebaje de Alta Tensión, que cubra las necesidades tanto actuales como futuras.

La Zona XIV – Residencial Rio, Zona XIII – Residencial costera, Zona XVI – Residencial-Industrial y la Zona XVII – Norte presentan un consumo en la actualidad de casi 5 [MVA], la mitad de la capacidad del transformador de la SERAT, y en algo menos de 30 años alcanzaría a igualar la capacidad del transformador.

Zona	XIII	XIV	XVI	XVII	Total
P_{inst} [kVA]	1021	2725	10334	1618	15698
$I_{nominal}$ [A]	50	132	502	79	763
P_{2009} [kVA]	456	1211	1898	832	4397
I_{2009} [A]	22	59	92	40	214
P_{2019} [kVA]	676	1785	2804	1219	6485
I_{2019} [A]	33	87	136	59	315
P_{2029} [kVA]	896	2360	3710	1606	8572
I_{2029} [A]	44	115	180	78	417
P_{2039} [kVA]	1149	2934	4616	1993	10692
I_{2039} [A]	56	143	224	97	520

Tabla XLIII – Valores de Potencia Pico y de Corriente Máxima actuales y estimados.

Consideraremos que todas estas zonas se pueden abastecer hasta dentro de 30 años desde el actual transformador de la SERAT con la red de distribución que se encuentra tendida actualmente, pero a este mismo transformador se le quita la carga de las grandes industrias del Puerto Quequén y las aceiteras, que se consideran en conjunto más adelante, y se las alimenta desde la Nueva SERAT.

Finalmente, los Grandes Clientes: aceiteras Necochea-Quequén y Cargil, y torres de embarque ACA-FACA y Terminal Quequén. La actividad de estas industrias no es constante a lo largo del año, sino que en general es baja y se ve fuertemente acentuada luego del periodo de cosecha de cereales (Abril a Septiembre), que en general es opuesto al periodo de aumento en la demanda debido a la actividad turística de verano (Diciembre a Febrero).

Zona	XV	ACA	TQ	Cargil	Total
P_{inst} [kVA]	5030	6700	4200	4000	19930
$I_{nominal}$ [A]	244	326	204	194	969
P_{2009} [kVA]	3099	2156	2517	4522	12294
I_{2009} [A]	151	105	122	220	597
P_{2019} [kVA]	3220	2546	3080	5291	14137
I_{2019} [A]	156	124	150	257	687
P_{2029} [kVA]	3341	3643	3560	6060	16603
I_{2029} [A]	162	177	173	295	807
P_{2039} [kVA]	3462	4206	3712	6829	18208
I_{2039} [A]	168	204	180	332	885

Tabla XLIV – Valores de Potencia Pico y de Corriente Máxima actuales y estimados.

Todos estos consumos tendrán que ser abastecidos por la Nueva SERAT. Habrá que tener en cuenta que además de alimentar estos grandes consumidores, la nueva fuente entregue potencia en bloque hasta Costa Bonita y Arenas Verdes, que son dos balnearios de consumo relativamente bajo y estacional debido al turismo de verano, pero que debe abastecer esta Cooperativa.

Por estas razones, la potencia del nuevo campo de transformación debería ser hoy en día de 15 [MVA] y tener disponible el doble dentro de 10 años, es decir 30 [MVA], para poder cubrir las necesidades de demanda por 20 años más.

La Industria Cargil actualmente es alimentada desde la SERAT con una línea aérea de aluminio con alma de acero de 120/20 [mm²], con la cual es suficiente para abastecerle los 332 [A] que demandaran dentro de 30 años, ya que la intensidad nominal de esa línea es de 410 [A]. Será necesario que esa línea alimente solo Cargil y que no tome carga de otras industrias en su trayecto. Cuando la Nueva SERAT se encuentre en servicio, abastecerá a Cargil en forma directa, y en caso de que esta Sub Estación salga de servicio por alguna razón se tiene la posibilidad de alimentar Cargil desde la Central Termoeléctrica a través de la antigua línea aérea convencional de 120/20 [mm²].

En la actualidad las industrias ACA y Terminal Quequén consumen en conjunto casi 5 [MVA] y se estima que dentro de 30 años lleguen a 8 [MVA].

La propuesta según las estimaciones es llevar líneas aéreas compactas desde la Nueva SERAT hacia la SERAT y luego incorporar 2 ternas compactas de aluminio protegido con XLP, conductor de 120 [mm²] con capacidad de 229 [A] de carga cada una, y así satisfacer la demanda del Puerto de Quequén actual y a 30 años.

Estas dos ternas se instalan sobre la postación de la línea existente que va desde la SERAT hacia el CM2.



Figura 62 – Traza de la actual línea de MT de SERAT a CM2.

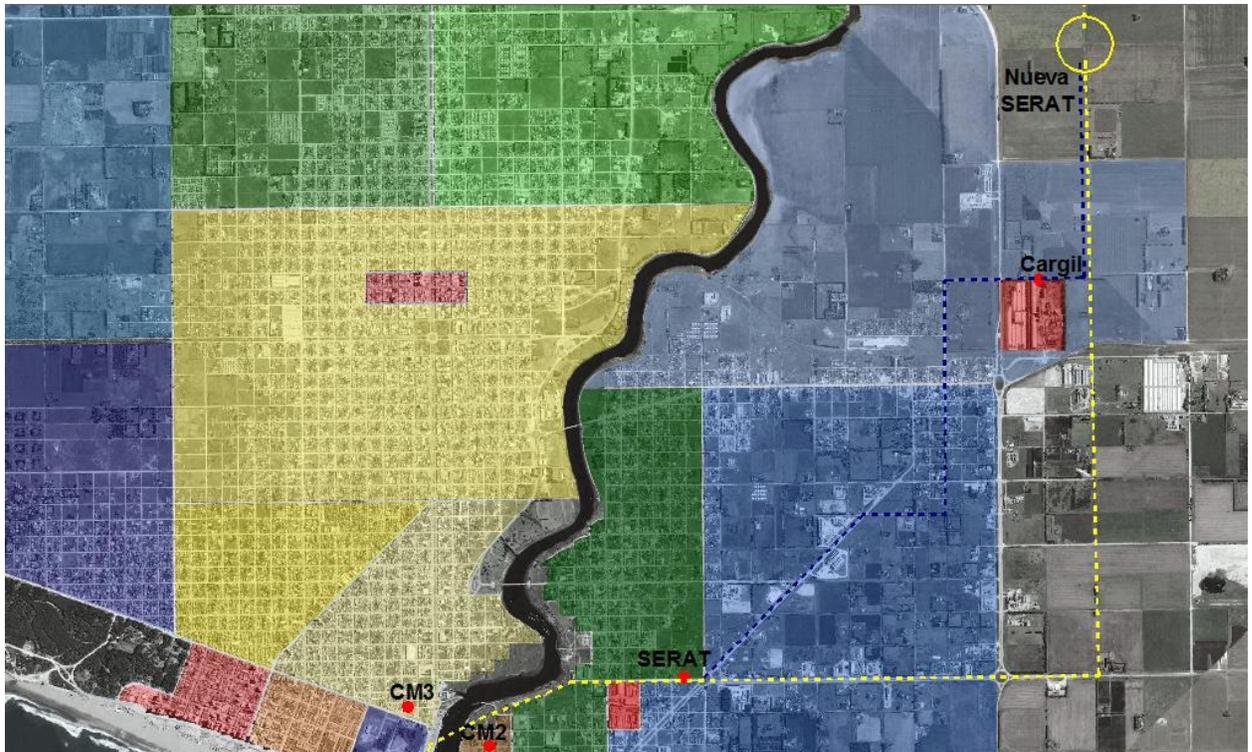


Figura 63 – Líneas en doble terna compactas de MT (Azul) y línea de 132 [kV] Necochea-Chavez (Amarillo).

Evaluación de Impacto Ambiental

Medio Natural

Climatología

Variables atmosféricas: la ubicación geográfica de Necochea-Quequén la hacen poseedora de un clima templado marítimo con marcada influencia del Océano Atlántico. Es característica la influencia de la brisa marina – tierra sobre la temperatura, con marcada influencia diurna del mar y nocturna terrestre.

Datos Servicio Meteorológico Nacional FAA

Temperatura media anual	14,2 °C
Temperatura media enero	21,00°C
Temperatura Máxima abs. Enero	37,7°C
Temperatura Mínima abs. Enero	1,1°C
Humedad relativa promedio anual	77 %
Precipitaciones promedio anual	850 mm
Heladas promedio anual	24,0 días

Tabla XLV – Datos del SMN.

El panorama expuesto hace propicia la zona para la actividad agropecuaria y el aporte turístico estival; integra la región bioclimática de la costa Atlántica sur.

Tipos bioclimáticos

Mes	N° Orden	Denominación
Dic. / febrero	5	confortable
Marzo	4	templado
Abril	3	fresco
Mayo/septiembre	2	frío moderado
Octubre	3	fresco
Noviembre	4	templado

Tabla XLVI – Tipos bioclimáticos.

Vientos: la velocidad media de viento anual es de 14 [km/h], demuestra que los vientos en la zona son moderados y también que dicha velocidad es bastante constante en los distintos meses.

La frecuencia por dirección de los vientos tiene un marcado predominio la dirección Norte y siguiéndole en importancia el Este y Sur. Los días de calma son solo 26, pero es necesario interpretar esto con la velocidad media por dirección, en el que se ve un claro predominio de los vientos del S.E., S. y S.O. Esto quiere decir que estos vientos son de mayor velocidad que el más frecuente (Norte).

Analizando este dato junto con el de precipitaciones media mensual, donde los meses de agosto y septiembre son los de menos precipitación, surge la conclusión de que el final del invierno y comienzos de primavera es la época con mayor déficit de humedad.

Granizo: la frecuencia de días con granizo es moderadamente baja, teniendo el mes de junio ausencia de días de granizo y en cambio en el mes de agosto es el que mayor frecuencia presenta.

Los datos fueron tomados de la estación meteorológica situada en la ciudad de Mar del Plata a 130 [km] de la ciudad de Necochea, perteneciente a la Fuerza Aérea Argentina, Servicio Meteorológico Nacional. Se utilizó esta información, debido a que en la ciudad no existe ningún ente oficial que cuente con una estación meteorológica.

Geología, geomorfología y edafología.

El área costera actual de la Provincia de Buenos Aires ha desarrollado una estrecha faja de sedimentos arenosos con relieve de dunas que se extiende desde San Clemente del Tuyu hasta Bahía Blanca, interrumpida solo a la altura de Mar del Plata.

La característica más llamativa del área de Necochea – Quequén es la abundancia de niveles de tosca, que le da a los suelos estabilidades muy significativas.

Hidrología e hidrogeología

Superficial: se trata de una zona perteneciente a la Pampa Húmeda de la provincia de Buenos Aires, región sudeste, con una hidrografía que es reflejo del clima templado oceánico, conformado por arroyos y ríos de curso subparalelo en su tramo final próximo a su desembocadura al mar. Algunos de estos cursos de agua no alcanzan a superar los cordones dunosos y dan origen a lagunas. Otros alcanzan el mar, de ellos el más caudaloso es el Quequén Grande con una profundidad en su desembocadura de aproximadamente 40 pies al cero mediante calado, que permite el acceso de ultramarinos de gran porte y conforma el Puerto Quequén. El mismo se halla limitado por dos escolleras: la del Oeste, que es la principal, corre de NO a SE con una longitud aproximada de 1600 [m], y la del Este de 572 [m] de largo corre de N a S, existiendo entre ambas un paso de 200 [m].

El Río Quequén Grande nace en el arroyo El Chanco que, al reunirse con otros cursos temporarios de agua entre Juárez y las primeras elevaciones de la Sierra de la Tinta, forman su curso, el cual baja en dirección S-SE recibiendo varios afluentes por sus orillas, siendo los más importantes el Quequén Chico y el Pescado Castigado de caudal intermitente y sobre la margen izquierda confluyen el Arroyo Seco y Lobería, para desembocar luego de recorrer cerca de 150 [km] en el Océano Atlántico a los 38°36' S y 58°40' W. Su cuenca es la más grande de la región alcanzando los 9.904 [km²]. Durante este trayecto forma un valle por el cual corre con un ancho máximo de 60 [m], presentando un caudal medio anual de 36 [m³/s]. Su profundidad natural media es de 1,8 [m], si bien épocas de crecientes producidas por las lluvias su nivel puede aumentar hasta 3,0 [m].

El área portuaria presenta una zona de dragado de ancho variable que oscila entre 7,3 [m] y 6,4 [m] como mínimo de profundidad, admitiendo un calado máximo de 8,3 [m] con pleamar y mar calmo. El establecimiento del puerto en la desembocadura del Río Quequén Grande es de 5 horas

41 minutos. La amplitud media de mareas de sicigias es de 1,3 [m] y la media de cuadratura es de 0,9 [m]. Las mareas, al igual que en el resto de las costas argentinas, son de régimen semidiurno. Estas mareas producen corrientes que se hacen sentir hasta algunas millas de la costa con una intensidad de 0,5 a 1 nudo, las cuales en la misma desembocadura del río llegan a ser más intensas, hasta de 2 nudos en el último período de la bajante.

Sobre la margen izquierda del Río Quequén, en su desembocadura, se encuentran los silos elevadores de granos y muelles de ultramar y sobre la margen derecha, del lado de Necochea, muelles de cabotaje y pescadores.

En las aguas superficiales, la importancia del Río Quequén Grande y su vinculación con el mar constituye un recurso importante, ya sea como de transporte de productos de la zona de influencia, como por su potencial estético y recreativo de su frente costero marítimo.

La E.T. en cuestión se encuentra a aproximadamente 1000 metros de distancia del río, tomada en línea recta por calle 542; y no recibe ni aporta a la cuenca hídrica superficial que pertenece.

Subterráneo: las aguas subterráneas se encuentran a una profundidad entre 5,8 y 7,3 [m], no registrándose grandes fluctuaciones de altura de napa en las distintas épocas del año, salvo grandes lluvias en toda la cuenca, lo cual no es frecuente en la zona.

El establecimiento en cuestión no posee acuífero de su explotación, recibe de la red de agua corriente pública de la ciudad.

Flora

Región natural: Se enmarca dentro del Distrito Austral de la Provincia Fitogeográfica Pampeana.

Relieve: El paisaje se resuelve con llanuras suavemente onduladas con drenaje hacia el océano Atlántico.

Vegetación natural: La región ha sido profundamente modificada por actividad antrópica (agrícola-ganadera y urbana). La vegetación dominante fue, originalmente, la estepa o pseudoestepa de gramíneas cuya altura no supera en general el metro de altura y en la que alterna diversas especies que presentan, en general, dos períodos de reposo: uno invernal y otro estival.

Fauna

El área se ubica en el Subdistrito Bonaerense del Distrito faunístico Pampásico. La extensión de la agricultura de siembra en la región ha reducido no solo la cobertura vegetal original, sino también el ambiente adecuado para el desarrollo de la fauna asociada a ella. Esto produce, sumado a una deficiencia general de cultura conservacionista, que las manifestaciones naturales de la fauna en el área resultan casi relictuales.

Los ambientes de la costa atlántica de la Provincia de Buenos Aires reúnen condiciones peculiares y agrupan a algunas formas faunísticas que por sus características merecen un párrafo aparte. Un murciélago propio de esos lugares es el *Myotis chiloensis alter*. Los roedores confinados al litoral bonaerense son: la rata conejo de la subespecie *Reithrodon auritas marinus* y los tucotucu bonaerense *Ctenomys talarum antonii* y *Ctenomys porteousi australis*. El zorrino chico *Conepatus castaneus* se ha citado también para otros ambientes, pero puede considerárselo como característico del litoral marino bonaerense. En zonas muy aisladas de los médanos costeros, se pueden hallar las últimas concentraciones del venado de las pampas *Ozotocerus bezoarcticus celer*. Otros mamíferos que caracterizan el área son: la comadreja overa *Didelphys azarae*, el zorro gris *Pseudalopex gymnocercus antiquus* poco abundante y con una reducción constante de su número, el cuis *Galea musteloides littoralis*, el peludo *Chaetophractus villosus*, y el hurocito de la subespecie *Galictis cuja huronax*.

Dentro de la aves, y teniendo en cuenta el peculiar ambiente de la costa atlántica de la provincia de Buenos Aires, el grupo de las caradriformes determina una concentración faunística propia que caracterizan el área. Entre las especies presentes se pueden citar a: el ostrero blanco *Haematopus ostralegus durnfordi*, el playero *Arenaria interpres morinella*, el chorlo rojizo *Calidris canutus rutus*, la becasa de mar *Limosa haemastica*, el chorlito blanco *Crocethia alba*, el chorlo de mar *Phalaropus fulicarius*, el chorlo de mar de pies palmados *Lobipes lobatus*, la gaviota acanelada *Catharacta skua chilensis*, la gaviota de rapiña *Stercorarius parasiticus*, la gaviota cocinera *Larus belcheri*, los gaviotines *Sterna Hirundinacea* y *Sterna trudeaui*, y el gaviotín real *Thalasseus maximus maximus*. Otras especies de aves que se pueden observar en la zona son la perdiz chica *Nothura maculosa nigroguttata*, la perdiz colorada *Rhynchotus rufescens rufescens*, y el chimango *Milvago chimango chimango*.

Por último, algunas especies de reptiles presentes en la región son la serpiente yarará *Bothrops ammodytoides*, la falsa yarará *Tomodon ocellatus ocellatus*, y la culebra verde *Chrosoma schotti*.

Las serpientes venenosas se hallan con relativa poca frecuencia, debido principalmente al desarrollo intensivo de la ocupación humana.

Es importante aclarar que el predio donde se encuentra emplazada la Estación Transformadora pertenece a la zona suburbana, sobre la Av. 542 y Av. Alte. Brown, arterias con una alta frecuencia de tránsito vehicular, tanto de automóviles como de camiones, ya que son caminos principales para llegar a Puerto Quequén y, en el caso de la Av. 542 para el ingreso/egreso entre la Ciudad de Necochea y la Ruta 88. Significando esto que es muy difícil encontrar en la zona de emplazamiento de la E.T. la presencia de la fauna descripta anteriormente.

Medio socioeconómico

Centros poblacionales afectados por el proyecto

La ciudad de Necochea tiene una superficie geográfica de 269.633 [ha], según información del RIAP (Red de Información Agro-económica para la región Pampeana). Está ubicada al sudeste de la provincia de Buenos Aires (entre los paralelos 37°40' y 38°45' y el meridiano 58°45' de latitud oeste), la sub-zona III G forma parte de la zona Mixta del Centro Sur. Comprende el área costera de los partidos de Necochea y Lobería, teniendo como límite sur el Atlántico.

Infraestructura de servicios.

Rutas de acceso: Necochea/Quequén se ve favorecida por una buena estructura en materia de red caminera. Resulta punto de partida de las Rutas Nacionales N°227 y 228 (a Lobería la primera, empalmando luego por la 226 a Tandil, Azul y Olavarría, y a Tres Arroyos, la segunda) y las provinciales N°86 (a Juárez) y 88 (a Mar del Plata) que vinculan al partido con importantes centros de la provincia. El servicio de ómnibus, que es llevado a cabo por varias empresas, comunica a Necochea con la ciudad de Buenos Aires y otros centros provinciales con una frecuencia adecuada. La ciudad cuenta asimismo con un Aeroparque ubicado sobre la Ruta 86 en el cual opera en forma intermitente alguna Línea Aérea comercial.

Infraestructura de transporte

Una de las ventajas de Puerto Quequén es su proximidad al océano Atlántico, en donde a sólo 1.500 metros de la boca de entrada al puerto se alcanza una profundidad de 46 pies, condición que lo vuelve apto para la exportación de grandes volúmenes de granos y subproductos a granel. Las exportaciones de trigo, girasol, soja y maíz, así como de aceites y subproductos representan alrededor del 80 % del movimiento portuario, el que en la última década se ha visto reducido en aproximadamente un 24% en los volúmenes operados, no superando actualmente los 4 millones

de toneladas. Un tráfico de menor cuantía es el de productos forestales, troncos y chips de eucaliptos.

El principal tráfico de importación son los fertilizantes, los que ascienden a un volumen anual de 300.000 toneladas.

El puerto está constituido por un conjunto de instalaciones, situadas sobre ambos márgenes de la desembocadura del río homónimo. Sobre la margen Quequén se desarrolla el movimiento de mayor envergadura debido a las características de corte agroindustrial de la ciudad con embarques de grano, subproductos, aceites y maderas en astillas. En cambio, del lado de Necochea se desarrollan las actividades de carga general, especialmente aquellas ligadas a la exportación pesquera, maderera y de cemento e importación de fertilizantes

Posee un extenso hinterland (200 [km]) en cuya proximidad se encuentran localizadas las filiales industriales de aceites.

El puerto se encuentra conectado por las rutas provinciales Nº 88, 86 y 227, recientemente repavimentadas al igual que la circunvalación a la ciudad de Necochea.

La conexión ferroviaria se produce a través de un ramal actualmente administrado por Ferrosur Roca S.A., concesionario que ha privilegiado el transporte de cemento y piedra razón por la cual prácticamente ha desafectado este ramal y clausurado varias estaciones, con la consiguiente pérdida de conectividad de varias pequeñas localidades del sudeste bonaerense. Necochea cuenta además con un Aeródromo Provincial

Infraestructura hotelera: Su importancia como centro turístico se ve reflejada en una hotelería que en la actualidad cuenta con más de un centenar de establecimientos, entre hoteles, hosterías y hospedajes. La ciudad cuenta además con un importante número de campings dotados de agua caliente, proveedurías, confiterías, bungalows e instalaciones deportivas.

Educación: En cuanto al aspecto educacional, Necochea cuenta con 104 establecimientos (aproximadamente) que van desde la educación pre-escolar a la educación superior.

Sanidad: En materia sanitaria, la ciudad pertenece a la Zona Sanitaria VIII, con sede en Mar del Plata. De todos los centros asistenciales, el Hospital Municipal Dr. Emilio Ferreira es el más complejo de la zona contando con una moderna sala de terapia intensiva recientemente inaugurada (año 2005) y recibe la mayor afluencia de pacientes del partido de Necochea y también de partidos vecinos. También Necochea cuenta con una importante red de centros de salud distribuidos por zonas que prestan atención primaria y articulan con el Hospital Municipal.

Servicios: Según consta en las redes de los servicios de la ciudad, la zona de ubicación de la E.T. y de la ampliación de la misma que nos ocupa, posee la infraestructura de servicios completa. Si bien por el tipo de instalación, Estación Transformadora 132/13,2kV, no hace uso de los servicios de la red cloacal prestado por Obras Sanitarias de la Municipalidad, ni de la red de gas natural, cuyo servicio es prestado por la firma Camuzzi Gas Pampeana.

El servicio de energía eléctrica es prestado por la Usina Popular Cooperativa “Sebastián de María” de Necochea por contrato de concesión municipal.

Radicaciones Agroindustriales

Existe una especialización industrial ligada al perfil agropecuario y turístico de la zona. Los partidos de Necochea y Lobería albergaban aproximadamente un total de 33 establecimientos dedicados a la rama alimentaria que ocupaban 250 empleados con un valor de producción superior a los 460 millones de pesos. Resulta llamativa para ese momento la alta utilización de la capacidad instalada de estos establecimientos que superaban el 82%. Estos valores están fuertemente influenciados por la localización de una gran empresa aceitera (Cargill – Glencore) muy eficiente en términos de productividad de la mano de obra y de uso de la capacidad instalada.

Estructura de Riego

El sistema de riego está restringido a complementar las necesidades de los cultivos, a través de equipos móviles.

Principales Producciones Agropecuarias

La zona combina la producción de cereales y oleaginosas (trigo, soja, girasol y en menor medida maíz) y la de carne vacuna.

Uso del Suelo y Existencias Ganaderas

Sector Primario

La agricultura ocupa alrededor de 165.000 [ha] (aproximadamente el 60% de la superficie total). En promedio se siembran 84.200 [ha] con trigo, 53.750 [ha] con girasol, 11.175 [ha] con maíz y 16.000 [ha] con soja (Fuente RIAP).

Los sistemas ganaderos de la región son básicamente pastoriles, incrementos importantes en los niveles de suplementación (con concentrados y forrajes conservados).

Sector Secundario

La industria constituye un bajo porcentaje (4,8%) al PBI del partido. Se destaca la presencia de establecimientos dedicados a la elaboración de productos pesqueros, algunas plantas metalúrgicas y fabricas de aceite, sebo, soda y alfajores. Asimismo, la construcción realiza un

considerable aporte tanto en lo que hace a viviendas, obras de infraestructura, pavimentación de calles.

Sector Terciario

Dentro del rubro servicios, los más importantes en este caso resultan los derivados del turismo y el comercio. Necochea posee un atractivo turístico que no se limita a la calidad y extensión de sus playas sino a muchos otros factores complementarios. Debe destacarse la existencia del parque Miguel Lillo, vasto conjunto forestal en el que todos los años el Festival Infantil y en el que se realizan numerosos conciertos. Dentro de este parque se halla el Complejo Nuevo Casino, con una superficie de 24.500 [m²] frente al mar.

Por su parte, tanto las aguas del Río Quequén como las del Océano Atlántico ofrecen la posibilidad de desarrollar una variada gama de deportes náuticos. En lo que hace a la pesca deportiva, Necochea constituye uno de los centros de mayor atracción del país. En primavera se obtiene el “baboso”, variedad muy apreciada del pejerrey, a fines del verano y en el otoño abunda la anchoa de banco y, en pleno verano, las corvinas rubias y besugos.

A lo largo del año, y particularmente durante la temporada estival, Necochea recibe una importante corriente turística, la que demuestra picos y depresiones produciendo cambios en el ritmo normal de la ciudad en aspectos tales como la provisión de alimentación, la duplicación o triplicación de la frecuencia de medios de transporte y la aparición de cierta mano de obra golondrina para cubrir ciertos servicios estacionales.

En la ciudad de Necochea el comercio explota la universalidad de los ramos. Durante la temporada turística, debido a la gran afluencia de visitantes, es dable notar una cierta preeminencia de los rubros gastronómicos y de regalos.

Estudio Económico

Proyecto de Inversión

El concepto de un proyecto de inversión es analizar una propuesta de acción técnico-económica para resolver una necesidad utilizando un conjunto de recursos disponibles, los cuales pueden ser, recursos humanos, materiales y tecnológicos entre otros.

En este caso en estudio de repotenciar la ciudad de Necochea surgieron 4 posibles alternativas que tienen como objetivo aprovechar los recursos para mejorar las condiciones de vida de toda la comunidad, definiendo varias etapas en el plan de obras a corto, mediano o a largo plazo:

De las propuestas mencionadas, la Alternativa IV es la más factible, ya que soluciona la actual situación de emergencia y cubre las necesidades de la demanda por algo mas de 12 años en casa que se desarrolle el Polo de Logística Portuario.

Estudio Financiero

En el Anexo se puede ver el Análisis de Pre-factibilidad y el presupuesto que la empresa TRANSBA le cotiza en el mes de Junio de 2010 a la Usina Popular Cooperativa “Sebastián de María” por la construcción de la estación transformadora Nueva SERAT.

Cabería agregar a este presupuesto un costo estimado de U\$S 800.000 para el cambio del Transformador N°3 de la Central Termoeléctrica y además debería incluirse la ampliación de los vínculos entre las Estaciones Transformadoras y los nuevos alimentadores de la red de Media Tensión.

Bibliografía

“Distribución de la Energía Eléctrica, Notas de Curso” - Universidad Nacional del Sur,
Departamento de Ingeniería Eléctrica.

“Modelo para Desagregación Espacial de la Demanda de EE y Potencia del Sector” – Universidad
Nacional de San Juan, Instituto de EE.

“Lineamientos para Estudios de Sistemas de Distribución”- Empresa Agua y Energía, Ing. N.
Guerrero.

“Modelo Analítico de Previsión de la Demanda Eléctrica Regional” – Empresa Agua y Energía, Ing.
N. Guerrero.

“Power Distribution Planning Reference Book” – ABB Power T&D Company Inc., H. Lee Willis.

Anexo

Características de los Analizadores de Redes (Registradores)

El analizador es un instrumento de medida programable, que dispone de una memoria interna que permite el almacenamiento de los principales parámetros de la red eléctrica. La medida se realiza en verdadero valor eficaz mediante entrada de tensión y entrada de corriente, y el instrumento calcula los principales parámetros eléctricos de la red.

Se utilizaron 3 tipos de equipos distintos para registrar las variables eléctricas que permiten realizar las predicciones de demanda futura:

- 1) Analizador marca CIRCUITOR – Serie CAVA (Monofásico).
- 2) Analizador marca CIRCUITOR – Serie CVM-BDM (Trifásico).
- 3) Analizador marca Regper – Serie (Trifásico).

CIRCUTOR - CAVA (MONOFASICO)

Analizadores de redes

Analizadores monofásicos de la calidad de servicio, serie CAVA

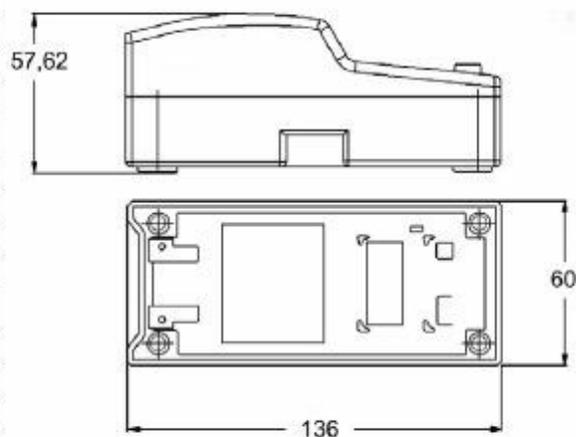
- Equipo de medida monofásico, que permite analizar y registrar los principales parámetros de calidad de servicio de una red eléctrica.
- Análisis de 100% de los ciclos de tensión y corriente.
- Registro en memoria no volátil de los valores promedio, máximos y mínimos en intervalos programables (5s a 4 hr).
- Posibilidad de medir corrientes entre 2 A y 10.000 A, con distintos tipos de pinzas.
- Capacidad de almacenamiento: 1 MByte.
- Programación y extracción de datos por medio de PC. Incluye software CIR-CAVA.
- Interfase RS232, para descarga de datos desde PC (incluida en analizador).



Modelo*	Descripción	Precio
CAVA-251	Calidad de tensión + Tensión, alimentación 220 Vc.a.	\$ 453.200
CAVA-252	Calidad de tensión + Tensión + Corriente, alimentación 220 Vc.a.	\$ 551.200
CAVA-253	Calidad de tensión + Tensión + Corriente + Potencia, alimentación 220 Vc.a.	\$ 701.100

*Nota: otras tensiones de alimentación a pedido.

Parámetros y eventos	CAVA-251	CAVA-252	CAVA-253
Tensión eficaz	✓	✓	✓
Corriente eficaz		✓	✓
Potencia aparente			✓
Potencia activa			✓
Potencia reactiva			✓
Factor de potencia			✓
Frecuencia	✓	✓	✓
Flicker RMS ponderado: WA	✓	✓	✓
Flicker: Pst	✓	✓	✓
Armónicos: THD	✓	✓	✓
Huecos (Número de ciclos)	✓	✓	✓
Microcortes (N° de ciclos)	✓	✓	✓
Número de ciclos	✓	✓	✓
Clasificación de intervalos de U	✓	✓	✓
% ciclos correctos	✓	✓	✓



CIRCUTOR - ACCESORIOS

Pinzas para corriente, flexibles, serie CP

- Para uso con equipos AR-5, AR-5L, C-80 y CAVA

Modelo	Descripción	Precio Cada Pinza
CP-2000/200*	Pinza para corriente para 200 ó 2000 A.	\$ 270.000
CPR-1000	Pinza para corriente para 1000 A.	\$ 196.300
CPR-500	Pinza para corriente para 500 A.	\$ 196.300
CP-100	Pinza para corriente para 100 A.	\$ 205.100
CP-5**	Pinza para corriente para 5 A.	\$ 166.300



Nota:

* Selector de rango de corriente en la pinza.

** Para uso en secundarios de transformadores de corriente.

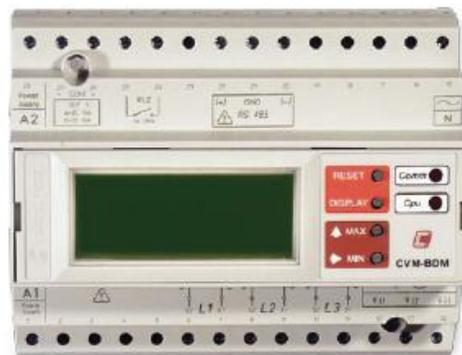
Características técnicas

Modelo	CP-2000/200	CPR-1000	CPR-500	CP-5
Rango medida	1..200 A ca 200..2000 A ca	10..1000 A ca	5..500 A ca	50 mA..5 A ca
Precisión	De 1 a 200 A.: $\pm 0,5\%$, $\pm 0,3$ A. De 200 a 2000 A.: $\pm 0,5\%$, $\pm 0,5$ A.	$\pm 1\%$, ± 1 A.	$\pm 1\%$, ± 1 A.	$\pm 3\%$, $\pm 0,15$ A.
Tensión Salida	1 mV/A / 10 mV/A	2 mV/A	4 mV/A	400 mV/A
Frecuencia de trabajo	40..1000 Hz			50..500 Hz
Rigidez dieléctrica	4 kV/50 Hz, 1 min	3 kV/50 Hz, 1 min	3 kV/50 Hz, 1 min	3 kV/50 Hz, 1 min
Máx. diámetro conductor	70 mm	45 mm	45 mm	12 mm
Pletina máx.	120x20 mm	45x10 mm	45x10 mm	-----



CVM BDM

Analizador de redes eléctricas trifásicas (equilibradas y desequilibradas) para carril DIN, con memoria interna 1 MB



Descripción

Analizador de redes eléctricas trifásicas (equilibradas y desequilibradas) para montaje en carril DIN, con memoria interna de 1 MB, que mide en 4 cuadrantes.

Otras características son:

- Medición de corriente .../5 A
- Mide energía consumida y generada en activa (kW-h) y en reactiva (kvar-h), tanto capacitiva como inductiva. (4 cuadrantes)
- Formato carril DIN de 8 módulos
- Escala doble kW/MW seleccionable
- Calcula flicker por fase
- Comunicación RS-485 con protocolo Modbus RTU y módem para la descarga de ficheros
- Opción de segundo puerto RS-485 para conectar periféricos de E/S
- Tecnología ITF: protección de aislamiento galvánica, según tipo
- Selección de página por defecto
- Posibilidad de tarifas con módulos RED ó RED-MAX

Aplicación

- Aplicación de control en cuadros de distribución y acometidas de baja y media tensión, dónde sea necesario poner un analizador de carril DIN
- Control de valores instantáneos, máximos y mínimos de los parámetros eléctricos medidos
- Aplicaciones dónde sea necesario guardar en memoria del analizador los parámetros eléctricos medidos

Características

Circuito de alimentación	230 V c.a. (-15...+10%). Otros valores ver tabla codificación
Consumo	6 V-A
Frecuencia	45...85 Hz
Circuito de medida	
Tensión nominal	500 V c.a. (f-n) / 888 V c.a. (f-f)
Frecuencia	40...85 Hz
Consumo circuito corriente	0,8 V-A
Corriente nominal	.../5 A
Sobrecarga permanente	1,2 I_n
Clase precisión	
Tensión	0,5 % ± 2 dígitos
Corriente	0,5 % ± 2 dígitos
Potencia	1 % ± 2 dígitos
Memoria interna	1 MB
Condiciones ambientales	
Temperatura de uso	-10...+50 °C
Humedad relativa (sin condensación)	5 ... 95%
Características constructivas	
Tipo de caja	Plástico VO autoextinguible
Grado protección	Equipo empotrado: IP 41 Bornes: IP 20
Dimensiones	140 x 110 x 70 mm (3 módulos)
Peso	520 g
Seguridad	
Diseñado para instalaciones CAT III 300/520 V c.a. según EN 61010. Protección frente al choque eléctrico por doble aislamiento clase II	
Normas	
IEC 664, VDE 0110, UL 94, IEC 801, IEC 348, IEC 571-1, EN 61000-6-3, EN 61000-6-1, EN 61010-1	



CVM BDM

Analizador de redes eléctricas trifásicas (equilibradas y desequilibradas) para carril DIN, con memoria interna 1 MB



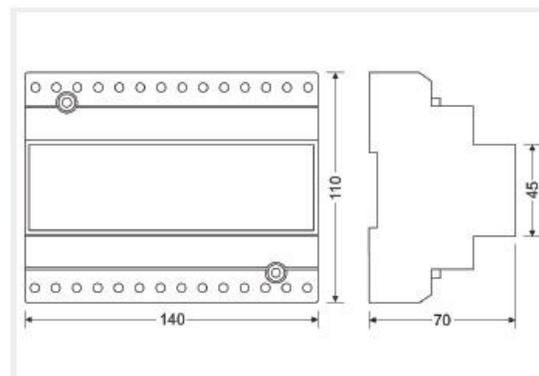
Referencias

Cuadrantes	Clase (U, I)	Reloj	THD / (U, I)	Máxima demanda	Medidor flicker	Medidor armónicos	Comunicación MODBUS / RTU	Memoria interna	Salida relés	Salida 4...20 mA	Tipo	Código
4	0,5	Si	Si	Si	Si	Si	RS-485	1 MB	-	-	CVM-BDM	M52210
4	0,5	Si	Si	Si	Si	Si	RS-485	1 MB	2	-	CVM-BDM-C2	M52211
4	0,5	Si	Si	Si	Si	Si	-	1 MB	1	1	CVM-BDM-C420	M52212
4	0,5	Si	Si	Si	Si	Si	RS-485	1 MB	-	2	CVM-BDM-420	M52213

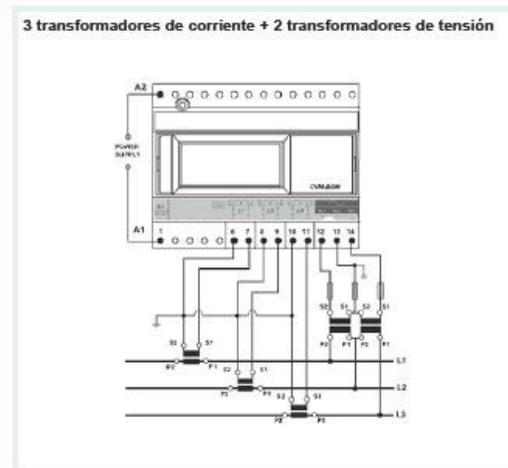
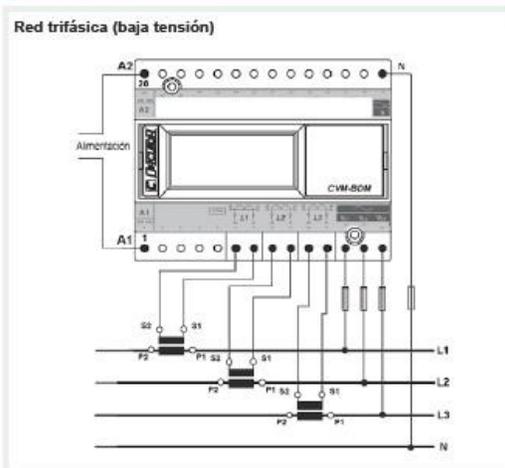
Tabla de codificación

Código	Código interno											
M	5	X	X	X	X	0	0	X	X	X	X	X
Tensión alimentación (TA)	Estándar 230 Vc.a.	0										
	110 Vc.a.	1										
	24...120 Vc.c.	5										
Tensión medida (TM)	Estándar (300 V _{eff} /520 V _{eff})	0										
	110 V _{eff} / 190 V _{eff}	1										
	500 V _{eff} / 866 V _{eff}	3										
Entrada corriente (EC)	Estándar (... / 5 A)	0										
	... / 1 A (Sólo ITF)	1										
Otros (solo CVM-BD-RED/ BDM)	Estándar	0	0									
	Comunicación RS-232	0	1									

Dimensiones



Conexiones



Presupuesto, Análisis de Factibilidad y Diagramas (TRANSBA)