
 CONICET  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 216
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

ANEXOS

Se adjuntan las presentaciones / documentos ut-supra citados sobre:

- Presentación de Inicio de Proyectos: “Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2023-2028” y “Puesta en Valor Centrales Eléctricas”, realizado el 12-abril.
- Seminario sobre “Regulación Tarifaria de la Distribución y Transición Energética Eléctrica”, brindado el 31-mayo en la CRG y el 2-junio en la DPE – Ushuaia.
- Unifilar 33kV de CTU - Ushuaia (09-22)
- Unifilar 13kV de CTU “Celdas Electro Integral” (09-22)
- Unifilar 13kV-2 de CTU “Celdas Lago” (09-22)
- Unifilar del CD1 Torelli - Ushuaia (5-09-22)
- Unifilar del CD2 Vialidad - Ushuaia (09-22)
- Unifilar de la Usina Río Grande (04-23)
- Documento de la Cooperativa: “DATOS DE LAS REDES 2023.docx”
- Presentación sobre “Propuestas Regulatorias-Normativas”, realizada el 18-set-2023 ante la DPE, la CRG y la Secretaría de Energía de TDF.
- Presentación del VAD preliminar para CRG, realizada el día 5-dic-2023.
- Proyección de Demanda para ambas distribuidoras CRG y DPE
- Manual de Costos, base julio-2023
- Propuesta Técnica de Campaña Medición, Estudio de Caracterización de Demanda



Inicio de Proyectos:

"Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego (TDF)" y "Puesta en Valor Centrales Eléctricas"

12-abr-2023

www.tee-unsiconicet.org

Instituto de Energía Eléctrica (IEE)



*Institución líder en América Latina en investigación,
servicios de consultoría y transferencia tecnológica,
y formación de recursos humanos*

- ✓ IEE es una institución pública creado en 1973 por Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) - Argentina, como parte de la Facultad Ingeniería, *para realizar **investigación, desarrollo e innovación tecnológica (I+D+i)** en el campo de ingeniería y economía de sistemas eléctricos*
- ✓ Desde el 2014, IEE es unidad ejecutora **de doble dependencia** UNSJ y **CONICET** (Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas)
- ✓ Nuestros tres pilares de trabajo >>>

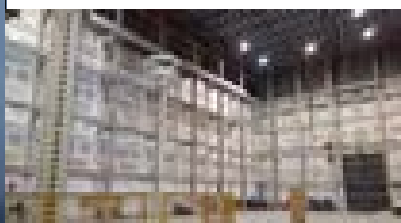


IEE: Formación de RRHH



- ✓ A cargo de la carrera de grado en **Ingeniería Eléctrica**
- ✓ A cargo tres carreras de posgrado, con más 40 becarios de Argentina y Latinoamérica:
 - **Ph.D. Doctorado** en Ing. Eléctrica (acreditación "A", 2022, CONEAU - RESFC-2022-166-APN-CONEAU#ME)
 - **Maestría** en Ing. Eléctrica (acreditado "A", 2016, CONEAU - RESFC-2016-19-E-APN-CONEAU#ME)
 - **Maestría Binacional Arg-Alemana** en "Sistemas Inteligentes de Energía" (acreditado CONEAU, 2016)

AREAS: Investigación Desarrollo (I+D) y/o Transferencia Tecnológica



- ✓ Análisis de funcionamiento de sistemas eléctricos
- ✓ Planificación, operación y control de sistemas eléctricos
- ✓ Economía y reestructuración de sistemas eléctricos/energéticos
 - ✓ Redes eléctricas inteligentes
- ✓ Electrónica de potencia y accionamientos eléctricos
 - ✓ Diseño y ensayo de equipamiento eléctrico

IEE: Servicios de Consultoría y Transferencia Tecnológica



- ✓ Participación en desarrollo del sector eléctrico, tanto en Argentina como en América Latina, a través de la **prestación de servicios** especializados a terceros:
 - Servicios de consultorías
 - Ensayos de equipos eléctricos
 - Capacitación profesional ad-hoc
 - Asesorías y auditorías técnicas
 - Estudios de ingeniería e I+D, etc.
- ✓ Intensa actividad de transferencia tecnológica, servicios consultoría y proyectos I+D para empresas y organismos, públicos y privados, *con administración de la Fundación UNSJ*
- ✓ Esta actividad ha tenido como principal propósito **vincular la investigación aplicada** con las necesidades de la industria y generar una fuente de recursos propios



IEE: Principales Contratantes



Proyecto: RTI Servicio Distribución Eléctrica



Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego (TDF)

OBJETIVO GENERAL

Realizar una **revisión del marco regulatorio eléctrico provincial**, con una propuesta de modificación del mismo según se considere pertinente; que considere y/o pauten criterios para la RTI del servicio de distribución de energía eléctrica en TDF, incluyendo la obtención cuadro tarifario completo, *considerando un régimen y control de la calidad del producto y servicio eléctrico, así como que acote la actividad de criptominao*

Proyecto: RTI Servicio Distribución Eléctrica ...



Básicamente las **tarifas a usuarios finales** del servicio público de electricidad deben basarse en el precio promedio de la energía generada/ comprada y en los cargos por el uso de la red de distribución (conocidos como Costos Propios de Distribución - CPD) y en los costos de atención al usuario, los cuales constituyen el **Valor Agregado de Distribución (VAD)**.

*El cálculo del VAD se basa en la definición funcional y operatividad económica de una **empresa "Modelo" o de "Referencia Eficiente"**; siendo aquella empresa que tiene la dotación de personal adecuada, utiliza la tecnología más apropiada y adopta los esquemas de organización, administración y gerenciamiento más convenientes respecto de las características estructurales del servicio y de su mercado y contra la cual, en términos de teoría económica, debe competir la empresa real.*

PRODUCTOS/ ENTREGABLES

- ✓ Actualización/ modificación del marco regulatorio eléctrico de Tierra del Fuego; y
- ✓ Revisión tarifaria integral, incluyendo la obtención del VAD y cuadro tarifario completo.

Propuestas que luego deben ser avaladas/ aprobadas por el propio Estado Provincial

Proyecto: RTI Servicio Distribución Eléctrica ...



Cronograma General

Tarea - Objetivo	Meses								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Diagnóstico inicial									
2. Revisión del marco regulatorio eléctrico									
3. Propuesta tarifaria para las distribuidoras									
4. VAD y cuadro tarifario									

Nota: inicio de actividades 2-abril

Para poder desarrollar y llevar adelante este servicio necesitamos de la corresponsabilidad de las partes involucradas/ interesadas principalmente en cuanto a la disponibilidad de información e intereses/ necesidades que requieran tengamos en cuenta

Proyecto: Puesta en Valor Centrales Eléctricas



OBJETIVOS

Es el objetivo de este proyecto llevar a cabo el estudio y determinar las acciones necesarias para la puesta en valor de las Centrales Ushuaia (CTU), Tolhuin (CTT) y Río Grande (CTRG).

Se propone alcanzar, en una primera etapa, los siguientes objetivos:

- Se determinará el nivel de confiabilidad de funcionamiento de las principales unidades de generación de las centrales
- Se pondrá a disposición de la Provincia un conjunto inicial de información regulatoria, técnica, jurídica y económica.
- Se elaborará el pliego de especificaciones generales (no ingeniería de detalle) de los trabajos que se deben licitar según los relevamientos, análisis y estudios a realizar.

Proyecto: Puesta en Valor Centrales Eléctricas ...



	Tareas	Meses					
		1	2	3	4	5	6
1	Tarea 1: Reunión virtual de lanzamiento	■					
2	Tarea 2: Recopilación información preliminar	■	■				
3	Tarea 3: Primera visita a Tierra del Fuego AelAS. Centrales Ushuaia, Río Grande y Tolhuin	■	■	■			
4	Tarea 4: Recolección final de información técnica			■			
5	Tarea 5: Diagnóstico del estado de las centrales			■	■		
6	Tarea 6: Segunda Visita a Tierra del Fuego AelAS. Consensuar los ajustes al Diagnóstico y las acciones correctivas propuestas. Obtención de acuerdos en relación a las definiciones finales.				■		
7	Tarea 7: Definición final de acciones correctivas y prioridades de acciones e realizar				■	■	
8	Tarea 8: Puesta en Valor para cada Central					■	■

Nota: inicio previsto de actividades 2-mayo (contrato en proceso de firmas correspondientes)

El alcance de las tareas quedará limitado a la información disponible o la que pueda adoptarse en base a la experiencia del IEE, su disposición consistente y en los tiempos previstos para el estudio

Primer Viaje IEE a TDF



Cronograma preliminar (tentativo) para el 1er viaje de vistas técnicas y reuniones de coordinación/ información:

- * **Miércoles 3-mayo** en la mañana viaje de Ushuaia a [Río Grande](#)
Medio día-tarde y jueves todo el día Río Grande
- * **Viernes 5-mayo** en la mañana viaje de Río Grande a [Tolhuin](#)
Media mañana-tarde Tolhuin, tarde-noche viaje a Ushuaia
- * **Lunes 8 al Miércoles 10-mayo** en [Ushuaia](#)

IEE

Primer Viaje IEE a TDF



Información requerida para el inicio de actividades:

- Información disponible que permita estimar la disponibilidad actual de gas natural en cada localidad y también el estado de los proyectos de ampliación de la capacidad de transporte de los diferentes tramos del gasoducto San Sebastián – Ushuaia.
- Información disponible que permita estimar la demanda por uso de gas natural en las localidades que poseen centrales de generación de electricidad. Evolución prevista.
- Estudios previos disponibles vinculados con el abastecimiento de electricidad en el territorio provincial. Conclusiones útiles para la evaluación de la situación actual.
- Información disponible que permita estimar el estado de los proyectos de parques eólicos
- Información relacionada con la parte legal y regulatoria. Como también toda información relacionada con los cálculos de cotos variables y fijos (para estimar los cotos de producción), y los montos liquidados por CAMMESA.

IEE



Regulación Tarifaria de la Distribución y Transición Energética-Eléctrica

**Modelos Regulatorios basados en Eficiencia
Calidad del Suministro Eléctrico
Desafíos y Oportunidades de la Transición Energética**

Dr. Ing. Mauricio Samper, Esp. Ing. Alejandro Maturano
Ing. Gustavo Barón, Ing. Gustavo Rodriguez
Ing. Federico Torres

Mayo-2023

www.iee-unsjconicet.org

Instituto de Energía Eléctrica (IEE) – Argentina



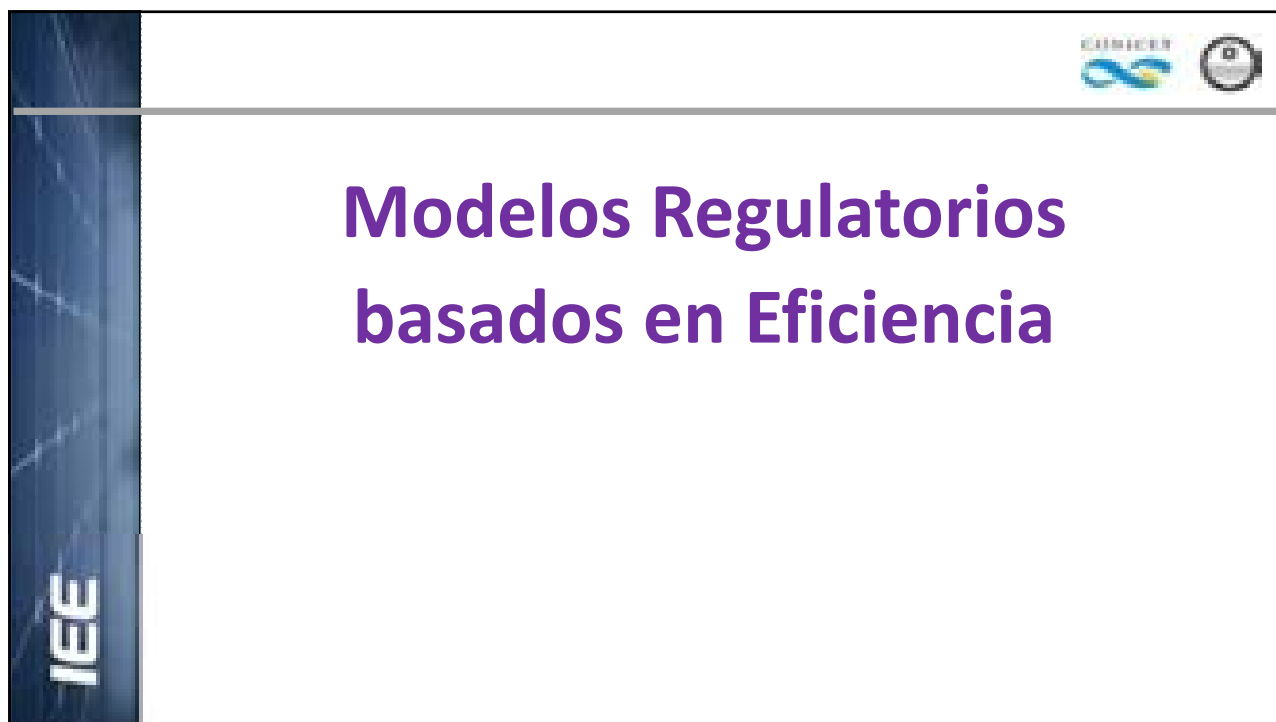
IEE, UNSJ – CONICET, desde 1973 desarrolla una intensa actividad de **formación RRHH, proyectos I+D**, transferencia tecnológica y **servicios consultoría** *en ingeniería y economía de sistemas eléctricos*


- ✓ **A cargo carrera Ingeniería Eléctrica y 3 carreras posgrado**, becarios Argentina y Latinoamérica:
 - **Ph.D. Doctorado y Maestría** en Ing. Eléctrica
 - **Maestría Binacional Arg-Alemana** en "Sistemas Inteligentes Energía"
- ✓ **Diplomaturas on-demand**

AREAS: I+D y/o Transferencia Tecnológica

- ✓ Análisis de funcionamiento de sistemas eléctricos
- ✓ Planificación, operación y control de sistemas eléctricos
- ✓ Economía y reestructuración sistemas eléctricos/energéticos
- ✓ Redes eléctricas inteligentes y DERs, Tarifas-Regulación
- ✓ Electrónica de potencia y accionamientos eléctricos
- ✓ Diseño y ensayo de equipamiento eléctrico







Introducción

MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO



El Mercado Eléctrico Mayorista (**MEM**) de la República Argentina es el punto de encuentro entre la oferta y demanda de energía en tiempo real; es decir, es el ámbito de la **comercialización de Energía Eléctrica**

Posee una estructura amplia y diversificada ya que intervienen **multitud de actores**: *Generadores, Transportistas, Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores ...*

EL MEM es creado por la **Ley 24.065** en 1992 denominada “**Ley de marco regulatorio eléctrico en la República Argentina**”

Se produjo una reforma y reorganización del sector eléctrico en procura de:

- Eficiencia asignativa en recursos
- Introducción de competencia en producción
- Regulación tarifaria en monopolios naturales

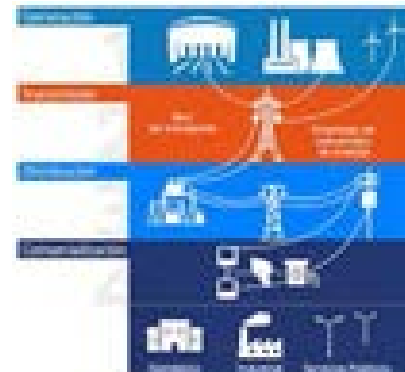


Características del sector eléctrico



- La industria de energía eléctrica puede ser analizada en tres niveles verticales (etapas técnicamente distintas): **generación, transmisión y distribución**
- Generalmente el abastecimiento de energía eléctrica involucra las tres etapas en forma sucesiva, por lo que resulta natural definir el **precio de la energía eléctrica** a nivel de consumidor como la suma de las tarifas por generación, transmisión y la de distribución
 $T_{UF} = T_G + T_T + T_D$

- **Generación:** Actividad competitiva
- **Transporte y Distribución:** Monopolios naturales



Aspectos Regulatorios de Sistemas Distribución



NUEVO ENFOQUE DE REGULACIÓN

Busca:
MÁXIMO BIENESTAR SOCIAL

Promueve:
**EFICIENCIA EN LA GESTIÓN DE LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS
MEJORA EN LOS NIVELES DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS**

Define claramente:
**EL PAPEL DE CADA UNO DE LOS ACTORES
INVOLUCRADOS**

Aspectos Regulatorios de Sistemas Distribución...



- ✓ Regulador establece derechos y obligaciones de la ED asignándole zonas de concesión para *instalar, operar y explotar el servicio público de distribución*
 - Además, revisa y aprueba las tarifas propuestas por la distribuidora (ED)
 - Objetivo principal de entes reguladores es aplicar un esquema para proveer a distribuidoras de incentivos y obligarlas a ser más eficientes, a través de un adecuado sistema de señal de precios (la tarifa)
- *El negocio distribuidoras se puede descomponer 2: negocio de redes, que es claramente un monopolio natural, y comercialización de energía eléctrica*
 - En negocio comercialización es factible introducción de competencia y está separada del negocio de redes en algunos países (“retailing”)

Aspectos Regulatorios de Sistemas Distribución...



- *Retribución a la distribuidora* se hace a través de una tarifa regulada, obteniendo rentabilidad sobre las inversiones (a una tasa de descuento regulada, WACC)
- Respecto costos propios de la actividad de distribución, están asociados a *expansión (inversiones), explotación, administrativos, comerciales y pérdidas*
- Estos costos pueden ser agrupados en distintos ítems dentro del VAD



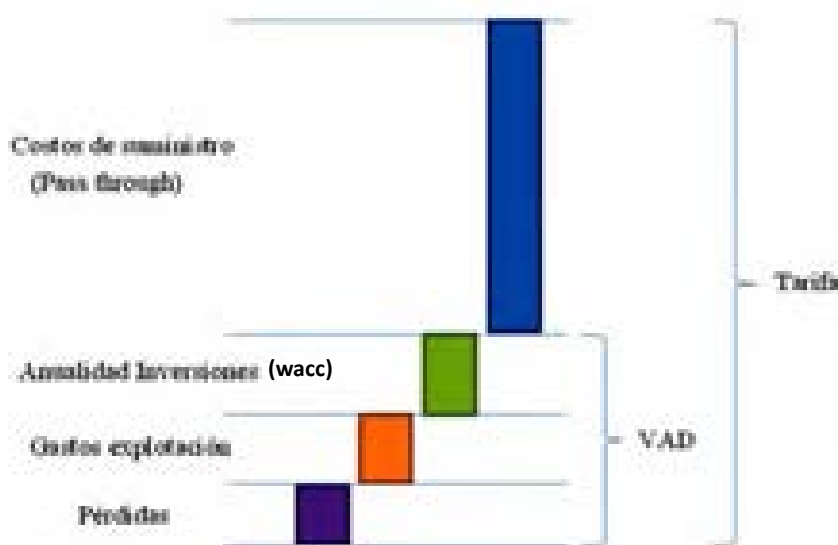
Aspectos Regulatorios de Sistemas Distribución...



- Regulación tarifaria es muy compleja y requiere de procesos que consideren:
 - Necesidad identificar y valorar adecuadamente los diferentes componentes
 - Necesidad ser equitativos y transparentes, sopesando factores e.g. tipo red
 - Conveniencia transmitir señales para animar una gestión más eficiente ED
- VAD “fija los ingresos esperados de la distribuidora” y representa aprox. entre 20 y 50% del precio sin impuestos a pagar por el usuario >> las mejoras en la eficiencia empresa puede tener un impacto importante en tarifa que paga usuario
- Adicionalmente ED puede tener ingresos por actividades no reguladas (alquiler postes, comercialización energía grandes usuarios, generación distribuida)

Desafío del regulador es diferenciar claramente estas actividades de actividad regulada y descontarlas adecuadamente de tarifa
- Actualmente y en general, existen tres opciones tarifarias:
 - *Tarifa monómica*: solo energía
 - *Tarifa binómica*: energía y potencia – sin tramo horario
 - *Tarifa binómica*: energía y potencia – con tramo horario

Composición de la tarifa



Modelos Regulatorios



- Existen varias alternativas de modelos regulación; distinguiendo 2 enfoques:
 - más tradicional antiguamente, se denomina regulación basada en “costo del servicio” (COS/ROR - Cost of Service or Rate of Return regulation)
 - otro enfoque se basa en incentivos para alcanzar la eficiencia: “regulación basada en eficiencia” (PBR - Performance Based Regulation)
- Regulación COS/ROR**, remuneración ED es obtenida de los costos en que ha incurrido, puede incluir ineficiencias, y una tasa retorno sobre el capital invertido
De esta manera, los costos son transferidos a clientes con desventaja de que distribuidora no se preocupa en ser eficiente, ya que sus decisiones de inversión son pagadas por los usuarios. Puede inducir a mayores inversiones
- Regulación PBR** tiene un claro propósito: “debilitar la vinculación entre los precios regulados y los costos de la distribuidora”
Este propósito se logra al dar a empresas incentivos suficientes para alcanzar una mayor eficiencia en sus costos, a través de limitaciones en ingresos
Pero el incentivo por alcanzar eficiencia en costos se contrapone con la mejora de calidad, resulta indispensable una regulación explícita calidad del servicio

Modelos Regulatorios del tipo PBR

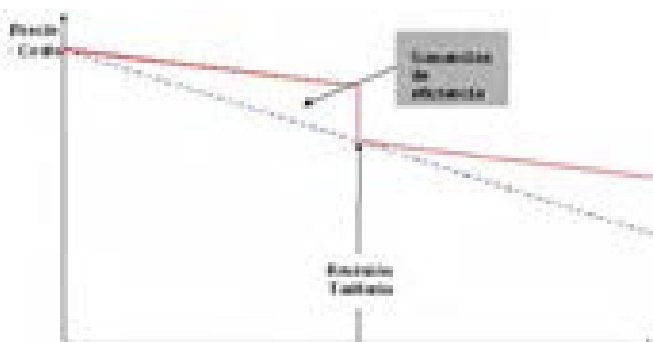


- Ingreso Máximo (Revenue Cap)**: regulador determina una base de ingresos máximos que puede percibir una ED de sus clientes >> *ED tiene un claro incentivo para promover una reducción costos*
- Precio Máximo (Price Cap)**: fija un precio máximo por un periodo tiempo, normalmente 4 a 5 años
Distribuidora obtendrá la rentabilidad esperada para sus inversores sólo si ajusta sus costos a los valores reconocidos por el VAD. Regulador transfiere el riesgo de las inversiones a la distribuidora
- Competencia por Comparación (Yardstick Competition)**: simula el comportamiento de un mercado competitivo, comparando funcionamiento de una empresa con un grupo de empresas de características similares que operan en zonas geográficamente distintas.
>> La ED más eficiente se utiliza como referencia para regular la industria
 - Una variante consiste en diseñar una **empresa modelo**, que tenga características de la empresa mas eficiente posible brindando el servicio en el área (pseudo-competencia con empresa ideal)
 - Otra variante es la comparación de ciertos parámetros con empresa similares consideradas mas eficientes. Este esquema es conocido como benchmarking

Regulación Price Cap (Precio Máximo)



- Muy utilizada en Latinoamérica
- Regulador transfiere decisiones inversiones a distribuidora, fijándole un precio para un periodo dado
- Mayor desafío (incertidumbre) es el pronóstico de la demanda: $\text{Ingresos} = \text{Precio} \times \text{Cantidad demanda}$
- Incentiva a la empresa a obtener ganancias extras por mejoras de eficiencia



$$P_{i,t} = P_{i,t-1} \times (1 + IPC - X_i)$$

- $P_{i,t}$: Precio para el año t.
- $P_{i,t-1}$: Precio del año anterior t-1.
- IPC : índice de precios al consumidor.
- X_i : factor de eficiencia del periodo tarifario

Empresa Modelo (EM)



El diseño de una EM busca simular que la empresa regulada enfrente condiciones competitivas

La EM se realiza a través del **análisis de las expansiones optimizadas**, y permite identificar la estructura de costos relevante

La EM se hace desde cero y con el concepto que debe satisfacer la demanda estipulada para un período de tiempo, en **forma óptima**, minimizando los costos de inversión y gastos de explotación

Para algunos estadios del sistema, dada su complejidad, esto se realiza a partir de **áreas típicas de distribución (ATD)**, e.g. redes de BT, mientras que para otras se realiza para el sistema completo

Red adaptada a la Demanda (RAD)

- Se debe dimensionar y valorizar la red óptima para satisfacer mercado actual y futuro de distribuidora
- **Definición de ATD** que caracterizan el mercado eléctrico respecto a equipos necesarios en MT y BT:
 - ✓ Áreas rurales
 - ✓ Áreas baja, media y alta intensidad
- Proceso de zonificación y cantidad de ATD:
 - ✓ Análisis de conglomerados (clusters) de densidad de usuarios, energía y demanda
 - ✓ Otros criterios propios para determinar la ATD

Empresa Modelo (EM)

Dimensionamiento de RAD

- Selección de alternativas más económicas para satisfacer la demanda de las ATD
- Criterios:
 - ✓ *Costos de las instalaciones (manual de costos de unidades constructivas Mat. y MO, indirectos)*
 - ✓ *Calidad del servicio (costo de energía no suministrada)*
 - ✓ *O&M (redes, subestaciones, etc.)*
 - ✓ *Perdidas (técnicas y no técnicas)*
- Después se generalizan y se obtiene el costo total de RAD

Recopilación y validación de los datos de la empresa real y su modelo

Clientes, Demanda, Conexiones, Instalaciones, Líneas, etc.

Total de demanda

Caracterización del mercado



Dimensionamiento de la Red Adaptada de la empresa modelo

Definición de la tecnología adaptada y sus costos

Instalaciones del sistema eléctrico

Actividades de O y M

Organización de la EM



Determinación de los gastos indirectos de gestión

Indicadores, impuestos, Tasa, Costo Capital de Trabajo, Cuentas



Determinación del VAD

Costos de explotación

Amortización de las inversiones

Gastos indirectos



Calidad del Suministro Eléctrico

Control de calidad: Porque Limitar?

Necesidad de Normativas: “Requisito Legal”:

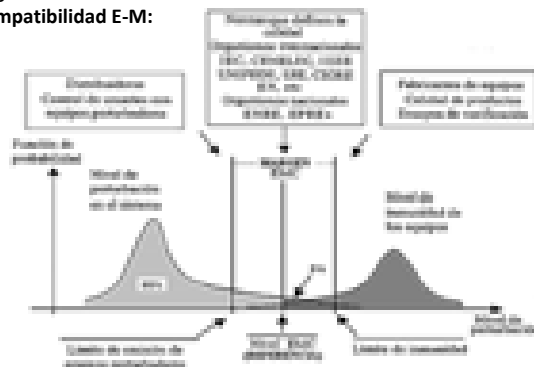
Directiva 85-374/EEC (julio de 1985) – Consejo para la integración Europea: Cataloga a la electricidad como “Producto” y sus suministradores quedan sujetos a las responsabilidades por entregar un producto defectuoso.

Usuario = Carga

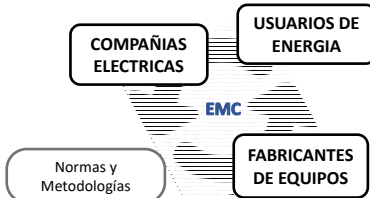
Usuario = Cliente

Necesidad de Normativas: “Requisito Técnico”:

Lograr compatibilidad E-M:



Actores:



Controlar y asegurar:

- Que las compañías eléctricas controlen y garanticen una adecuada calidad de suministro.
- Que los fabricantes desarrollen equipamientos con emisión limitada e inmunidad suficiente.
- Que el usuario final no sea susceptible a las perturbaciones existentes.

Control de calidad: Aspectos involucrados

Para evaluar el desempeño de las empresas distribuidoras se establecen índices considerando diferentes aspectos factibles de control, persiguiendo un servicio confiable y un producto de suficiente calidad, acorde a las normas de *compatibilidad electromagnética*.

ASPECTOS DE CALIDAD CONTROLADOS EN EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA	CALIDAD DE PRODUCTO ELÉCTRICO	NIVELES DE PARÁMETROS		Medición	Fuente información
		PERTURBACIONES	FRECUECIA DE INTERRUPCIONES DURACIÓN DE INTERRUPCIONES	V, I, P, etc.	MEDICIÓN (perfiles de tensión)
				FLUCTUACIONES	FLICKERMETER
				SAGS SWELL MICROCORTES TRANSITORIOS	REGISTRADOR DE PERTURBACIONES (Eventos)
CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO	CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL	PARÁMETROS E INDICADORES	CORTES > 3 ó 1 min.	DISTORSIÓN ARMÓNICA	ANALIZADOR DE ARMÓNICOS
				CORTES	LIBRO DE GUARDIA
				CÁLCULO ADMINISTRATIVO	ANAL RED / SCADA RECLAMOS REGISTROS DE ATENCIÓN A PÚBLICO

Control en modelo regulatorio por resultados (Price-cap):

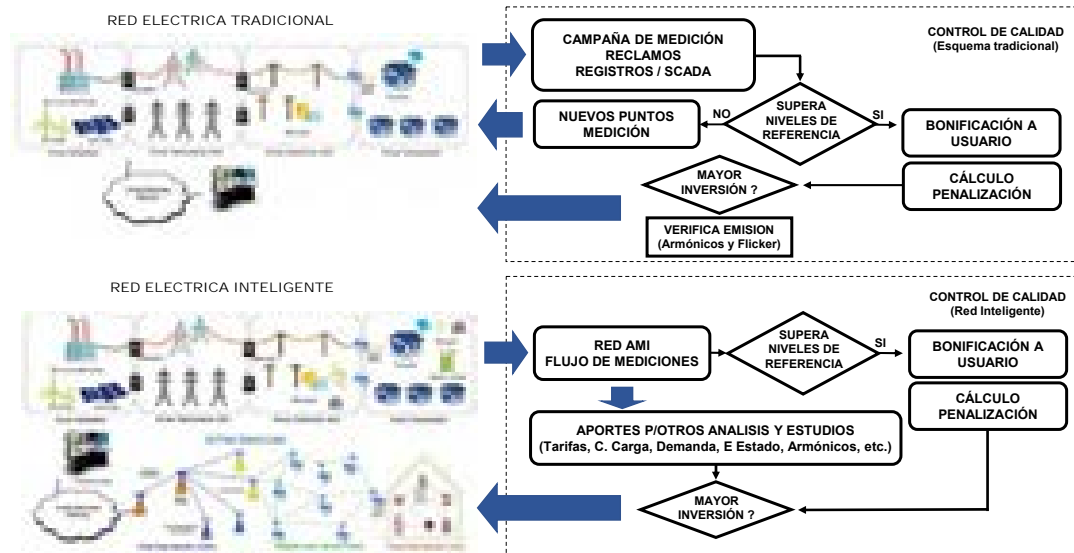
REGULACIÓN METODOLOGÍA

CONTROL MEDICIONES

SANCIÓN PENALIZACIÓN

En general los usuarios afectados se compensan de manera sistemática, y además es usual que los entes de control tengan atribuciones para fijar penalizaciones puntuales, en situaciones de conflicto o casos donde los valores sistemáticos no sean acordes al perjuicio ocasionado (ej. reclamo por equipo dañado).

Calidad de suministro: Esquema y Metodología



Calidad de Producto: Generalidades del control

El control de la Calidad de Producto se basa en evaluar mediciones y registros de parámetros e indicadores (Nivel de tensión, Vh individual, THD, Flicker, etc.).

Fuente de información tradicional: campaña sistemática de medición.

Para lograr los resultados requeridos es necesario un *conjunto de herramientas computacionales* específicas que permitan:

- Procesar (offline) las mediciones realizadas, verificando validez de registros y mediciones, considerando valores registrados, instalación/retiro de equipos, etc.
- Considerar la dinámica topológica y operativa de la red, generando una BD o conjunto de tablas (reglamentadas) para cada punto de medición (resguardando estados y usuarios afectados).
- Evaluar propiamente la calidad del producto suministrado (Análisis de la BD para el cálculo de indicadores y compensaciones).

Periodos de control: En general semestral o anual sobre la base de entregas de mensuales (mediciones y registros con entrega mensual de información establecida, cálculo parciales mensuales e integración para semestrales o anuales).

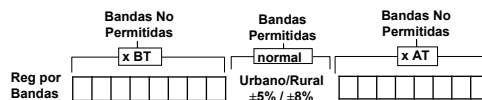
Niveles de tensión: Metodología de cálculo



Campaña medición con entrega de información mensual y cálculo semestral de indicadores.

1. Se parte de mediciones sobre usuarios y/o centros MT/BT
2. Validación de registros y mediciones (según la reglamentación)
3. Contabilizan registros por bandas y cantidad de energía entregada con mala calidad

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_N}{V_N} * 100\%$$



Banda de Tensión (%)	Valoración CE _(B) (% de C _{ENS})
1 ±6 < ΔV ≤ ±7	A
2 ±7 < ΔV ≤ ±8	B
3 ±8 < ΔV ≤ ±9	C
4 ±9 < ΔV ≤ ±10	D
5 ±10 < ΔV ≤ ±11	E
6 ±11 < ΔV ≤ ±12	F
7 ±12 < ΔV ≤ ±13	G
8 ±13 < ΔV	H
N x	x

4. Cálculo de Frecuencia equivalente fuera de los límites admisibles (FEB_{NoPER})
5. Clasificación de mediciones según límite para FEB_{NoPER} (3 ó 5 %): Medición VnP/VP/NV
6. Cálculo del Factor de Compensación para med. VP: Considera la desviación no admisible y es la base para determinar la compensación (Factor único para cada medición VP):

$$FCpm = \sum_{BP=1}^N ENE_{(B)} * CE_{(B)} * \frac{C_{ENS}}{100}$$

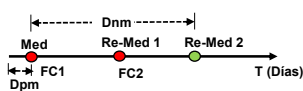
Niveles de tensión: Metodología de cálculo



A partir de este factor se compensa a los usuarios de manera individual y global:

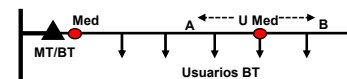
- ❖ Compensación Individual (considera solo los usuarios directamente afectados, refleja la calidad recibida y por la cual paga cada usuario)

$$C_{Ind} = (D_{pm} + D_{nm}) * \frac{FCpm}{D_{pm}} * \lambda$$



Dpm: Periodo de medición (días).
Dnm: Desde fin medición a inicio remediación.
 λ : Factor incremental con el tiempo transcurrido.

Determinación de clientes involucrados:



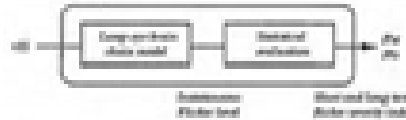
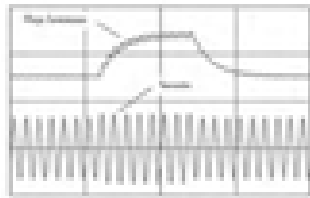
Depende de normativa, p ej:
Si Pen p/bajo, se compensa a U Med y clientes aguas abajo.
Si Pen p/alto, se compensa a U Med y clientes aguas arriba hasta MT/BT.

- ❖ Compensación Global (considera todas las mediciones realizadas, refleja estado del sistema). Se calcula semestralmente considerando una ventana móvil anual y las mediciones penalizadas contenidas en ella.

$$C_{Global} = ETF * \sum_{BP=1}^N FEEC_{(B)} * CE_{(B)} * FEBP_{(B)} * \frac{C_{ENSP}}{100}$$

ETF: Energía Total Facturada en el periodo (kWh)
FEBP_B: Frec Equivalente por Banda Reg. fuera de tolerancias.
FEEC_B: Frec Equivalente por Banda de Energía Consumida.
CE_B: Valor de energía fuera de tolerancias por banda.
CENSP: Costo Promedio de Energía en el periodo.

Flicker: Metodología de cálculo y control



Flicker: Percepción humana a la fluctuación del flujo luminoso (Pst).

Campaña medición mensual y cálculo semestral de penalizaciones.

1. Se parte de mediciones sobre usuarios y/o centros MT/BT
2. Se validan registros y mediciones,
3. calculan indicadores y compensaciones

Distorsión Penalizable de Flicker (DPF):

$$DPF_k = \text{Max} \left[0, \frac{P_{st}(k) - P_{st}}{P_{st}} \right]$$

Pst(k): Valor de Pst registrado en el intervalo k de medida (10 min.).

Pst: Nivel de Referencia correspondiente (Pst = 1).

DPFk se calcula para cada intervalo k de periodo de medición.

Medición Penalizada: Si se supera Pst admisible en más del 5 % del periodo medición.

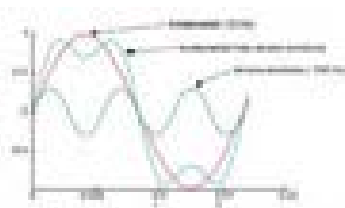
A cada registro (k) de energía suministrada con mala calidad (con $DPF_k > 0$), se aplica factor de peso.

$$\begin{array}{ll} 0 < DPF \leq 1 & 2 * (DPF)^2 * [US\$/kWh] \\ DPF > 1 & 2 * [US\$/kWh] \end{array}$$

Penalización aplicable:

$$\text{Penaliz.}(US\$) = \sum_{k: DPF_k \leq 1} 2 * (DPF_k)^2 * E(k) * US\$/kWh + \sum_{k: DPF_k > 1} 2 * E(k) * US\$/kWh$$

Armónicos: Metodología de cálculo



Armónicos individuales (Vi) y distorsión total armónica (THD).

Campaña medición mensual y cálculo semestral de penalizaciones.

1. Se parte de mediciones sobre usuarios y/o centros MT/BT
2. Se validan registros y mediciones,
3. calculan indicadores y compensaciones

Distorsión Penalizable de Armónicas (DPA):

$$DPA_k = \text{Max} \left[0, \frac{TDT(k) - TDT}{TDT} \right] + \frac{1}{3} \sum_{i=2}^{40} \text{Max} \left[0, \frac{U_i(k) - U_i}{U_i} \right]$$

TDT(k): Tasa de Distorsión Total en el intervalo medición k (10 min).

TDT: Nivel de Distorsión Total de Referencia.

Ui (k): Valor de tensión armónica i en el intervalo de medición k.

Ui : Nivel de Referencia de tensión armónica i.

Medición Penalizada: Si una o más tensiones armónicas individuales ó TDT (THD) superan el valor de referencia admisible, en más del 5 % del periodo de medición

A cada registro (k) de energía suministrada con mala calidad (con $DPA_k > 0$), se aplica factor de peso.

$$\begin{array}{ll} 0 < DPA_k \leq 1 & 2 * DPA_k * US\$/kWh \\ DPA_k > 1 & 2 * US\$/kWh \end{array}$$

Penalización aplicable:

$$\text{Penaliz.}(US\$) = \sum_{k: DPA_k \leq 1} 2 * (DPA_k) * E(k) * US\$/kWh + \sum_{k: DPA_k > 1} 2 * E(k) * US\$/kWh$$

Calidad del servicio: Generalidades del control



El control de la Calidad de Servicio se basa en el registro y evaluación de los eventos (Fallas, Maniobras, etc.) que ocurren en las redes (Alta, Media o Baja).

Fuente de información: Sistema SCADA, reclamos, libro de guardia, etc.

Para lograr los resultados requeridos es necesario un conjunto de *herramientas computacionales específicas* que permitan:

- Simular la dinámica topológica y operativa de la red ante eventos ocurridos y cargados manual o automáticamente (SCADA), para determinar (offline) a usuarios afectados.
- Generar durante la simulación, una BD de contingencias. Para cada evento se resguarda en tablas (reglamentadas) una “foto topológica” de la red, que reproduce aguas abajo de cada Aparato de Maniobra (AM) el estado (Open/Close) de componentes y clientes afectados.
- Calcular los indicadores de calidad. (Análisis de la BD, cálculo de indicadores y compensaciones)

Periodos de control: En general semestral o anual sobre la base de entregas mensuales

Resultado de la simulación por cada evento: Fecha y hora de inicio del evento, Fecha y hora de finalización e Implicancias de la interrupción (usuarios afectados)

Calidad del servicio: Principales indicadores



Indicadores individuales, asociados a usuarios afectados directamente

- $SAIFI_{US}$: Frecuencia de interrupción por usuario (interrupciones/usuario /año). $SAIFI_{US} = \sum_i^N Interrupciones$
- $SAIDI_{US}$: Duración de interrupción por usuario (horas /usuario /año). $SAIDI_{US} = \sum_i^N Tiempo_{(i)}$

Indicadores globales, asociados a todos los usuarios de la red

- $SAIFI$: Frecuencia de interrupción promedio del sistema (interrupción/usuarios/año) $SAIFI = \frac{\sum_i^N Usu_i}{Usu_T}$ $FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA_{fsi}}{kVA_{inst}}$
- $SAIDI$: Duración de interrupción promedio del sistema (horas/usuarios/año) $SAIDI = \frac{\sum_i^N (Dur_i Usu_i)}{Usu_T}$ $TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA_{fsi} * T_{fsi}}{kVA_{inst}}$

Compensación a aplicar para el usuario i: $COMP_i = ENS_i * Costo_{ENS} kWh_i$

donde ENS_i es calculada a partir de los indicadores anteriores, por ejemplo:

$$SAIFI > Lim_{SAIFI} \text{ y } SAIDI < Lim_{SAIDI} \quad \text{luego} \quad ENS = (SAIFI - Lim_{SAIFI}) * (SAIDI / SAIFI) * (ETF / 4380)$$

Costo de la calidad: Introducción



Cuánto dinero invertir en prevenir o mejorar la calidad del suministro eléctrico
Quien debe asumir el costo o bien como repartirlo entre los actores involucrados



Para dar respuesta al problema:

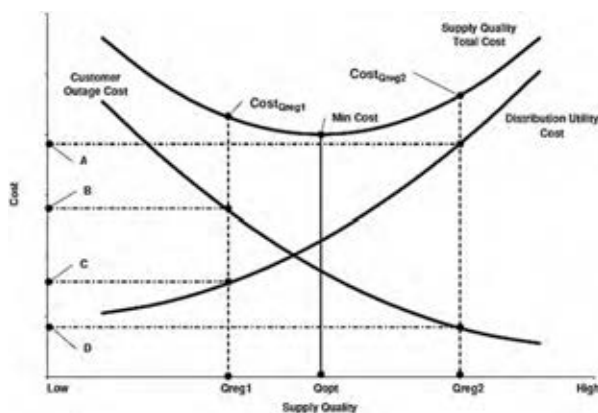
- Comprender la naturaleza y origen de los problemas
- Caracterizar, medir (dimensionar técnicamente la mala calidad)
- Estudiar la forma en que afecta la actividad productiva (dimensionar económicamente = Costo de la mala calidad)
- Evaluar la participación de los organismos de regulación y control (esquemas de regulación, limitación de problemas a un valor admisible, esquemas de penalidad - retribución)
- Evaluar la participación de las empresas (técnicas de mitigación logrando un balance costo-beneficio)

IEE

Costo de la calidad: Problemática



La evaluación del costo para lograr un cierto nivel de calidad debe contemplar no solo los costos de distribución sino también el perjuicio o costo sufrido por los usuarios



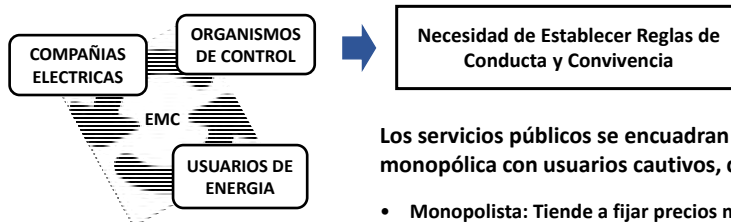
- Si $Q_{reg1} < Q_{opt}$, perjuicio sufrido por los cliente (B) es mayor que el costo de distribución (C). (se alienta a la distribuidora a proporcionar bajo nivel de calidad)
- Si $Q_{reg2} > Q_{opt}$, perjuicio sufrido por los clientes (D) es inferior al costo de distribución (A) (se exige un alto nivel de calidad)

IEE

Participación del regulador: ¿Por qué?



Actores Involucrados



Los servicios públicos se encuadran como actividad monopólica con usuarios cautivos, donde:

- Monopolista: Tiende a fijar precios más altos que los socialmente óptimos. Tiende a proveer calidad inferior a la óptima o a la demandada por sus clientes.
- Usuario: Demanda mas que los estándares de calidad previstos en el precio y valora otros atributos.

Sin los incentivos de la libre competencia para *reducir los precios y mejorar la calidad*, ambos aspectos deben tener regulación por parte del Estado.

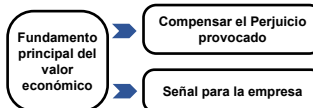
IEE

Rol de una Compensación y Diseño óptimo de penalidad



El rol de la penalización en el modelo por resultados:

- Compensar a usuarios por deficiencias en el servicio (parcial o plenamente y ello eventualmente tiene su contrapartida en la tarifa).
- Dar indicios de las inversiones necesarias para los niveles de calidad deseados, disminuyendo el beneficio obtenido por la empresa.



La penalidad es funcional solo si refleja los perjuicios ocasionados al usuario:

- No significa, tampoco es posible, llevar a cero el perjuicio por mala calidad pero si que la compensación debe acompañar a los daños ocasionados.
- La penalización no puede ser excesiva, considerando que las empresas deben seguir operando en un contexto regulado que a su vez debe permitir el autofinanciamiento de la prestación.
- Considerar que los costos de inversión u operativos que inducen las penalizaciones, en el mediano o largo plazo siempre se incorporan a la tarifa.

El beneficio social de una inversión o costo operativo de la empresa se debe correlacionar con el costo provocado por la falla, sin destruir a la empresa y logrando que el costo marginal de aumentar la calidad se iguale con el beneficio marginal para la sociedad en su conjunto

IEE

Diseño óptimo de penalidad



Análisis gráfico de la penalidad óptima



Coi es costo operativo o de inversiones respecto del nivel de calidad (medido en fallas).

Cred es costo de reducción de fallas.

Se considera un usuario típico, compensado según una función de penalidades P , a partir de un límite admisible L .

Ctot es costo total según niveles de calidad = $Coi + Pen$

La maximización de beneficios guiará las decisiones de la empresa a realizar las inversiones que lleven a un número de fallas igual a F , donde Ctot es mínimo (donde Cm_{gred} de reducir fallas = P_{mg}).

Diseño óptimo de penalidad



En este contexto se debe lograr un ajuste adecuado de ambas variables contemplando el perjuicio sufrido por el usuario y su expectativa respecto de la calidad que está dispuesto a pagar.

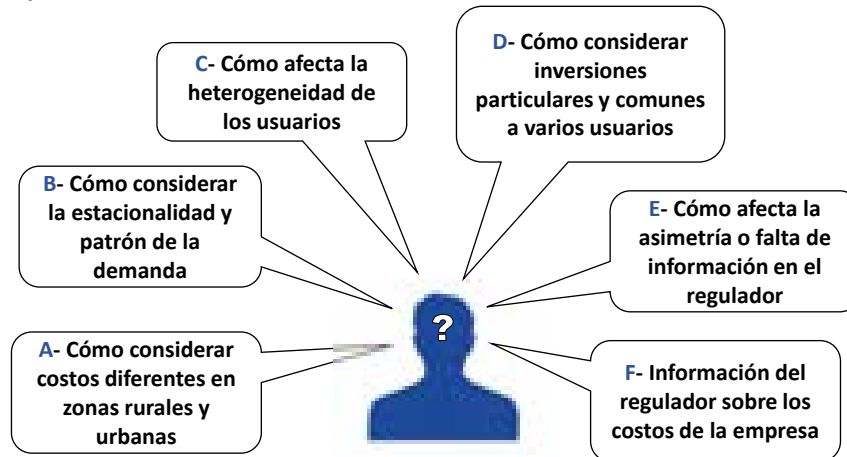
Para el ajuste tener en cuenta que el beneficio social de una inversión se ve reflejado en compensar a un usuario ante una falla, y por ende es deseable realizar la inversión siempre que sea inferior o igual a dicho beneficio.

La decisión de inversión será socialmente óptima cuando el costo marginal (para la empresa) de mejorar la calidad del servicio se iguale con el beneficio marginal que está provocará (para los usuarios).

Condición óptima: Costo marginal = Beneficio marginal
Aun con $L \neq F$, con una tarifa aceptable por los usuarios y considerando que P no debe dificultar el financiamiento del servicio

Consideraciones emergentes

En el diseño de penalidad surgen distintos aspectos a considerar:



Desafíos y Oportunidades de la Transición Energética

Perspectiva mundial de la energía



- **ENERGÍA** es insumo fundamental para producción de bienes y servicios
- Energía de calidad y a precio razonable es crucial para mejorar calidad vida de personas

Energía, crecimiento económico y reducción de pobreza están estrechamente entrelazados

Energía es hilo conductor que conecta crecimiento económico con mayor equidad social y ambiental que permite al mundo prosperar

- ✓ Energía es parte central del plan ONU para un futuro sostenible (ODS₁₇).
ODS 7- Garantizar acceso a energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.



IEE

Transición Energética (TE)



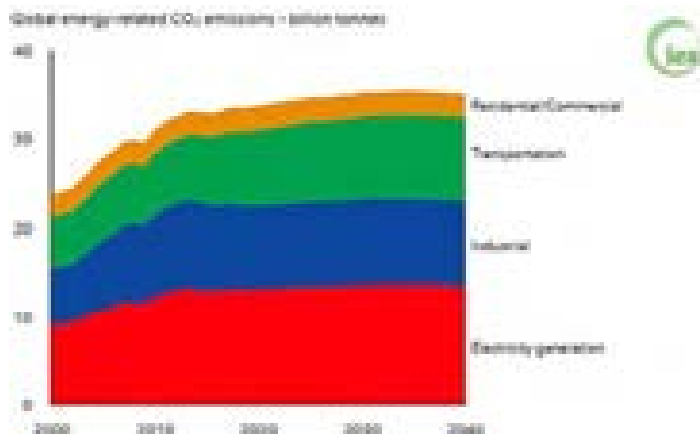
- La solución a estos desafíos implica asegurar el suministro energético de forma **sostenible y competitiva**
Transición del sector energético desde combustibles fósiles hacia energías limpias (bajas emisiones carbono)
- Principales fuerzas impulsoras (3D):



IEE

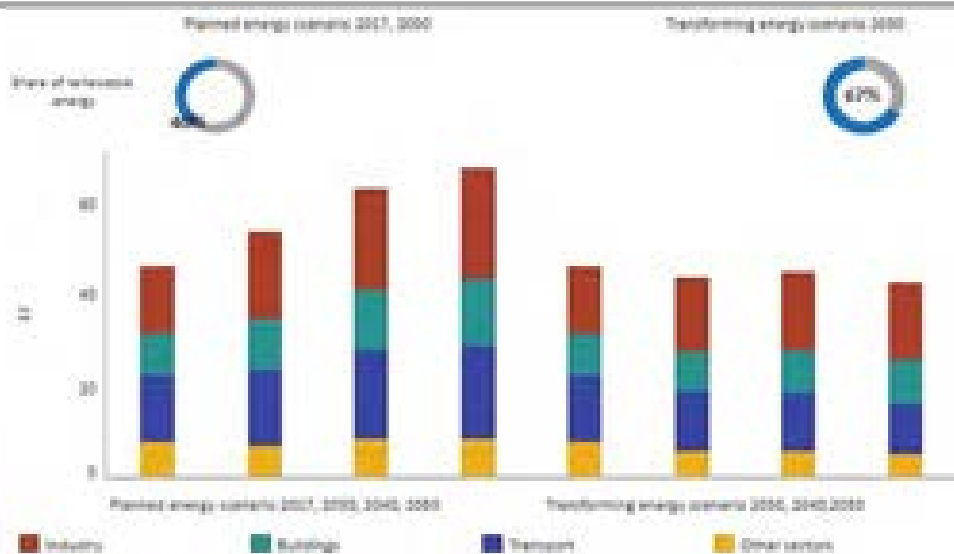
Descarbonización

Sector energético es el principal emisor de gases de efecto invernadero: **electricidad, transporte, industria**



- Proceso de transformación sector energético contaminante en uno limpio y sostenible
- Incorporar cambio climático en decisiones de inversión
- Electrificación de sectores y **Eficiencia Energética (y de recursos)**

IRENA: Energy Demand by Sectors (Latin America)

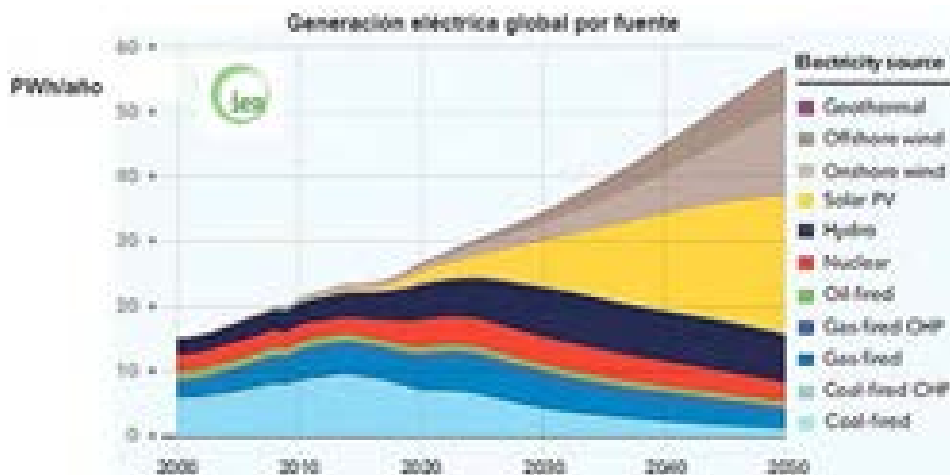


Source: IRENA (2020), Global Renewable Outlook: Energy transformation 2050, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
<https://www.irena.org/en/outlook/GRO2020/Global-Renewable-Outlook-2020>

Energías renovables no convencionales (ERNC)



- Generación con ERNC: Eólica, Solar FV, Hidráulica, Geotérmica, Biomasa
- Abandono gradual de generación comb. fósiles, según matriz energética de cada país



Descentralización: recursos energéticos distribuidos (DER)



Recurso energético gestionable situado cerca de la demanda, conectado en redes de distribución o en instalaciones de usuarios finales, que **puede proveer todo o parte** de las necesidades de abastecimiento eléctrico inmediato, así como ser usado por el sistema para reducir demanda (eficiencia energética), satisfacer necesidades de energía, potencia o servicios auxiliares a la red

(NARUC DER Manual, 2016)



Incluyen principalmente:

- ✓ Generación Distribuida (GD)
- ✓ Cogeneración (CHP)
- ✓ Almacenamiento de Energía (AE)
- ✓ Respuesta de la Demanda (RD)
- ✓ Electromovilidad (Vehículos Eléct., VE)
- ✓ Comercializador-Agregador de Energía

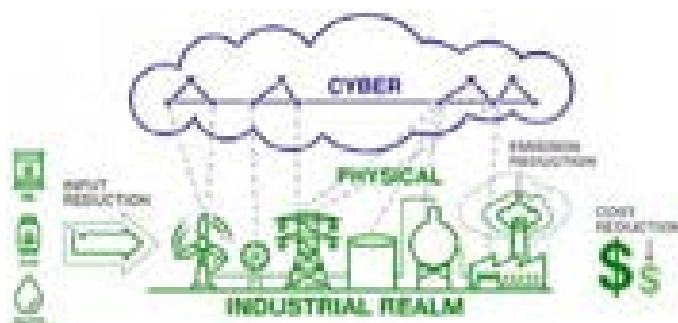
Producción descentralizada de energía **más eficiente, flexible y resiliente**

Usuarios parte del ecosistema (**prosumidores**)

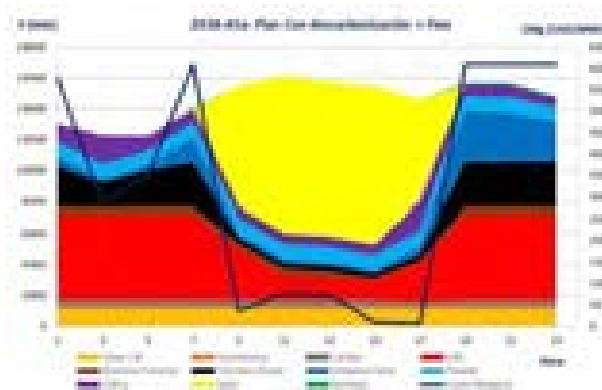
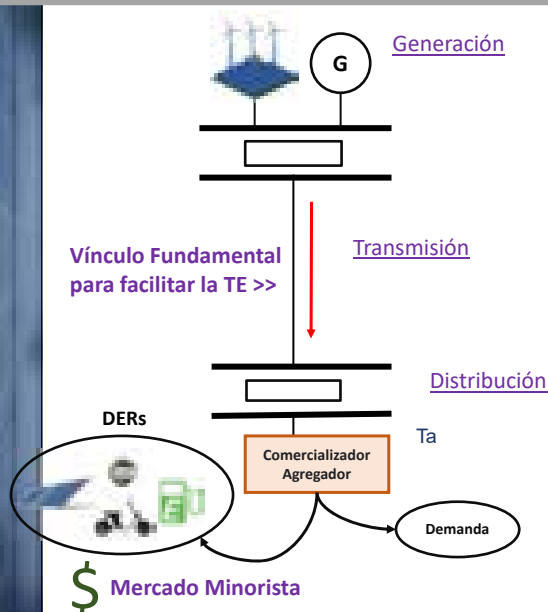
Digitalización



- **Infraestructura digital:** medición (AMI), comunicación (TICs) y automatización; *permiten coordinar e integrar recursos para mejorar eficiencia, confiabilidad y flexibilidad*
- **Procesamiento, control y gestión de enorme flujo de datos** permite obtener información del estado de la red para mejorar operación y planificación del sistema eléctrico
- **Sistemas ciber-físicos (CPS):** Mundo físico y digital profundamente entrelazados. *Ciberseguridad, internet of things (IoT), big data, inteligencia artificial, blockchain.*



Sistema de suministro de energía eléctrica



TE nuevas problemáticas: la incertidumbre para el equilibrio energético ($Gen = Dem + Perd$) y necesidad de fuentes/ mecanismos de flexibilidad (DERs)

Transición Energética (TE): optimización recursos



La TE y su gestión tiene dimensiones cuyo peso va cambiando:

>> **Tecnología, Ambiente, Economía y Normativa (Regulación)**

Estas dimensiones van evolucionando en cada país según contextos

Se busca:

>> Optimización **uso de instalaciones**

>> Optimización **productos y servicios**



ESTADO debe **reorganizarse** de modo diferente y la gestión intersectorial es clave para cambiar un modelo colaborativo (atendiendo los intereses de todos los sectores y actores)

Todos cambios requieren **identificar actores** (existentes y nuevos) y re/asignar roles y responsabilidades, así como **priorizar intereses económicos y políticas sociales**

Principal EJE es la Eficiencia >> ahorro de energía primaria + precios/ tarifas



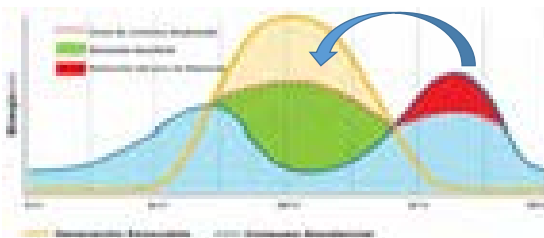
Flexibilidad \equiv eficiencia energética



- Necesidad encontrar **balance** entre **oferta y demanda** de energía a corto y largo plazo
- **Habilidad o capacidad** para ajustar variaciones demanda, al añadir o quitar **potencia**
- Soportar las **fluctuaciones** de demanda de manera **confiable y segura a bajo costo**



Ej. Banderas Tarifarias

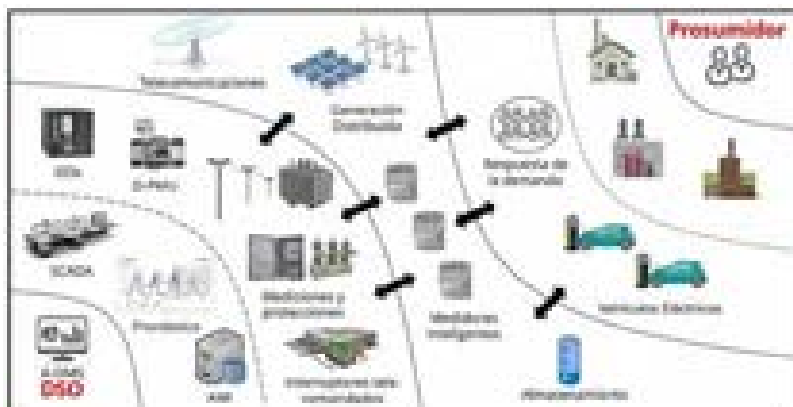


Acelerar la adopción de los DER



“El futuro es eléctrico” y uno de los desafíos en algunos países de Latinoamérica es “no ver” el servicio eléctrico como “un impuesto”, sino como un servicio comercial/ transable y clave para el desarrollo de ciudades, así como los demás componentes de la matriz energética en cada lugar

>> Es importante revertir/ actualizar las regulaciones, trazar un road-map que guíe la **planificación y el desarrollo de las REID**, teniendo en cuenta la transformación digital, sumando normas/ procesos



REID: Red Eléctrica Inteligente de Distribución

Sinergia de Actores Corresponsables de la TE



Principales DESAFÍOS:

+ Estado Regulador

- Tarifas – Precios electricidad
- Normatividad – Regulaciones
- Sistemas Comunicaciones
- Beneficios/ fomento I+D e Industria

+ Empresas Distribuidoras

- Implementar nuevas tecnologías
- Repensar modelo de negocio

+ Usuarios Prosumidores

- Uso eficiente de energía/ recursos

+ Centros I+D e Industrias

- Herramientas, aplicaciones, TICs

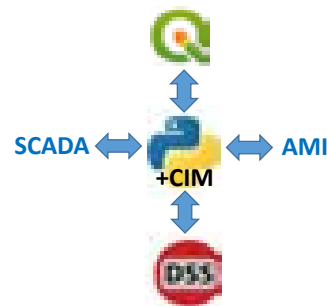
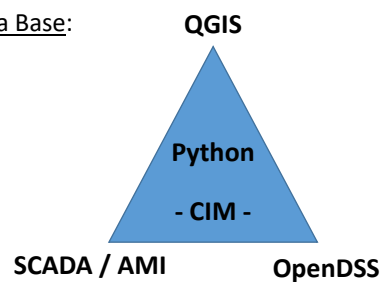
+ TODOS Actores

- Dialogo multi-sectorial
- Romper estructuras arcaicas

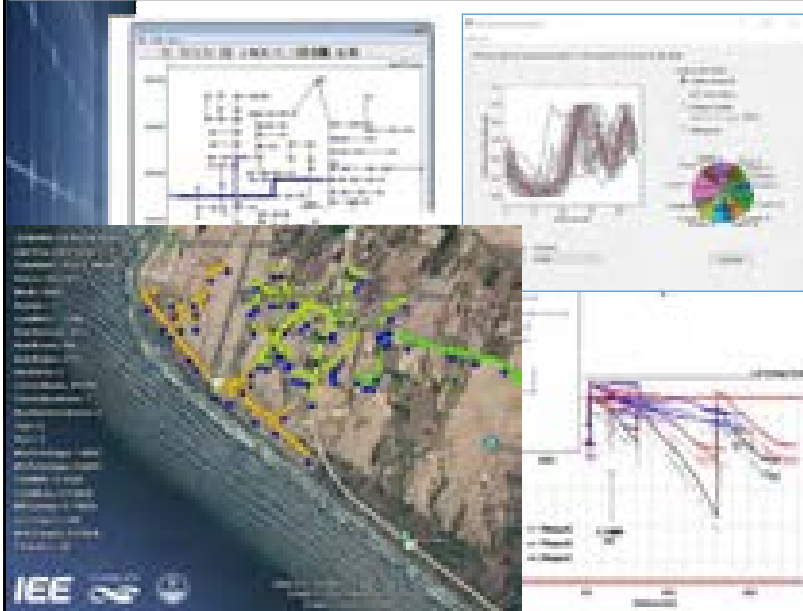
Proyecto: **OpenREiD**

- ✓ **Sistema integral de gestión y optimización** de redes eléctricas de distribución, basado en tecnología computacional de código abierto e interoperabilidad de la información (**CIM**)
- ✓ “Free” a disposición de la academia e industria, *que motive trabajos conjuntos de I+D+i (aplicaciones, tesis, proyectos de I+D+i, transferencia tecnológica)*
- ✓ A su vez, permita IEE aprovecharlo en estudios así como brindar nuevos servicios y/o aplicaciones especializadas

Idea Base:



OpenREiD: Resultados (parciales y esperados)



- ✓ **Simulación de la operación de redes** distribución (flujo de carga, pérdidas, perfiles tensión)
- ✓ **Impacto GDR** (hosting capacity)
 - Estudios cortocircuitos / protecciones
 - Estudios armónicos / calidad producto
- ✓ **Confiabilidad** (calidad servicio)
 - Localización de fallas / restauración
 - Estimación Estado (predictiva)
 - Optimización Volt / Var (control de reactivo / tensión)
- ✓ **Planificación Operación DERs** (recursos energéticos distribuidos)
 -

¡Muchas Gracias!

Dr. Ing. Mauricio Samper

msamper@iee-unsjconicet.org

Ing. Alejandro Maturano

amaturano@iee-unsjconicet.org

Ing. Gustavo Baron

gbaron@iee-unsjconicet.org

www.iee-unsjconicet.org



/InstitutoEne
rgiaElectrica



/IEE_UNSJ
CONICET



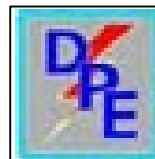
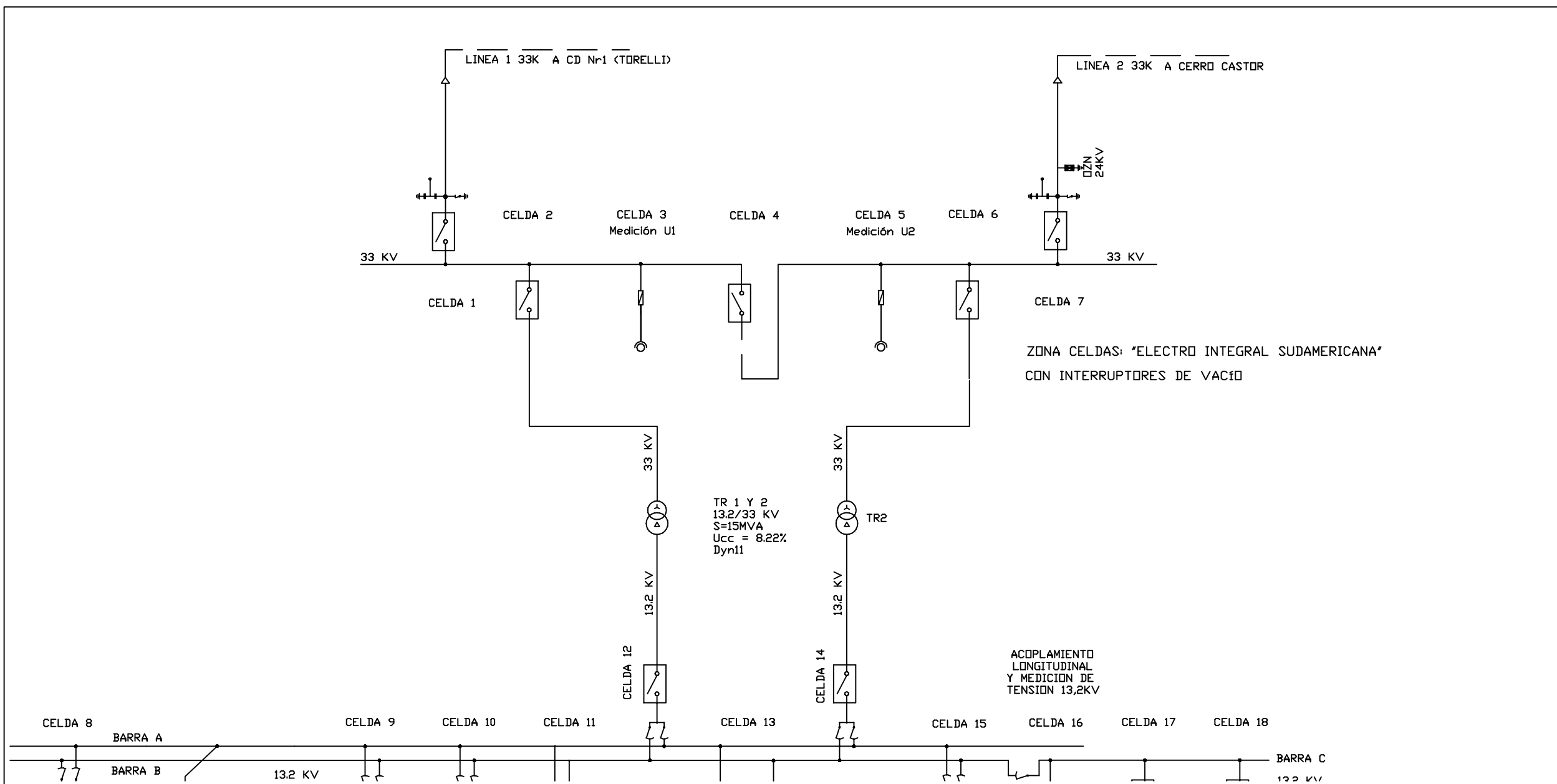
/institutoene
rgiaelectrica



/@institutodeene
rgiaelectrica



/instituto-de-energia-
eléctrica-unsj-conicet

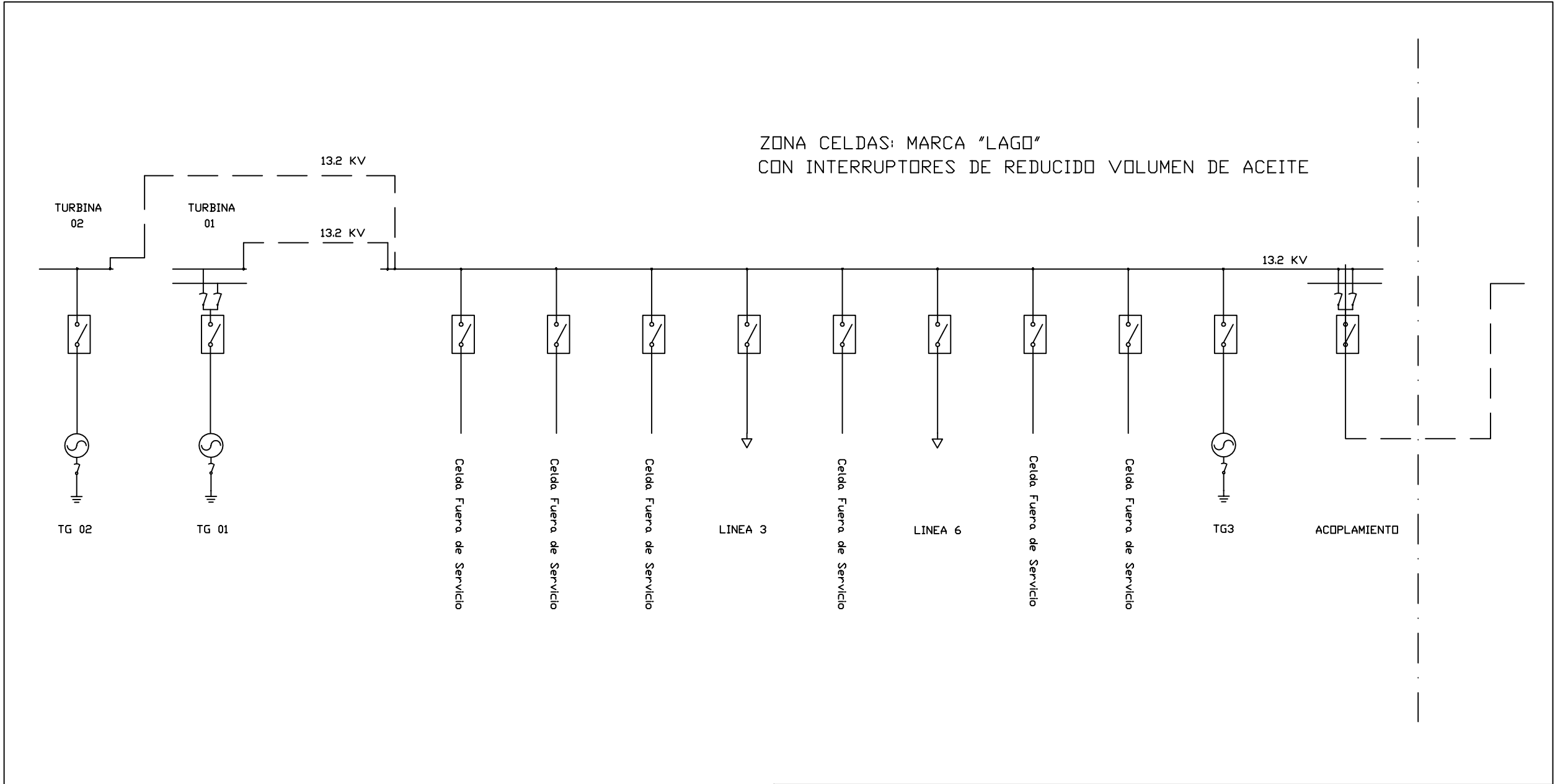


Dirección Provincial de Energía Tierra del Fuego Ushuaia

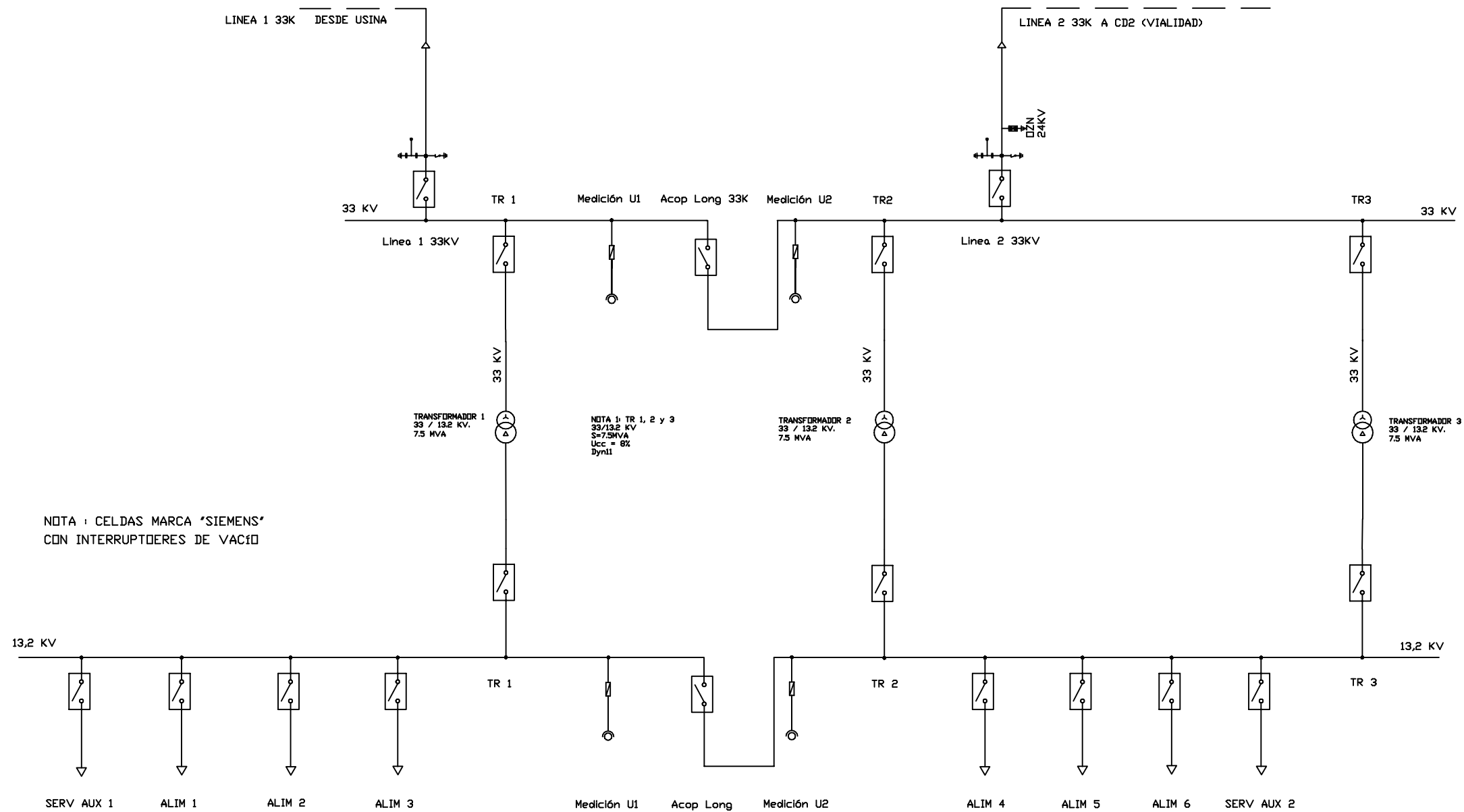
Título: Unifilar Central Térmica Ushuaia

Vista: ZONA CELDAS "ELECTROINTEGRAL SUDAMERICANA" 33KV

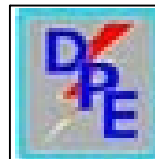
Fecha: 09/2022 V1.0



Dirección Provincial de Energía Tierra del Fuego Ushuaia
Título: Unifilar Central Térmica Ushuaia
Vista: ZONA CELDAS "LAGO" 13KV
Fecha: 09/2022 V1.0



CENTRO DE DISTRIBUCION NR 1 "JUAN CARLOS TORELLI"

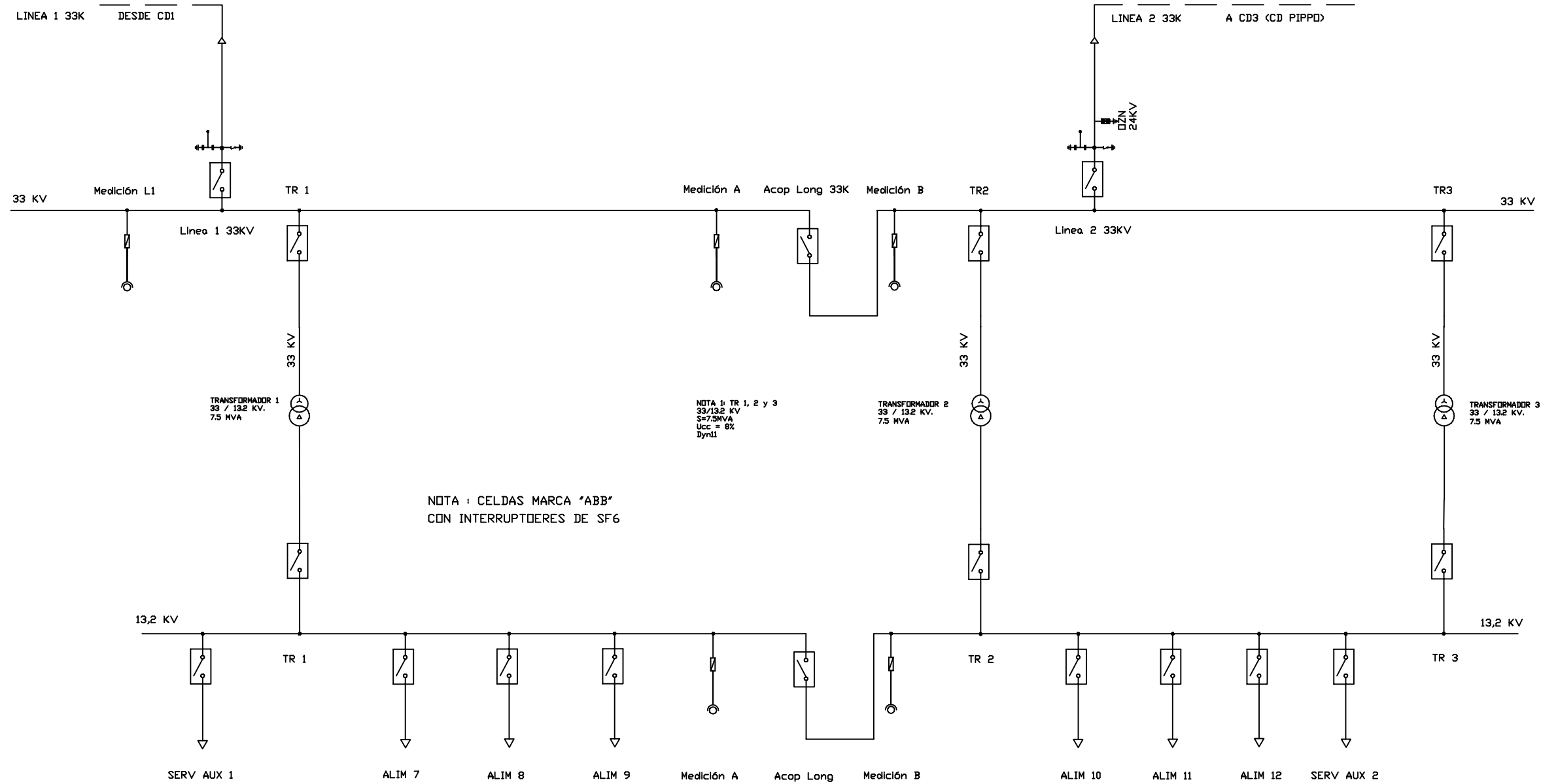


Dirección Provincial de Energía Tierra del Fuego Ushuaia

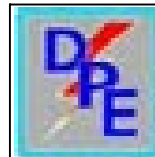
Título: Centro de Distribución Nr. 1 "CD Torelli"

Vista: VISTA GENERAL

Fecha: 09/2022 V1.0



CENTRO DE DISTRIBUCION NR 2 "VIALIDAD"

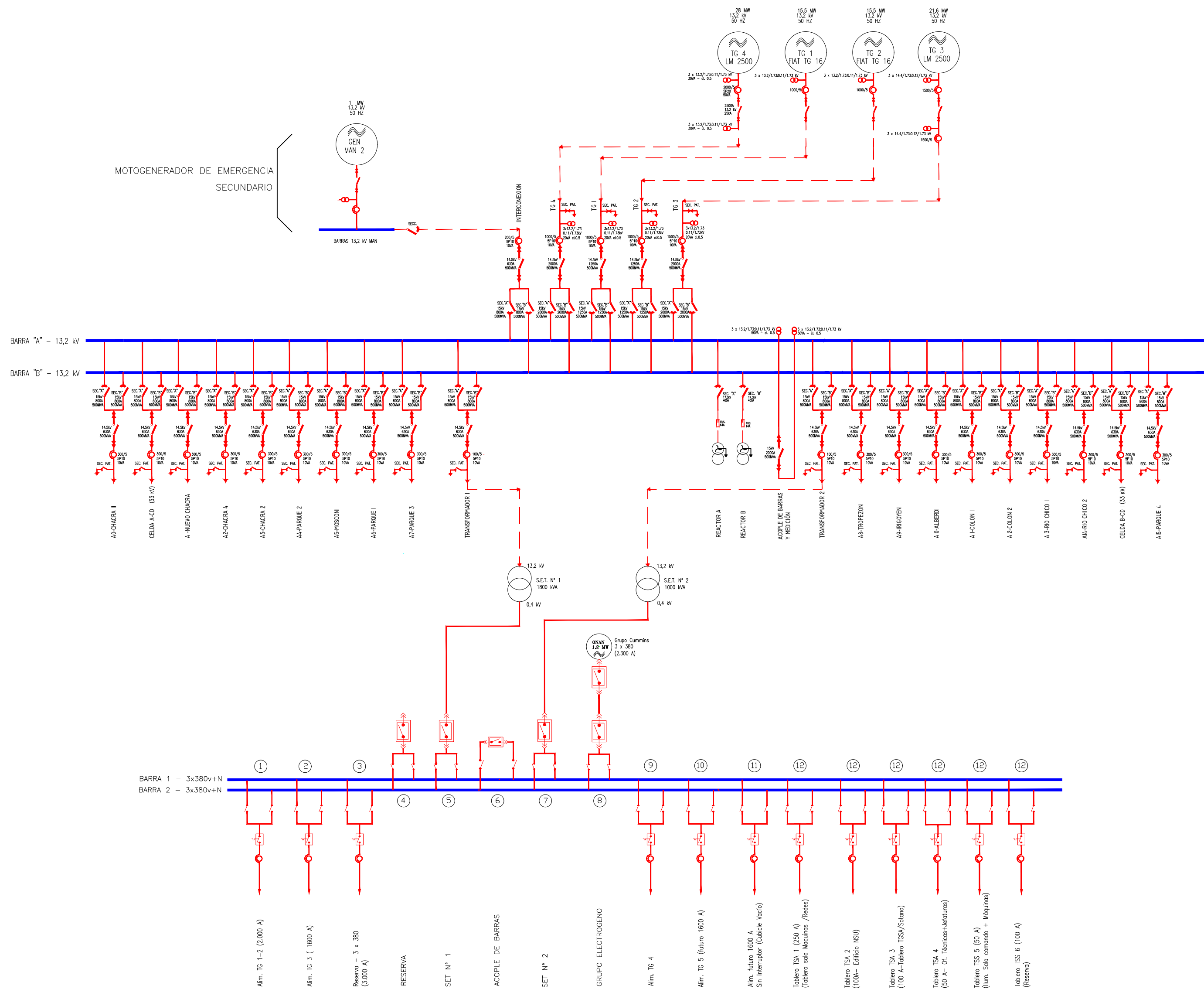


Dirección Provincial de Energía Tierra del Fuego Ushuaia

Título: Centro de Distribución Nr. 2 "CD Vialidad"

Vista: VISTA GENERAL

Fecha: 09/2022 V1.0



PARQUE DE GENERACIÓN

CENTRO DE DESPACHO DE CARGAS MT

TRANSFORMADORES DE
SERVICIOS AUXILIARES

MOTOGENERADOR DE EMERGENCIA
PRIMARIO

TABLERO DE
SERVICIOS AUXILIARES



COOPERATIVA ELECTRICA Y OTROS SERVICIOS
PUBLICOS de RIO GRANDE LTDA

DIAGRAMA UNIFILAR
CENTRAL TERMOELÉCTRICA RÍO GRANDE

	PROYECTO	DIBUJO	REVISO
NOMBRE		S.E.A.	
FIRMA			
FECHA	18 de Abril de 2023		



ESCALA
S/E

DATOS DE LAS REDES COOPERATIVA ELECTRICA DE RIO GRANDE LIMITADA.

CENTROS DE TRANSFORMACION A NIVEL: 133

CENTROS DE TRANSFORMACION EN PLATAFORMA: 265

RECONECTADORES AUTOMATICOS: 4

SECCIONADORES AUTOMATICOS MOTORIZADOS: 27

RED 13.200 V AÉREA: 131.5 Km.

RED 13.200 V SUBTERRÁNEA: 34.45 Km.

RED 33.000 V SUBTERRÁNEA: 4.3 Km + 2.5 Km en construcción.

RED 33.000 V AÉREA: 3.69 Km en construcción.

RED 380/220 GENERAL: 459.27 Km.

IEE

Instituto de Energía Eléctrica
 Universidad Nacional de San Juan – CONICET


 CONSEJO FEDERAL
DE INVERSIONES


 Gobierno de
Tierra del Fuego


 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA





"Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego (TDF)"

Propuestas Regulatorias-Normativas

Set-2023

www.iee-unsjconicet.org

IEE







IEE

Agenda




1. Régimen de RTI Quinquenal, Etapas del Estudio Tarifario y Pautas para Cálculo del VAD
2. Reordenamiento del Marco Regulatorio, Autarquía DPE, Creación de Ente Regulador
3. Simplificar un único "Régimen Tarifario" y/o "Régimen de Suministro" Provincial
4. Régimen Normativo-Tarifario para Criptominado
5. Régimen de Calidad Provincial, Implementación en 3 Etapas

2

1. Régimen de RTI Quinquenal, Etapas del Estudio Tarifario y Pautas para Cálculo del VAD

3

Tarifas Distribución – Ley 24065 Capítulo X

- Los servicios suministrados por los distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables:
 - a) Proveerán a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en esta ley;
 - b) Deberán tener en cuenta las diferencias razonables que existan en el costo entre los distintos tipos de servicios considerando la forma de prestación, ubicación geográfica y cualquier otra característica que el regulador califique como relevante;
 - c) En el caso de las tarifas de los distribuidores, el precio de venta de la electricidad a los usuarios incluirá un término representativo de sus adquisiciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.
- Las tarifas que apliquen los distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá:
 - a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa;
 - b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

4

Tarifas Distribución – Ley 24065 Capítulo X



➤ Los contratos de concesión a distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de cinco (5) años y se ajustará a los siguientes principios:

- a) Establecerá las tarifas iniciales que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido
- b) Las tarifas subsiguientes establecerán el precio máximo que se fije para cada clase de servicios;
- c) El precio máximo será determinado por el ente de acuerdo con los indicadores de mercados que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones;
- d) Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar;
- e) En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

➤ Las tarifas se fijarán por períodos sucesivos de cinco (5) años, previa aprobación del Regulador

5

Aspectos Conceptuales



Nivel Tarifario: objetivo preservar la sustentabilidad de la empresa a la vez que se garantiza a usuarios un servicio eficiente (mínimo costo). Define el volumen de ingresos. Se representa por el Precio Medio

Estructura Tarifaria: define la relatividad de los precios. La estructura comprende la diferenciación de las tarifas, según los componentes de consumo y demanda, nivel de tensión de suministro, clase de consumo, estación del año, período del día, localización del consumidor, etc.

Indexación: objetivo preservar en el tiempo el nivel de las tarifas en términos reales compensando la erosión inflacionaria de los ingresos. La elección del índice, su base y su periodicidad son elementos que es necesario analizar en pos de alcanzar los objetivos de sustentabilidad, eficiencia y equidad

Factor de Eficiencia (X): permite trasladar gradualmente a los usuarios las ganancias de eficiencia vía reducciones en la tarifa en términos reales

Niveles de Calidad: Se establecen niveles de calidad mínimos a ser exigidos a las distribuidoras. La regulación por precios máximos contempla un conjunto que abarca no solo los precios sino también estándares mínimos de operaciones y calidad como obligaciones de servicio. Se establecen multas

6

Etapas del Estudio Tarifario



- CAMPAÑA DE MEDICIÓN
- REGIMEN DE CALIDAD
- ANALISIS DEL MERCADO Y PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA
- CÁLCULO DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL
- DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS EFICIENTES DE ESTRUCTURAS E INSTALACIONES TÍPICAS
- CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN
 - Costo de capital asociado a la base de capital y a las Inversiones en la red.
 - Consideración de valores estándares de pérdidas técnicas de energía y potencia.
 - Costos de operación y mantenimiento (gestión de las redes).
 - Costos de gestión o Administración de la empresa asociados a la prestación del servicio de redes.
 - Costos asociados al usuario, independientes de su demanda (gestión comercial de la actividad).
- REQUERIMIENTOS DE INGRESOS DEL PRESTADOR DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
- DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO Y VERIFICACIÓN DEL INGRESO REQUERIDO

7

Etapas del Estudio Tarifario ...



➤ Campaña de Medición

El objetivo del estudio de caracterización de la demanda es la asignación correcta de los costos de distribución a distintos grupos tarifarios. Es primordial la identificación de grupos de usuarios de la empresa distribuidora a los que pueda asociarse una modalidad de consumo similar (similar participación en los costos de la distribuidora).

Se determinan diversos parámetros: Factores de Carga, Factores de Coincidencia Interna y Externa, Participaciones en punta, valle y resto

➤ Régimen de Calidad: *se detalla luego en Punto 5*

➤ Análisis del mercado y proyección de la demanda eléctrica

El objetivo de este trabajo es la estimación y proyección del Consumo de Energía, Cantidad de Usuarios y Potencia de los usuarios para cada distribuidora y áreas. Pueden considerarse distintos escenarios

Se suelen utilizar distintas metodologías: extrapolación histórica, modelización econométrica, modelos estadísticos, etc. o combinaciones de ellas. Se utilizan aquellas metodologías que se consideran más adecuadas para la calidad y disponibilidad de datos para el caso bajo estudio

8

Etapas del Estudio Tarifario ...



➤ Cálculo de la tasa de costo de capital

- ✓ **Modelo WACC-CAPM:** Es un modelo ampliamente utilizado y aceptado en la práctica regulatoria, que permite estimar el costo de capital promedio ponderado, bajo el supuesto que las empresas se financian tanto con capital propio como con deuda de terceros.
- ✓ **Tasa establecida por normativa** con o sin límites de variación

➤ Determinación de los costos eficientes de estructuras e instalaciones típicas

Para determinar el nivel tarifario de la empresa, es necesario calcular los costos de estructuras e instalaciones típicas que forman parte del sistema eléctrico bajo estudio.

Se determinan costos unitarios de materiales y luego considerando sus costos de instalación y otros costos se valorizan instalaciones típicas. Se utiliza para la Base de Capital.

Costos Directos: Materiales, Mano de Obra, Equipos, Fletes, Seguros

Costos Indirectos: Terrenos, Servidumbres, Obrador, Imprevistos, Dirección o Supervisión

Gastos Generales: Impuestos, Permisos y Tasas, Otros costos de gestión

9

Etapas del Estudio Tarifario ...



- **El Valor Agregado de Distribución (VAD)** puede ser determinado haciendo uso de distintos criterios para determinar sus componentes principales (anualidad de inversiones, gastos, tasa de rentabilidad justa y razonable, capital de trabajo, etc.).

✓ **Gastos de Explotación.** Se utilizan diversas propuestas:

- a. Organización modelo eficiente para prestar los servicios requeridos
- b. Adoptando porcentajes razonables, y usuales, respecto al valor de los activos
- c. Determinando los valores correspondientes por comparación con empresas eficientes

✓ **Base de Capital** (anualizaciones como expresión de la remuneración del capital y amortizaciones). Se utilizan diversas propuestas, entre las cuales se mencionan:

- a. Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)
- b. Flujo de Fondos Descontados (FFD)

10

VAD: Base de Capital



➤ Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

Esta propuesta consiste en valorizar a nuevo los activos de la distribuidora, considerando una empresa modelo eficiente (red adaptada) para prestar el servicio de redes con los niveles de calidad y confiabilidad preestablecidos. Se puede calcular solo para el año base o para cada año del periodo tarifario y luego se lo lleva a valor presente.

Puede presentar el inconveniente de la medida del grado de adaptación de la empresa modelo eficiente desarrollada (es muy dependiente de los criterios de ingeniería adoptados).

➤ Flujo de Fondos Descontados (FFD)

Se considera el flujo de inversiones que tendrá la empresa a lo largo del tiempo y las inversiones ya realizadas descontando adecuadamente las depreciaciones, esto es el valor inicial de los activos y se descuenta al final del período de revisión tarifaria el valor final de tales activos.

Para evitar eventuales ganancias o pérdidas de capital a la empresa de distribución, el VAD debe asegurar que el flujo de caja para la tasa de rentabilidad justa y razonable sea igual a cero.

11

Criterios para la determinación del VAD



✓ Consideración de valores estándares de pérdidas técnicas de energía y potencia

Las pérdidas técnicas, de potencia y energía, son el resultado del proceso de determinación de las inversiones y compatibilización del funcionamiento técnico del sistema en su conjunto. Se obtienen de estimaciones a partir de equipamientos típicos y de cálculos en la red.

Pérdidas no técnicas: Se analizan las estrategias de la empresa para su control y reducción. Resultan técnica y económicamente casi imposible de eliminar. Internacionalmente se estima entre el 1 y el 1,5%.

✓ Costos de operación y mantenimiento (gestión de las redes).

Son aquellos que ocasionan las tareas de operación de la red y ante condiciones de fallas o acciones programadas y los gastos que se incurren por mantenimiento, reparaciones y adecuación de los componentes y/o instalaciones del sistema

✓ Costos de gestión o Administración de la empresa

Se relacionan con la estructura de la organización central de la empresa (niveles de dirección, gerencias y áreas de administración general). No pueden ser imputados directamente a OyM ni comercial

✓ Costos asociados al usuario (gestión comercial de la actividad)

Se relacionan a la facturación, medición, lectura entre otras actividades comerciales.

12

Etapas del Estudio Tarifario ...



➤ Requerimientos de ingresos del prestador del servicio de distribución

En base a los puntos anteriores se determina el requerimiento de ingresos. Debe corresponderse con una tarifa que asegure el mínimo costo para el usuario, compatible con la obligatoriedad de suministro y la calidad de servicio establecida, así como la necesaria rentabilidad de la empresa que asegure su continuidad en la prestación del servicio.

Con la demanda y los ingresos requeridos se estima costo medio de distribución (\$/kW). Con la desagregación de costos se obtiene por rubro y nivel de tensión.

➤ Determinación del cuadro tarifario y verificación del ingreso requerido

Los costos de distribución y abastecimiento se asignan a los parámetros tarifarios basándose en las modalidades características de participación de las curvas de carga de los usuarios en el uso de la capacidad de las redes del prestador y en los requerimientos de compra al MEM. (Información de Mercado y Campaña de Medición). Verificación neutralidad traspaso de costos y producido tarifario

13

2. Reordenamiento del Marco Regulatorio, Autarquía de DPE, Creación de Ente Regulador



14

Sobre la Necesidad de Legislar un Marco Regulatorio



IEE

- 1.- PREVISIBILIDAD NORMATIVA E INTEGRACIÓN REGULATORIA (DISTRIBUIDORAS)
- 2.- DEFINICIÓN DE LA AUTORIDAD REGULATORIA (CENTRALIZADA O DESCENT.)
- 3.- INCLUSIÓN DE NORMAS DE BASE EN MATERIA:
 - A) Concesional/Licencia
 - B) Calidad Producto y Servicio Técnico
 - C) Usuarios
 - D) Tarifas

Sobre las Posibles Formas Jurídicas a Asumir por la DPE



IEE

- 1.- DESCENTRALIZACIÓN AUTÁRQUICA, FUNCIONAL Y PRESUPUESTARIA
PRO: Re adecuación Régimen Vigente – CON: Burocatización
 - 2.- DESCENTRALIZACIÓN BAJO FORMA DE SOCIEDAD DEL ESTADO
PRO: Gestión Autónoma – CON: Rigidez Del Modelo Legal
 - 3.- DESCENTRALIZACIÓN SABIE (FORMA COMERCIAL)
PRO: Reglas De Mercado – CON: Requerimiento De Regulación Acorde
 - 4.- PRIVATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN (PROBLEMAS MACRO)
PRO: Mercado – CON: Macro Argentina
- EN CUALQUIER CASO: INTEGRACIÓN BUROCRÁTICA SEGÚN CRITERIO DE IDONEIDAD

Sobre la Forma Jurídica de la Autoridad Regulatoria



1.- CONTROL CENTRALIZADO EN MINISTERIO O SECRETARÍA

PROS: a) Facilidad de instrumentación

b) Antecedentes en el derecho público provincial

c) Posibilidad de mutación posterior

CONS: a) Influencia de contenido político agonal en las decisiones regulatorias

b) Potencial abuso del control por vía de alzada

2.- CONTROL MEDIANTE ENTE REGULADOR

a) MODELO DEL ENTE REGULADOR ÚNICO

b) MODELO DEL ENTE REGULADOR ESPECÍFICO

IEE

3. Simplificar un único “Régimen Tarifario” y/o “Régimen de Suministro” Provincial



IEE

Reordenamiento



Visto los Documentos:

ANEXO II DECRETO N° 3211/11 - Régimen Tarifario de aplicación actual, Cooperativa Rio Grande

ANEXO I DECRETO N° 1545/2008 – Reglamento del Servicio / Régimen de Suministro, DPE

Ambos documentos se complementan para ordenar las acciones, característica y normas que regulan el Sistema Tarifario Eléctrico, los derechos y obligaciones de las partes que componen las tarifas eléctricas en Tierra del Fuego e Islas del Atlántico Sur

- a) *Generar un único Documento que contenga al Régimen Tarifario y al Régimen de Suministro para todos los usuarios de la Provincia de Tierra del Fuego e Islas del Atlántico Sur (TDFeIAS).*
- b) *Proponer algunas correcciones en primera instancia y posteriormente discutir correcciones y modificación mas profunda.*
- c) *En el Documento que se presenta podrán observar cambios (remarcadas en amarillo) y tachados algunos párrafos.*
- d) *Documento Único, Régimen de Suministro y Tarifario*

19

Análisis, Evaluación y Propuesta de la Documentación

Vista la fecha en que se genero el Decreto 3211/2011. y el Decreto 1545/2008

Han transcurrido, mas de 12 años en 3211 y mas de 15 años en el 1545.

Dado que esta información es necesaria que sea actualizada periódicamente, en particular en cada actualización o Revisión Tarifaria

Es conveniente que estos documentos estén en un solo documento, que engloben el Régimen Tarifario y al Régimen de Usuarios.

También debe contener, el Procedimiento para llevar a cabo las sucesivas revisiones Tarifarias, ya sean Ordinarias o Extraordinarias.

20

DOCUMENTO UNICO Régimen de Suministro y Tarifario

**Del Régimen de Suministro:**

En general, en este Documento, se propone a LA DISTRIBUIDORA, como autoridad responsable del servicio y un Ente Regulador o Entidad para controlar que se cumplan las obligaciones y derechos de ambos (Usuario – Distribuidora).

a) CONDICIONES GENERALES PARA EL SUMINISTRO

- Titular, Titular Precario, Titular Provisorio, Titular Transitorio, Cambio de Titularidad, Condiciones de Habilitación, Puesto de Medición, Punto de Suministro-Centro de Transformación y/o Maniobra, Solicitud de nueva conexión en zona sin instalaciones de red de distribución

b) OBLIGACIONES DEL TITULAR Y/O USUARIO

- Declaración Jurada, Facturas, Dispositivos de Protección y Maniobra, Instalación Propia - Responsabilidades, Comunicaciones a la DISTRIBUIDORA, Acceso a los Instrumentos de Medición, Uso de Potencia, Suministro a Terceros, Cancelación de la Titularidad, Perturbaciones

c) DERECHOS DEL TITULAR

- Niveles de Calidad de Servicio, Funcionamiento del Medidor, Reclamos o Quejas, Pago Anticipado, Resarcimiento por Daños, Control de Equipos de Medición.

21

DOCUMENTO UNICO Régimen de Suministro y Tarifario ...

**d) OBLIGACIONES DE LA DISTRIBUIDORA**

- Calidad de Servicio, Aplicación de la Tarifa, Precintado de Medidores y Contratapa, I - Medidores en general, II - Medidores con indicador de carga máxima, Anormalidades, Facturas - Información a Consignar en las Mismas, Distribución de Facturas, Reintegro, de Importes, Tarjeta de Identificación, Cartel Anunciador, Plazo de Concreción de Suministro, Quejas, Atención al Público

e) DERECHOS DE LA DISTRIBUIDORA

- Recupero de Montos por Aplicación Indevida de Tarifas, Facturas Impagas, Depósito de Garantía, Inspección y Verificación del Medidor, Recupero de Montos por Suministros Transitorios

f) SUSPENSIÓN DEL SUMINISTRO

- Sin la intervención previa del Ente Regulador y con comunicación previa al titular, Con intervención previa del Ente Regulado

g) CESE DEL SUMINISTRO**h) REHABILITACIÓN DEL SERVICIO****i) MORA E INTERESES****j) AUTORIDAD DE APLICACIÓN**

22

DOCUMENTO UNICO Régimen de Suministro y Tarifario ...

**Del Régimen de Tarifario:**

Este Régimen Tarifario, será de aplicación para todos los usuarios de energía eléctrica abastecida por el Servicio Público prestado en la Provincia de Tierra del Fuego e Islas del Atlántico Sur (TDFeIAS), ya sea la Dirección Provincial de Energía de la Provincia o por la Cooperativa de Río Grande, o cualquier otra Distribuidora que preste sus servicios en la Provincia de TDFeIAS.

Se definen los Usuarios de acuerdo al nivel de Tensión en que esta conectado, la ubicación de la toma de energía, en bornes o en red MT.

- Usuarios de pequeñas demandas: en Baja Tensión de hasta 1,1 kV.
- Usuarios de medianas demandas: Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos es igual o superior a 10 kW (kilovatios) e inferior a 50 kW (kilovatios).
- Usuarios de grandes demandas: demanda de 50 kW o mas.

23

DOCUMENTO UNICO Régimen de Suministro y Tarifario ...

**Tarifas con medición de Potencia****a) TARIFAS N° 2 - (Medianas Demandas)**

- La Tarifa 2 se aplicara para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios de Medianas Demandas, cuya demanda máxima superior a 10 kW e inferior a 50 kW
- Por el servicio convenido, el usuario pagara, los siguiente cargos:
- Limites y recargos por estar fuera de los limites convenidos.

b) TARIFA N° 3 - (Grandes Demandas)

- La Tarifa 3, se aplica para cualquier uso de la energía eléctrica en Baja, Media y Alta Tensión, a los usuarios cuya demanda máxima sea igual o superior a 50 kW.

24

DOCUMENTO UNICO Régimen de Suministro y Tarifario ...



Recargos por factor de potencia, rigen para un factor de potencia inductivo (Cos ϕ) igual o superior inferior a 0,92, La Distribuidora se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,92 0,85, y está facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 4.4, según se indica a continuación.

- **Recargos:** Cuando la energía reactiva consumida en un período horario de facturación supere el sesenta y dos por ciento (62 %) de la energía activa consumida en el mismo período, LA DISTRIBUIDORA está facultada a facturar la energía activa con un recargo igual al UNO CON CINCUENTA POR CIENTO (1,50 %) por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimos (0,005) de aumento del cociente entre la energía reactiva y la energía activa, que supere el 62 % citado.
- **Penalizaciones:** Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa sea igual o superior al 1,34 (factor de potencia menor a 0,60), LA DISTRIBUIDORA, previa notificación al usuario y al EPRE, podrá suspender el servicio hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite del factor de potencia. En tal

25

4. Régimen Normativo-Tarifario para Criptominado



26

Regulación eléctrica de Criptominedado



Existen 3 tipos de regulación principales para minería de criptomonedas:

- ❑ **Prohibición Total:** Algunos países han prohibido la minería de criptomonedas debido a preocupaciones relacionadas con el uso excesivo de energía, la evasión de impuestos o la falta de control centralizado.
- ❑ **Tarifas Eléctricas Elevadas para Mineros:** Algunas regiones han aumentado las tarifas eléctricas para las operaciones de minería de criptomonedas debido al alto consumo de energía asociado con la actividad. Esto se hace a menudo para desincentivar la minería o para asegurar que los mineros contribuyan más a los costos de infraestructura.
- ❑ **Límites en el Uso de Energía:** Dadas las preocupaciones medioambientales, algunos lugares han establecido límites sobre cuánta energía pueden consumir las operaciones de minería.

27

Características Criptominedado



- **Enfriamiento:** El proceso de enfriamiento del hardware representa un porcentaje importante dentro del consumo eléctrico del Criptominedado, además de la electricidad que se usa para el proceso de cómputo de criptomonedas
- **Alto Consumo:** La minería de algunas criptomonedas, requiere una cantidad significativa de poder de procesamiento, es decir, consumo de energía eléctrica.
- **Dependencia del Precio de Mercado de la Moneda:** La recompensa que recibe la minería es por la creación de nuevas monedas y tarifas de transacción. Por lo tanto, si existe un cambio en el valor de la moneda, influye directamente en la rentabilidad de la actividad. Por lo cual, toma relevancia los costos operativos, especialmente el costo eléctrico.
 - ❖ Cuando el precio de una criptomoneda es alto, puede justificar el consumo de grandes cantidades de electricidad, ya que las recompensas obtenidas en la minería superan los costos asociados. Si el precio cae, el margen de rentabilidad se estrecha.
- **Operación 24/7:** Esta actividad se caracteriza por la capacidad de operar 24/7. Por lo cual, se puede aprovechar (de existir) tarifas dinámicas o de tiempo de uso.

28

Características Criptominado



- **Costos Eléctricos Variables:** Dado que el costo de la electricidad es uno de los principales gastos en el criptominado, los mineros buscarán ubicaciones donde la electricidad sea más barata. Las tarifas eléctricas varían de un país a otro, e incluso de una región a otra dentro de un país. Si una ubicación se vuelve demasiado cara debido a un aumento en las tarifas eléctricas o a cambios en las regulaciones, los mineros pueden trasladar sus operaciones a lugares más rentables.
- **Regulaciones Cambiantes:** Algunos gobiernos han impuesto regulaciones estrictas o incluso prohibiciones completas en la minería de criptomonedas debido a preocupaciones sobre el consumo de energía, la evasión fiscal, entre otros. Estos cambios regulatorios pueden obligar a los mineros a mover sus operaciones a jurisdicciones más amigables.

Estas dos características hacen del criptominado un negocio altamente dinámico y sensible a una variedad de factores externos. Además, no existe una infraestructura fija por lo que se puede trasladar la actividad en cortos periodos de tiempo de un lugar a otro.

- **Ubicación Móvil:** Las granjas de minería, en teoría, pueden establecerse en cualquier lugar que tenga una conexión eléctrica y acceso a internet. Esto permite a los mineros trasladar sus operaciones a áreas con electricidad más barata o incluso a áreas con excedentes de energía renovable.




29

Tarifas para Criptominado






- Al establecer un Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y un Precio Estabilizado de la Energía (PEE) específicos para la actividad, con valores superiores a otras categorías tarifarias como la residencial, no existe un incentivo para que el usuario pueda pasar de una categoría residencial a una específica de criptominado.
- Además, esto provoca que no se establezca un registro formal de los usuarios de la actividad; por lo tanto, no existe un análisis de comportamientos de demandas. Este es un problema que se presenta en la mayoría de los países que permiten la actividad.
- Como se mencionó, la naturaleza nómada de la actividad crea incertidumbre en las empresas de distribución con respecto a la recuperación de su VAD en periodos largos de tiempo. Esto motiva a establecer actualizaciones tempranas, incluso solo para la actividad de criptominado.
- **Crear una categoría unificada para criptomoneda** permitirá gestionar de mejor manera la distribución de los costos. Además, se podrá asignar precios específicos para el comportamiento de los usuarios.

30

5. Régimen de Calidad Provincial, Implementación en 3 Etapas

31

Régimen de Calidad Provincial: Introducción

La revisión de documentación muestra la necesidad de implementar un control metodológico de la calidad de suministro, tanto para la DPE como la Cooperativa CERG. Esta necesidad es relevante en el contexto de un régimen tarifario basado en resultados.

Para esta tarea es necesario considerar tres aspectos generales:

- La necesidad de desarrollar una **metodología de control** (Resoluciones, normativas, etc.).
- La necesidad de un plan de **implementación gradual** del control de calidad.
- La necesidad de un **organismo contralor** o de regulación.

En nuestro país, el control de la calidad del suministro que brindan las Distribuidoras se ha llevado a cabo considerando controlar los siguientes aspectos:

- **Calidad de Servicio Técnico** (continuidad del suministro), evaluando la continuidad del servicio en cuanto a la frecuencia y duración de interrupciones sufridas por usuarios.
- **Calidad del Producto Técnico** (calidad de la onda de tensión) comprendiendo aspectos relacionados con el nivel de tensión de suministro y perturbaciones (armónicas y fluctuaciones).
- **Calidad del servicio Comercial** (atención al cliente): comprendiendo aspectos como tiempos de respuesta a solicitudes de conexión, atención de reclamos, errores en la facturación, etc.

32

Régimen de Calidad Provincial: Propuesta



Implementar un régimen de control de calidad (contemplando Calidad de Servicio y de Producto), de aplicación para las zonas de concesión de DPE y de CERG, a desarrollarse en forma gradual en Etapas:

- **Etapas de Adecuación o Preliminar** (duración 6 a 12 meses): revisar y completar la metodología de medición y control de indicadores a controlar en las etapas posteriores, adecuación de los instrumentos, registro de información y herramientas informáticas necesarias.
- **Etapas 1** (duración de 12 meses a partir de etapa preliminar): medición y registro de parámetros e información, cálculo de indicadores y evaluación de la calidad real con el objeto de fijar objetivos de calidad (límites admisibles) para las redes de distribución bajo estudio.
- **Etapas 2** (duración de 24 meses a partir de la etapa 1): medición y registro de parámetros e información, cálculo de indicadores y sanciones o compensaciones a usuarios afectados.
- **Etapas de Régimen** (de aplicación posterior a la etapa 2): eventual reajuste de límites admisibles y metodologías de control, para aplicación y control durante el periodo de concesión o actividad de las distribuidoras.

La implementación de un régimen de control de calidad requiere del soporte legal necesario, determinación de obligaciones de las partes y definiciones necesarias para disponer de la figura de un Regulador que fiscalice el cumplimiento y desarrollo del mismo.

33

Régimen de Calidad: Etapa de Adecuación o Preliminar



El desarrollo en etapas se sustenta en la necesidad de definir los alcances regulatorios, como también preparar la infraestructura necesaria en las Distribuidoras, a los efectos de implementar un control preliminar.

Para propósitos de relevamiento de la calidad actual e instrumentar un control preliminar:

- Definir la conformación de un Regulador (comisión, organismo o ente, etc.), responsabilidad partes y actores.
- Establecer un marco regulatorio básico (indicadores, referencias, información y mediciones, formatos, etc.), con sustento en pautas y sugerencias del estudio presente.

Para propósitos de Calidad de Servicio:

- Instrumentar los medios necesarios para conformar la fuente de información para el cálculo de indicadores.
Básicamente es necesario contar con información sobre la vinculación de usuarios con la red de distribución, siendo capaces de identificar usuarios afectados ante la acción de un aparato de maniobra o protección, o salida de servicio de algún elemento de la red, ya sea dispuesto en MT o BT.
Implementar un sistema de registro de eventos, alimentado con información de reclamos, mediciones, libros de guardia, etc., que permita de manera unívoca registrar el instante de ocurrencia de un corte de suministro y de cualquier maniobra ejecutada para la reposición del servicio (transferencia de carga, reposición, etc.).

Para propósitos de Calidad de Producto:

- Instrumentar mecanismos y equipamientos necesarios para recolectar información sobre perfiles de tensión en alimentadores de MT, y en bornes de baja de una cantidad de estaciones MT/BT.
Definir cantidad de estaciones MT/BT a medir (equipos a utilizar, puntos de medición, rotación, etc.), hacer un relevamiento de mediciones existentes e instrumentar los medios para mediciones faltantes.

34

Régimen de Calidad: Etapa 1



En esta etapa se pretende conocer el estado actual de la calidad y en base a valores de referencia definidos en la etapa preliminar, evaluar el servicio y producto asociado a las redes de distribución.

En esta etapa **no** se aplicaran penalizaciones (los usuarios no serán compensados) por situaciones de baja calidad.

Calidad de Servicio (CS):

Control mediante índices globales y valores de referencia que permitan evaluar el grado de cumplimiento de los indicadores de frecuencia de interrupciones (SAIFI) y tiempo total de interrupción (SAIDI) de la red.

Período de control semestral, con envío de información mensual a través de medios y formatos establecidos.

Se computarán interrupciones > 3 min., tanto en distribución como déficit en abastecimiento (generación)

Calidad de Producto (CP):

Llevar un registro continuo e informatizado de tensiones en salida de alimentadores desde centros de distribución MT/MT. (estos registros también podrán brindar información para CS)

Efectuar mensualmente (rotativo) un registro informatizado de tensión en barra de salida de al menos el 3% de los centros de transformación MT/BT, durante un período de 7 días corridos.

Registrar nivel de tensión (durante 7 días corridos) en hasta 10 puntos simultáneos, elegidos por el Regulador.

Estos registros también brindarán información sobre perturbaciones (THD y $\Delta v/v$)

Período de control semestral, con envío de información mensual a través de medios y formatos establecidos.

Para propósitos de la etapa 2:

- Establecer un marco regulatorio mas detallado que incorpore metodología, sanciones, límites admisible, etc.

35

Régimen de Calidad: Etapa 2



En esta etapa se evaluará el estado de la calidad de servicio y producto asociada a las redes de distribución, en base a valores de referencia revisados en la Etapa 1.

Se aplicaran penalizaciones (se compensaran usuarios) por situaciones de baja calidad.

El período de control será semestral, con envío de información mensual de acuerdo a formatos establecidos.

Las sanciones se aplicarán en forma de bonificación en la facturación de usuarios afectados, al cierre del semestre.

Para Calidad de Servicio:

Control mediante índices y límites admisibles, evaluando el grado de cumplimiento de los indicadores globales SAIFI y SAIDI, e individuales SAIFI_{us} y SAIDI_{us} (por usuario).

Las compensaciones semestrales se calcularán en base a la valoración de la ENS (energía no suministrada), según los valores de los indicadores obtenidos.

Para Calidad de Producto:

Control de tensión a nivel de suministro, mediante campañas de medición, que permitirán adquirir y procesar información sobre curvas de carga y nivel de la tensión en suministros, en distintos puntos de la red.

Se aplicaran sanciones si se verifica el incumplimiento de límites, pesadas según grado de apartamiento, durante un tiempo superior al 5 % del período de medición (mínimo de una semana).

Para propósitos de la etapa de Régimen:

- Revisar, modificar y establecer el marco regulatorio (metodología de control, sanciones, límites admisibles, etc.)

36



Instituto de Energía Eléctrica
Universidad Nacional de San Juan – CONICET

¡Muchas Gracias!

www.iee-unsjconicet.org



/InstitutoEne
rgiaElectrica



/IEE_UNSJ
CONICET



/institutoene
rgiaelectrica



/@institutodeene
rgiaelectrica



/instituto-de-energia-
eléctrica-unsj-conicet

IEE

Instituto de Energía Eléctrica
 Universidad Nacional de San Juan – CONICET


**CONSEJO FEDERAL
DE INVERSIONES**


somos Gobierno de
Tierra del Fuego


CONICET
INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA



**"Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2023-2028 del Servicio de
Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego (TDF)"**

VAD preliminar para Cooperativa Río Grande

5-dic-2023



IEE

CONICET
INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

IEE

Contenido

1. **Marco del Estudio**, basado en PBR-PriceCap y empresa modelo eficiente
2. **Estudio de Demanda**
3. **Curvas de Carga**
4. **Manual de Costos Eléctricos** (base julio-2023), típicos constructivos
5. **VNR eléctrico**, redes de distribución MT y BT
6. **VNR no eléctrico**
7. **Costos de Explotación**: personal, materiales e insumos, servicios tercerizados y otros
8. **Impuestos y otros gastos** (+ pérdidas de energía)
9. **VAD a julio-2023**
10. **Índices de actualización**, VAD a noviembre-2023

2

1. Marco del Estudio



Modelos Regulatorios del tipo PBR – Ley 24.065

Precio Máximo (Price Cap): fija un precio máximo por un periodo tarifario de 4-5 años

Distribuidora obtendrá la rentabilidad esperada para sus inversores sólo si ajusta sus costos a los valores reconocidos por el VAD

Regulador transfiere el riesgo de las inversiones y operación del sistema a la distribuidora

- Una variante es diseñar una **empresa modelo**, que tenga características de la empresa mas eficiente posible brindando el servicio en el área de concesión
- Otra variante es la comparación de ciertos parámetros con empresa similares consideradas mas eficientes. Este esquema es conocido como benchmarking

>> Para el valor de las instalaciones se suele utilizar el **Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)**

*Consiste en valorizar a nuevo los activos de la distribuidora, considerando una **empresa modelo eficiente** (red adaptada) para prestar el servicio de distribución*

Se puede calcular para el año base o para cada año del periodo tarifario y llevarlo a valor presente

3

Determinación del VAD, base Empresa Modelo

Estructura VAD propuesta IEE

Costos de Capital

Bienes Eléctricos

Bienes No Eléctricos

Costos de Explotación

Personal

Materiales e Insumos

Servicios Tercerizados y Otros Gastos

Impuestos y Otros Gastos

% Incobrables

% IBB, Sellos, Débitos y Créditos, Tasas

% Ingresos No Regulados

Capital de Trabajo F(VAD, Abastecimiento)

VAD Total



2. Estudio de Demanda



Tasas de Crecimiento Anual Estimadas de Venta de Energía

Escenario MODERADO

- Mínimos Cuadrados Ordinarios

Año	Residencial	General	Mediana Demandas	Grandes Demandas	Aglomerado Público	Total
2023	0,00%	0,00%	0,00%	0,70%	1,00%	0,90%
2024	0,40%	0,50%	0,10%	0,50%	1,20%	0,80%
2025	1,00%	0,60%	0,00%	0,10%	1,70%	0,80%
2026	1,00%	0,60%	0,00%	0,00%	1,60%	0,80%
2027	1,70%	0,60%	0,00%	0,00%	1,40%	0,80%
2028	1,00%	0,50%	0,00%	0,00%	1,10%	0,80%
2024-2028	0,40%	0,60%	0,00%	0,00%	1,40%	0,80%

Escenario OPTIMISTA

- Regresión por Cuantiles (q=75%)
- Análisis de Series de Tiempo
(Suavización Exponencial Holt-Winters)

Año	Residencial	General	Mediana Demandas	Grandes Demandas	Aglomerado Público	Total
2023	0,00%	0,70%	0,00%	0,70%	0,70%	0,80%
2024	1,70%	1,00%	0,10%	0,50%	1,00%	0,80%
2025	1,00%	0,70%	0,70%	0,70%	1,00%	0,80%
2026	1,00%	0,70%	0,00%	0,00%	1,00%	0,80%
2027	1,00%	0,70%	0,00%	0,00%	1,40%	0,80%
2028	1,00%	0,70%	0,00%	0,00%	1,40%	0,80%
2024-2028	0,80%	0,80%	0,00%	0,00%	1,40%	0,80%

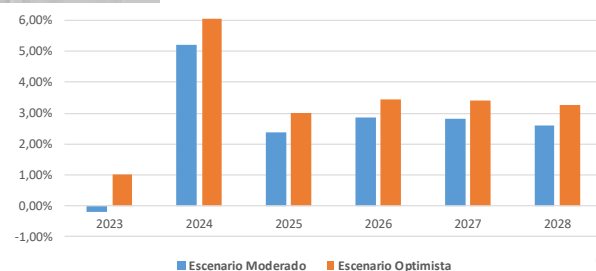
5

2. Estudio de Demanda ...



Tasas de Crecimiento Anual Estimadas de Venta de Energía

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas de Venta de Energía (%)	
	Escenario Moderado	Escenario Optimista
2023	0,00%	1,00%
2024	0,80%	0,80%
2025	0,80%	0,80%
2026	0,80%	0,80%
2027	0,80%	0,80%
2028	0,80%	0,80%
2024-2028	0,80%	0,80%



6

2. Estudio de Demanda ...

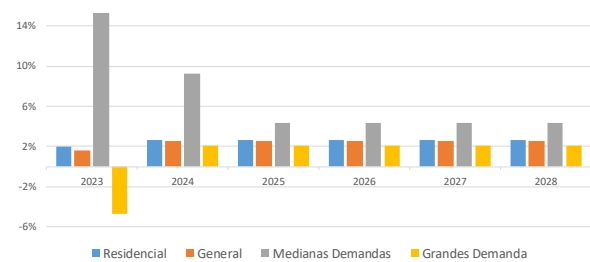


Tasas de Crecimiento del Número de Usuarios

Año	Residencial	General	Medianas Demandas	Grandes Demandas	Total
2023	1,00%	1,00%	11,20%	-4,71%	2,00%
2024	1,00%	1,00%	9,20%	2,11%	2,00%
2025	1,00%	1,00%	4,00%	2,11%	2,00%
2026	1,00%	1,00%	4,00%	2,11%	2,00%
2027	1,00%	1,00%	4,00%	2,11%	2,00%
2028	1,00%	1,00%	4,00%	2,10%	2,00%
2024-2028	1,00%	1,00%	6,00%	2,11%	2,00%

- Método de Mínimos Cuadrados
- Nro. de usuarios a diciembre

Tasas de crecimiento de Clientes por categoría [%]



7

2. Estudio de Demanda ...

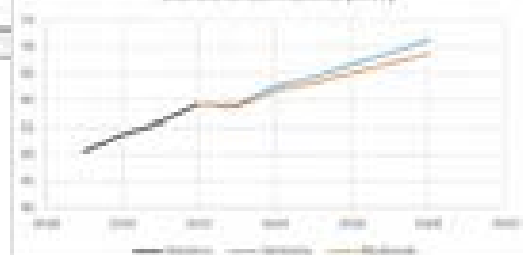


Proyección de la Demanda-Potencia Máxima

Año	Moderado		Optimista	
	Pot. máx. (MW)	Crec. Pot. (%)	Pot. máx. (MW)	Crec. Pot. (%)
2019	50,40		50,40	
2020	53,73	6,60%	53,73	6,60%
2021	56,80	5,69%	56,80	5,69%
2022	59,90	5,45%	59,90	5,45%
2023	63,00	5,18%	63,00	5,18%
2024	66,17	5,03%	66,17	5,04%
2025	69,39	4,88%	69,39	4,88%
2026	72,56	4,60%	72,57	4,61%
2027	75,80	4,45%	75,84	4,46%
2028	79,10	4,36%	79,18	4,37%
2024-2028		4,47%		4,48%

- Pronósticos de energía (MODERADO y OPTIMISTA)
- Factor de pérdidas energía (2019-2022): 5,10%
- Factor de carga sistema anual (2021-2022): 0,76

Potencia anual máxima (MW)

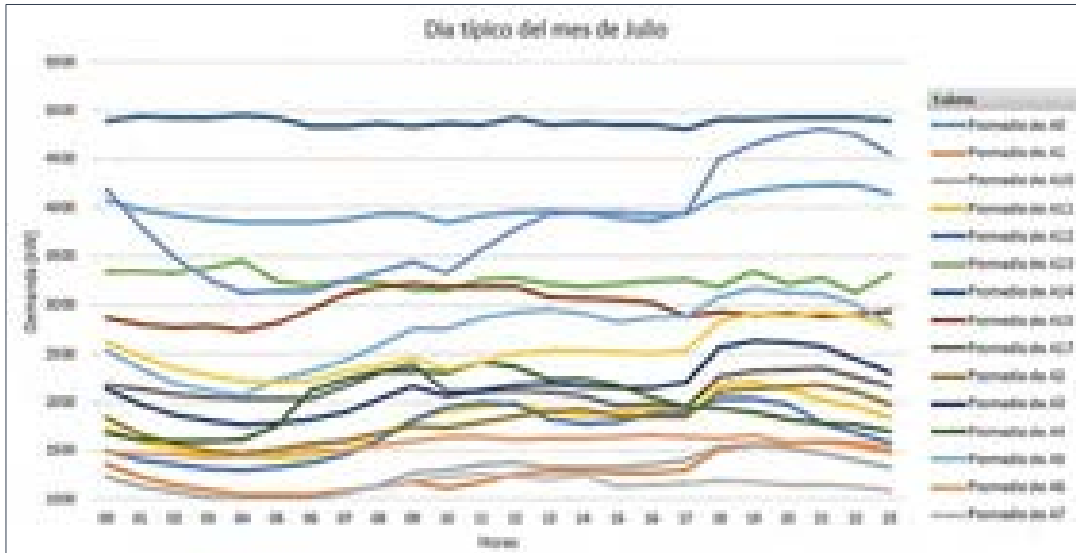


8

3. Curvas de Carga



Análisis realizado sobre mediciones salida alimentadores correspondientes al mes de Julio 2023



9

Demanda máxima (julio-2023)



Curva del día de máxima, considerando demanda total (17 alimentadores) para el 31-julio-2023



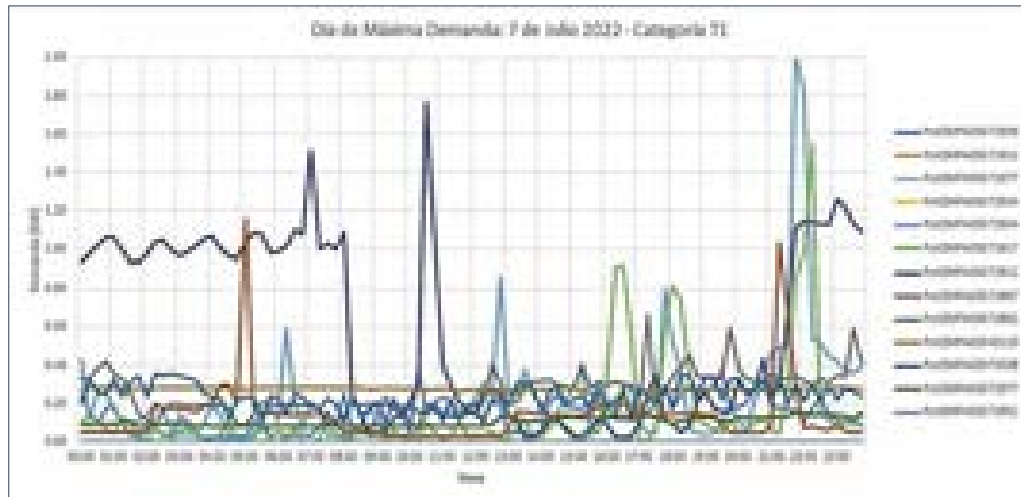
Máxima [kW]	Fecha y Hora de Máx.	Media [kW]	Factor de Carga	Cos Φ adoptado
49.240,19	31/7/2023 19:00	41.023,33	0,83	0,90

10

Curvas típicas (no representativas)



Curvas que intenten caracterizar demanda T1, analizando 10 mediciones disponibles de AMI 2022
 Grafica muestra variabilidad con hábitos de consumos muy dispares y poco representativos para T1



11

4. Manual de Costos Eléctricos



Elaboración de manual de Costos de típicos constructivos:

Consideraciones:

- Fecha de referencia: **Julio de 2023**
- Dólar jul 2023 = \$286,50
- Referencias de costos:
 - Distros San Juan (ESJ, DECSA)
 - empresas contratistas
- Flete a Tierra del Fuego.

Costos típicos constructivos	Directos	Materiales
		Mano de obra
		Equipos
		Flete
	Indirectos	Ingeniería
		Intereses
		Gastos generales

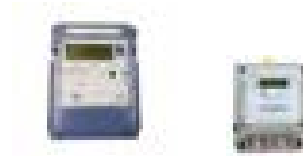
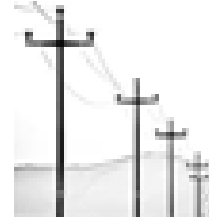
12

Manual de Costos Eléctricos ...



Típicos constructivos:

- LMT 13.2kV, 33kV – aérea: H°A°, mixta – subterránea
 - CRG: vano 70m
 - DPE: vano 50m
- LBT 0.4/0.231 kV – clásica, preensamblada: H°A°, mixta – subterránea
- Subestaciones MT/BT, mono/biposte, a nivel, subterráneo
- Transformadores MT/BT, MT/MT
- Acometidas
- Medidores
- Centro de Distribución



13

Manual de Costos Eléctricos ...



Resultados preliminares: ejemplos

LMT 13.2kV aérea

	Materiales+Flete	MDO+Equipo	Ingeniería+GG+Int.	TOTAL
LMT Al Ac 35 6 H°A°	10.095.878	3.741.159	1.451.505	15.288.542
LMT Al Ac 70 12 H°A°	11.244.423	3.814.665	1.200.209	16.259.297
LMT Al Ac 120 20 H°A°	13.401.896	3.950.121	1.820.227	19.172.243
LMT Al Ac 35 6 mixta	5.469.967	3.191.741	908.613	9.570.321
LMT Al Ac 70 12 mixta	6.618.511	3.305.931	1.041.074	10.965.516
LMT Al Ac 120 20 mixta	8.450.319	3.489.777	1.252.516	13.192.612

LBT aérea

	Materiales+Flete	MDO+Equipo	Ingeniería+GG+Int.	TOTAL
LBT Al Preens. 3x35/50 H°A°	11.790.261	3.691.638	1.624.051	17.105.950
LBT Al Preens. 3x70/50 H°A°	12.771.929	3.816.842	1.740.162	18.328.933
LBT Al Preens. 3x95/50 H°A°	13.311.958	3.816.842	1.796.811	18.925.611
LBT Al Preens. 3x35/50 mixta	6.894.284	2.936.907	1.031.292	10.862.483
LBT Al Preens. 3x70/50 mixta	7.875.952	3.167.246	1.158.431	12.201.629
LBT Al Preens. 3x95/50 mixta	8.415.981	3.167.246	1.215.080	12.798.307

14

5. VNR eléctrico



Sistema de Distribución Primaria MT

- Redes MT 13,2 y 33 kV
- Equipos de Protección y Maniobra MT
- Transformación MT/BT 13,2/0,4 kV

A partir de redes reales, mediciones alimentadores jul-2023 y demanda proyectada a 2028, se obtienen redes típicas adaptadas técnica y económicamente de 3 alimentadores y extrapolan resultados

Sistema de Distribución Secundaria BT

- Red BT 380/220 V
- Acometidas
- Medidores

Se utiliza modelo geométrico para realizar una optimización integral de las redes de BT por densidad de demanda abastecida por cada Subestación MT/BT, teniendo de referencia algunos datos actuales de la distribuidora y estimando otros necesarios para los cálculos

+ Instalaciones de Centros de Distribución MT (trafos 13,2/33, celdas, cables, edificios, etc.)

15

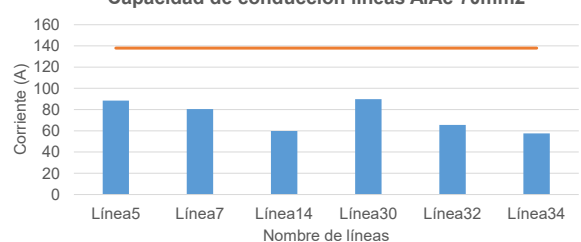
A4-Parque II (año 2028)



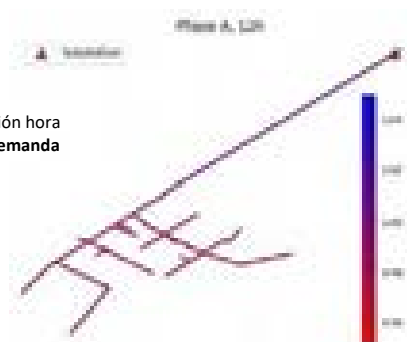
Capacidad de conducción líneas AIAC 95mm²



Capacidad de conducción líneas AIAC 70mm²



Perfil de tensión hora
de máxima demanda

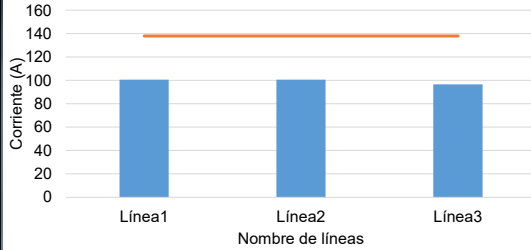
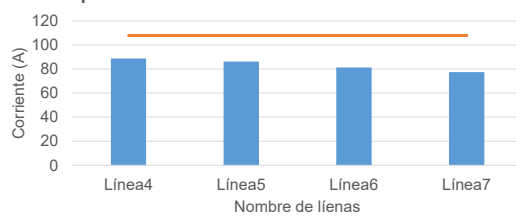


Perfil de tensión hora
de mínima demanda

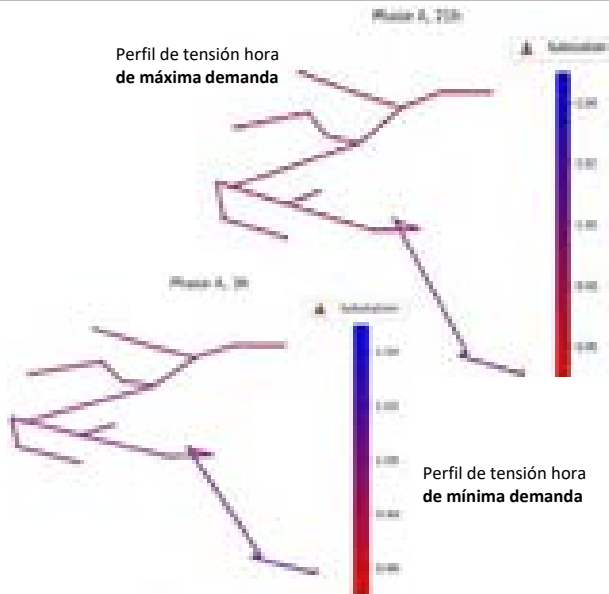


16

A1-Nuevo Chacra (año 2028)

Capacidad de conducción líneas AIAC 70mm²Capacidad de conducción líneas AIAC 50mm²

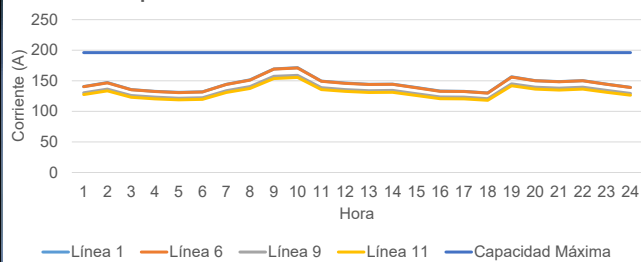
Perfil de tensión hora de máxima demanda



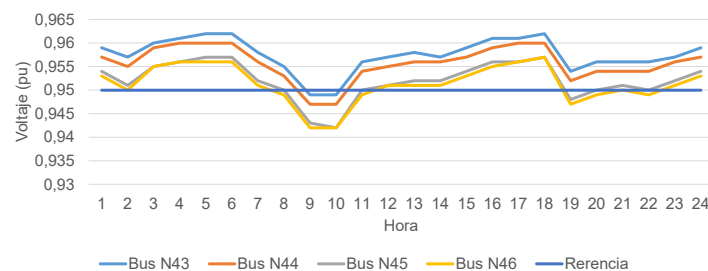
Perfil de tensión hora de mínima demanda

17

A17- Cabo Domingo (año 2028)

Capacidad de conducción líneas AIAC 70mm²

Perfil de tensión cola de líneas



Se consideró instalar 8 bancos capacitores de 250 kVAr de capacidad, en total 2 MVar

18

Sistema de Distribución Primaria MT



Líneas MT	Long [km]	CU [M\$/km]	VNR [M\$]
LAMT 33 70/12 Al/Ac	3,7	19.851,9	73.618,1
Subte 33 4x300 Al	6,4	251.433,1	1.610.023,4
LAMT 13 AlAc 35/6 mixta	56,4	9.570,3	539.449,6
LAMT 13 AlAc 50/8 mixta	66,7	10.167,8	678.668,6
LAMT 13 AlAc 70/12 mixta	43,0	10.965,5	471.421,2
LAMT 13 AlAc 95/15 mixta	4,3	12.171,2	52.336,3
Subte 13 3x95 Al	2,9	44.896,6	129.744,8
	183,4		3.555.262,0

Protecciones y Compensación MT	Ctdad.	CU [M\$]	VNR [M\$]
Interruptores (en celdas CDs)	17		
Fusibles 13,2 kV (XS)	92	122,4	11.223,3
Seccionadores Aut. 13,2 kV	18	611,9	11.223,3
Reconectores 13,2 kV	9	5.303,4	48.634,2
Capacitores 13,2 kV MVar	5	3.059,7	15.298,4
			86.379,2

SETs 13,2/ 0,4/ 0,231 kV	Ctdad.	CU [M\$]	VNR [M\$]
Seta Monoposte-H A 16 kVA	7	3.780,4	26.462,6
Seta Monoposte-H A 25kVA	4	4.058,8	16.235,3
Seta Monoposte-H A 40 kVA	24	4.276,5	102.635,7
Seta Monoposte-H A 63 kVA	17	4.561,2	77.541,1
Seta Monoposte-H A 100 kVA	21	5.072,8	106.529,1
Seta Monoposte-H A 125 kVA	2	5.295,3	10.590,7
Seta Monoposte-H A 160 kVA	26	5.924,6	154.039,2
Seta Biposte-H A 200 kVA	18	7.437,7	133.878,7
Seta Biposte-H A 250 kVA	36	7.599,5	273.583,2
Seta Biposte-H A 315 kVA	57	8.543,3	486.966,7
Seta Biposte-H A 400 kVA	10	8.751,5	87.514,8
Seta Biposte-H A 500 kVA	120	9.951,6	1.194.190,7
Seta Biposte-H A 630 kVA	13	10.548,0	137.124,5
SET Compacta Boveda 800 kVA	6	31.642,4	189.854,4
SET Compacta Boveda 1000 kVA	25	36.082,1	902.051,7
SET Compacta Boveda 1250 kVA	4	37.437,2	149.748,7
SET Compacta Boveda 1500 kVA	2	38.332,7	76.665,3
	392		4.125.612,3

19

Sistema de Distribución Secundaria BT



Líneas BT	Long [km]	CU [M\$/km]	VNR [M\$]
LBT Al Preens. 50+p mixta	60,2	11.655,6	702.078,2
LBT Al Preens. 70+p mixta	41,1	12.792,6	526.043,1
LBT Al Preens. 95+p mixta	130,8	13.226,5	1.729.681,8
LBT Al Preens. 120+p mixta	134,5	14.259,6	1.918.495,2
LBT Subte AL s/armadura 3x95/50	12,6	20.476,3	257.955,6
LBT Subte AL s/armadura 3x120/70	16,8	21.910,7	368.033,2
	396,1		5.502.287,3

Medidores			
Total usuarios estimados (medio)	35.381	CU [M\$/km]	VNR [M\$]
Total monofasicos	29.551		
>> electronicos clasicos	28.812	17,4	500.151,8
>> monofasicos telemididos (2,5%)	739	102,0	75.348,5
Total trifasicos	5.830		
>> electronicos clasicos	4.955	91,5	453.540,6
>> trif con medicion potencia (10%)	583	192,5	112.235,0
>> trifasicos telemididos (5%)	291	224,4	65.403,1
			1.206.679,1

Acometidas			
Total usuarios (dic-2022)	36.093	??	
Total usuarios (oct-2023)	34.669		
Total usuarios estimados (medio)	35.381	CU [M\$/km]	VNR [M\$]
Total monofasicos	29.551	83,5%	
>> Concéntrico 2x16 Al s/cruce (40%)	11.820	20,2	239.067,8
>> Concéntrico 2x16 Al c/cruce (40%)	11.820	24,2	285.711,1
>> Subterránea Residencial (20%)	5.910	50,7	299.476,0
Total trifasicos	5.830	0,2	
>> Preens. 4x10 Al sin cruce (40%)	2.332	31,7	73.993,2
>> Preens. 4x10 Al con cruce (40%)	2.332	38,9	90.771,1
>> Subte Trif desde Aérea BT (10%)	583	146,2	85.232,3
>> Subte Trif desde red Subte (10%)	583	146,2	85.232,3
			1.159.483,9

20

VNR eléctrico Total



VNR CRG Julio-2023

WACC real a/imp.= 12,00%

80-90%

Concepto	VNR (M\$)	Vida Útil	FRC [%]	Anualidad [M\$]	Inversión del Estado	VNR Anual reconocido [M\$]
Centro Distri. (celdas)	1.220.000	35	12,23%	149.226	85%	22.384
Red MT 33 y 13,2 KV	3.555.262	35	12,23%	434.868	85%	65.230
SET MT/BT	4.125.612	35	12,23%	504.631	85%	75.695
Equipos PM MT	86.379	35	12,23%	10.566	85%	1.585
Red BT	5.502.287	35	12,23%	673.021	85%	100.953
Medidores	1.159.484	25	12,75%	147.834	0	147.834
Acometidas	1.206.679	25	12,75%	153.852	0	153.852
TOTAL	16.855.704			2.073.997		567.532

21

6. VNR no eléctrico



Instalaciones no eléctricas vinculadas con el diseño de la organización de la empresa, rubros considerados en el VNR No Eléctrico:

- Vehículos
- Terrenos
- Edificios
- Software informático
- Hardware informático
- Herramientas, Equipos e Instrumentos
- Muebles de Oficina y Otros Bienes
- Telecomunicaciones y Otros Dispositivos de Comunicación

Fecha de referencia: **Julio de 2023**

Dólar jul 2023 = \$286,5

22

VNR no eléctrico



VNR NO ELÉCTRICO	
Descripción	Total [Miles \$]
Vehículos	201.865
Terrenos	224.716
Edificios	518.977
Software Informático	430.808
Hardware Informático	28.915
Herramientas, Equipos e Instrumentos	97.094
Muebles de Oficinas y Otros Bienes	12.312
Telecomunicaciones y Otros Dispositivos de Comunicación	59.923
TOTAL	1.574.610

$$FRC = \left[\frac{WACC \times (1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1} \right]$$

ANUALIDAD VNR NO ELÉCTRICO			
Descripción	Vida Útil [Años]	FRC [%]	Anualidad [\$]
Vehículos	5	27,7%	55.999.355
Terrenos	99	12,0%	26.966.261
Edificios	40	12,1%	62.953.733
Software Informático	5	27,7%	119.510.424
Hardware Informático	5	27,7%	8.021.306
Herramientas, Equipos e Instrumentos	5	27,7%	26.934.938
Muebles de Oficinas y Otros Bienes	5	27,7%	3.415.369
Telecomunicaciones y Otros Dispositivos de Comunicación	5	27,7%	16.623.260
TOTAL			320.424.644

23

7. Costos de Explotación



Objetivo:

Determinación de los costos de explotación eficientes para una empresa modelo a fin de determinar el VAD que forma parte de la tarifa a usuario final

El análisis se divide en tres ítems:

- *Determinación de la estructura empresa*
- *Determinación del costo salarial*
- *Determinación de materiales y otros servicios*

24

Determinación de la estructura empresa



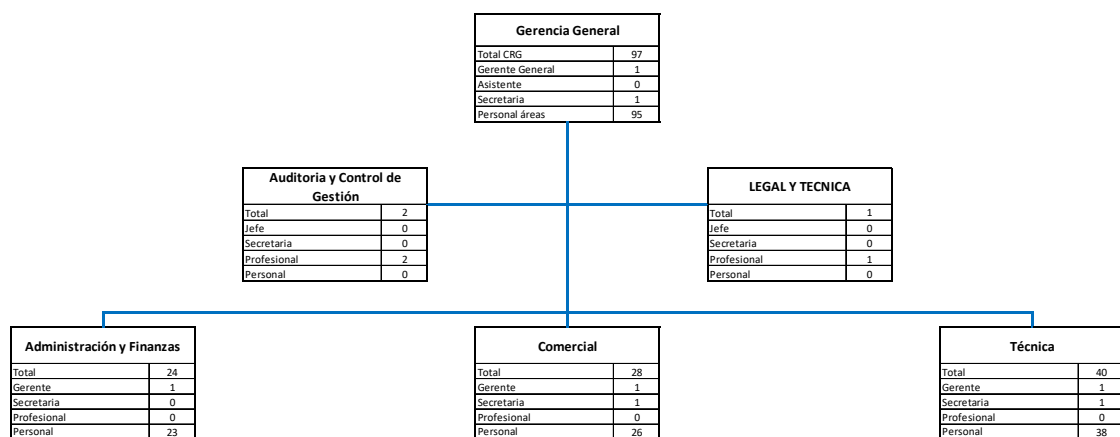
Se considera lo siguiente:

- Se consideró una estructura centralizada
- Se consideran 3 áreas fundamentales: Comercial, Técnica y de Administración
- Se consideran áreas de Calidad de Servicio Comercial y Calidad Servicio Técnico
- No se considera en la estructura las áreas de Generación, Servicios de Sepelio, Fábrica de pretensados, mantenimiento de alumbrado público
- De los datos entregados por la empresa, la estructura real contempla 155 agentes, con la siguiente apertura:
 - **Distribución 106**; Generación 24; Servicio de Sepelio 9; Fábrica de pretensados 8; Alumbrado Público 7

>> La estructura de la empresa modelo contempla 97 empleados para la Distribución

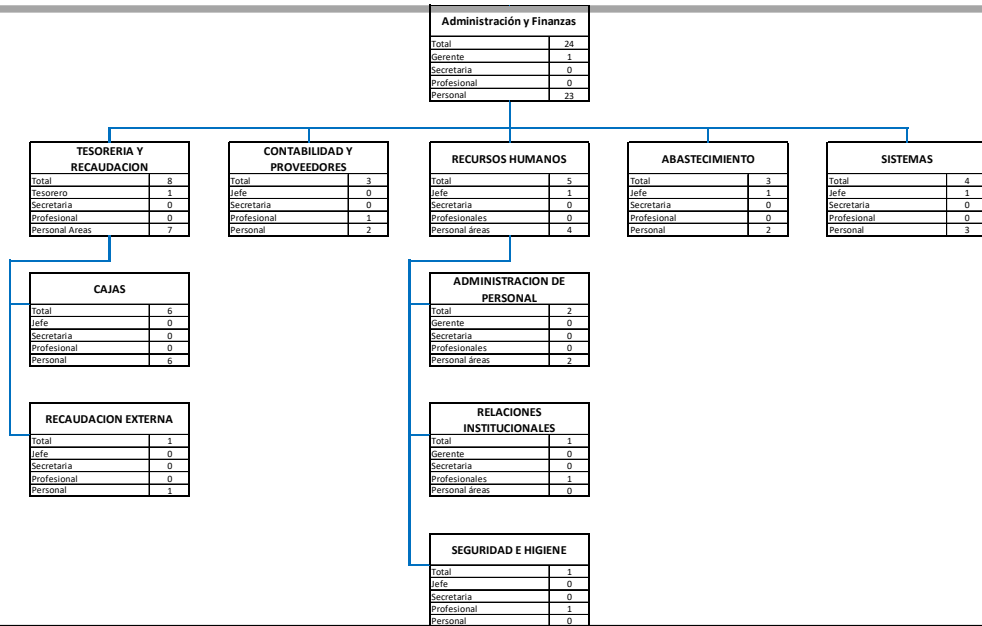
25

Determinación de la estructura empresa ...



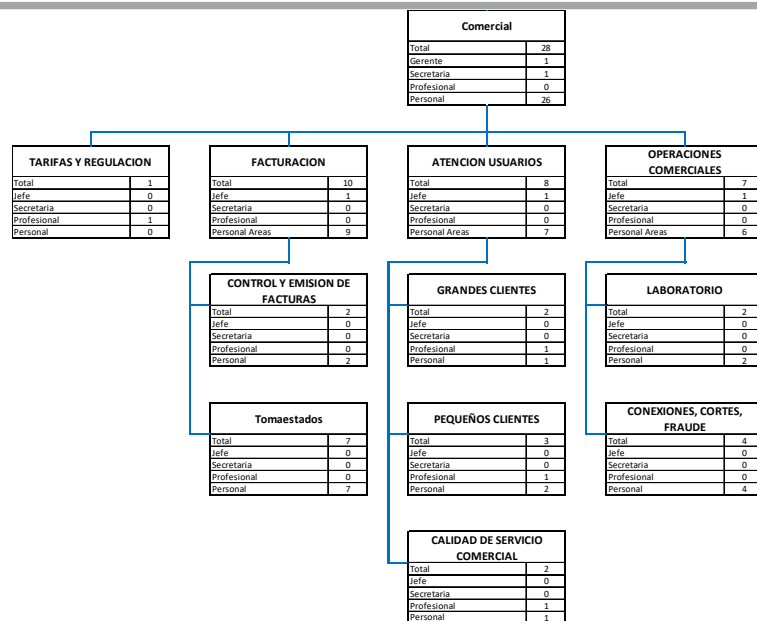
26

Determinación de la estructura empresa ...



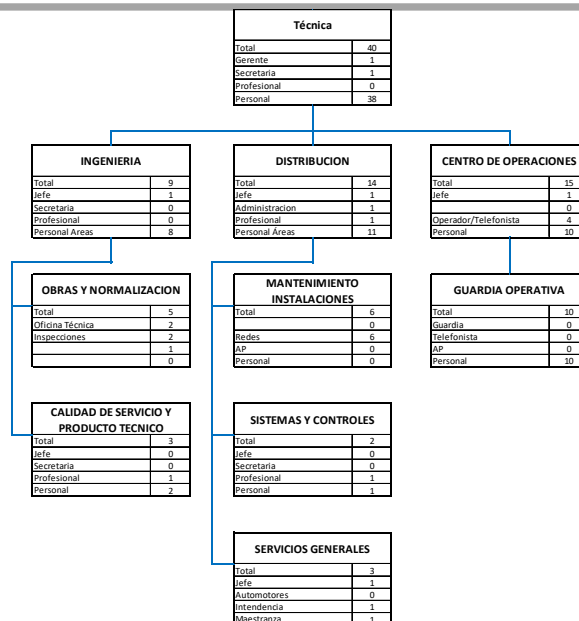
27

Determinación de la estructura empresa ...



28

Determinación de la estructura empresa ...



29

Determinación del costo salarial



Para el análisis se considera lo siguiente:

- Se consideran convenios colectivos actualmente vigentes: Luz y Fuerza y APJAE
- Se determinan las categorías en función del organigrama definido
- Al ser una empresa modelo, no se consideran los costos de personal que incurre actualmente la distribuidora
- Se considera una antigüedad media de 25 años por operario

30

Otros costos de explotación



Se consideran los siguientes:

- *Gastos de movilizaciones*
- *Gastos por empleado/año: servicios propios agua, luz, gas, telefonía, útiles de oficinas, capacitación, etc.*
- *Costos de impresión y distribución de facturas*
- *Consultoría externa legal, contable, regulatoria*
- *Gastos en imagen corporativa*
- *Vigilancia y seguridad de instalaciones*
- *Transporte de caudales*

31

Otros costos de explotación



Continuación:

- *Gastos bancarios*
- *Mantenimiento de licencias de software*
- *Mantenimiento de equipos informáticos*
- *Mantenimiento edilicio*
- *Mantenimiento de equipos y muebles de oficina*
- *Reparación de transformadores de distribución*
- *Apoyo de terceros en contingencias*
- *Costos medioambientales (DIA – Disposición de RRPP)*

32

Resultados (a julio-2023)



COSTOS TOTALES DE EXPLOTACION (estimados IEE)

Modelo (Miles \$/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
Explotación Administración	1.165.311,43	591,84	311.577,34	1.477.480,61
Explotación Técnica	1.334.247,46	99.516,33	563.582,50	1.997.346,29
Explotación Comercial	989.266,43	66.021,84	250.837,90	1.306.126,17
TOTALES	3.488.825,32	166.130,01	1.125.997,74	4.780.953,08

33

8. Impuestos y otros gastos (+ pérdidas energía)



- Incobrables
- Capital de trabajo
- Ingresos no regulados
- Impuestos ??
- Pérdidas de energía ??

$$CVTIRI = CVC + CVRodRI + CVAbEnergíaRI + CVAbPotRI$$

$$CVAbEnergíaRI = (PepR * KpRI + PerR * KrRI + PevR * KvRI) * FPEABT$$

$$CVAbPotRI = Ppm * FPPABT * K4RI Pu$$

34

9. VAD a julio-2023



Componentes	M\$
Servicio de Distribución	
Costos de Capital	
Bienes Eléctricos	567.532
Bienes No Eléctricos	320.425
Total Costos de Capital	887.957
Costos de Explotación	
Personal	3.488.825
Materiales e Insumos	166.130
Servicios Tercerizados y Otros Gastos	1.125.998
Total Costos de Explotación	4.780.953
Impuestos y Otros Gastos	
Incobrables	165.039
IIBB, Sellos, Débitos y Créditos, Tasa Municipal, Tasa Enre, otra	303.267
Costo de Capital de Trabajo	36.451
Ingresos No Regulados (50% según cont.reg.)	-108.324
VAD Total	6.065.344

35

10. Índices de actualización, VAD a nov. 2023



Consideraciones:

- Prorrata según MDO – materiales – otros
- Fuente: INDEC
- Índices en n-2

Factores:

- Factor de ajuste Costos de Capital Distribución (FA^{CCD})
$$FA^{CCD} = CCap. \left(p_1 \cdot \frac{IS_n}{IS_0} + p_2 \cdot \frac{IPIM_n}{IPIM_0} \right) + COp. \left(p_3 \cdot \frac{IS_n}{IS_0} + p_4 \cdot \frac{IPC_n}{IPC_0} \right)$$
- Factor de ajuste Costos de Explotación/Comercialización (FA^{CEC})
$$FA^{CEC} = \left(p_5 \cdot \frac{IS_n}{IS_0} + p_6 \cdot \frac{IPC_n}{IPC_0} \right)$$

Valores obtenidos:

	Marzo 23-Julio 23	Julio 23-Nov. 23	Nov. 22-Nov. 23
FA^{CCD}	1,330	1,443	2,399
FA^{CEC}	1,343	1,428	2,393

36

VAD requerido por la Cooperativa



Cooperativa - Actualización Tarifaria abr-2023 [M\$]				
VAD DISTRIBUIDORA	mar-2023	jul-2023	nov-2023	1año
SUELDOS Y CONTRIBUCIONES (109 empleados distri.)	3.534.653,4	4.748.522,2	6.780.889,7	8.524.526,5
RETRIBUCIONES CONSEJO ADMINISTRACION	205.045,0	275.461,5	393.359,0	494.507,3
SERVICIO DE DEUDAS	758.796,0	1.019.381,4	1.455.676,6	1.829.989,0
OTROS COSTOS - INSUMOS Y MANTENIMIENTOS	1.033.453,4	1.374.270,1	1.983.071,7	2.493.900,5
OBRAS DISTRIBUCION - TRABAJOS PROYECTADOS	0,0	0,0	0,0	0,0
AMORTIZACIONES BIENES DE USO	180.000,0	239.361,2	345.398,1	434.370,9
PERDIDAS TECNICAS Y NO TECNICAS	258.780,3	347.650,5	496.444,9	624.100,7
TOTAL	5.970.728,2	8.004.646,8	11.454.840,1	14.401.394,9
Pedido actualización oct-2023 >> 6.084.857,0				14.081.576,1
FACTORES DE ACTUALIZACIÓN (propuestos IEE, N-2)				(13.817.459,2)
* Factor Costos de Capital Distribución - FA CCD:	1,0	1,330	1,443	1,258
* Factor Costos Explotación/Comercialización - FA CEC:	1,0	1,343	1,428	1,257

37

VAD preliminar propuesto por IEE a nov-2023



Componentes	M\$	
Servicio de Distribución		
Costos de Capital		
Bienes Eléctricos	818.949	(85%)
Bienes No Eléctricos	462.373	
Total Costos de Capital	1.281.322	
Costos de Explotación		
Personal	4.982.043	-27%
Materiales e Insumos	237.234	
Servicios Tercerizados y Otros Gastos	1.607.925	
Total Costos de Explotación	6.827.201	
Impuestos y Otros Gastos		
Incobrables	204.427	
IIBB, Sellos, Débitos y Créditos, Tasas Municipales, Tasa Enre, Tasa Enresp	434.561	
Costo de Capital de Trabajo	52.034	
Pérdidas	-	
Ingresos No Regulados (50% según cont.reg.)	-108.324	
VAD Total	8.691.222	-24%
	11.454.840	

38

Conclusiones



Se propone tomar de base el VAD a noviembre-2023 (empresa modelo eficiente) con actualizaciones trimestrales ya previstas en esta RTI con los factores propuestos en concordancia con los meses de actualización del MEM estacional: **noviembre, febrero, mayo, agosto**

VAD nov-23 con 15% VNR eléctrico = M\$ 8.691.222 **(-24%)**

VAD nov-23 con 50% VNR eléctrico = M\$ 9.648.709 **(-16%)**

VAD nov-23 con 100% VNR eléctrico = M\$ 11.016.549 **(-4%)**

Se debería acordar transición entre el Gobierno y la Cooperativa qué porcentaje VNR eléctrico utilizar, previendo que conceptualmente el VNR está reconociendo las instalaciones necesarias para abastecer la demanda por los próximos 5 años (quinquenio tarifario) y la Cooperativa debiera ser autosustentable en cuanto a los recursos económicos que se le reconocen por tarifa (sin subsidios adicionales del Gobierno) además de tener que reponer a nuevo las inversiones que vayan cumpliendo su vida útil; previendo que se debería formalizar legalmente eventual traspaso de bienes/ inversiones del Estado a la Cooperativa

39



Instituto de Energía Eléctrica
Universidad Nacional de San Juan – CONICET

¡Muchas Gracias!

www.iee-unsjconicet.org



/InstitutoEnergiaElectrica



/IEE_UNSJ
CONICET



/institutoenergiaelectrica



/@institutoenergiaelectrica



/instituto-de-energia-eléctrica-unsj-conicet

ANEXO ESTUDIO DE DEMANDA COOPERATIVA ELÉCTRICA DE RÍO GRANDE

Contenido

1.	INTRODUCCIÓN.....	2
2.	CRITERIOS METODOLÓGICOS.....	2
2.1.	Modelos de análisis	2
2.2.	Modelos de Regresión Lineal General.....	4
2.3.	Series de Tiempo.....	9
3.	ESTIMACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	11
3.1.	Variable explicada.....	11
3.2.	Variables independientes o explicativas	14
3.3.	Modelos de análisis y proyección adoptados	15
3.4.	Estimaciones de energía por sector	16
3.5.	Estimación de energía eléctrica total	34
4.	ESTIMACIÓN DEL NÚMERO DE USUARIOS	38
4.2.	Variables independientes o explicativas	39
4.3.	Modelos de análisis y proyección adoptados	40
4.4.	Estimación del número de clientes por sector de consumo.....	40
4.5.	Número de Usuarios Total	44
5.	CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA	46
5.1.	Metodología de determinación de demanda máxima	46
5.2.	Cálculo de demanda máxima	47

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda CRG v2.docx	Fecha: 04/11/2023	Página: 2 de 49
TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Cooperativa Eléctrica de Río Grande			

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente documento es la estimación del consumo de energía eléctrica, la cantidad de usuarios y la potencia máxima para la empresa distribuidora de energía eléctrica Cooperativa Eléctrica de Río Grande Quinquenio 2024-2028. Este “Estudio de Demanda” está asociado al proceso de revisión tarifaria de las empresas concesionaria del servicio público de distribución eléctrica de la provincia de Tierra del Fuego el período 2024/2028

El documento se encuentra organizado de la siguiente manera. En el segundo capítulo se presentan los criterios metodológicos, se describen las características de los modelos econométricos y se presenta el modelo lineal general y el modelo de series de tiempo de Box-Jenkins. En el tercer capítulo propone los modelos para la estimación de la demanda, se define la variable explicada y las variables independientes o explicativas. Asimismo, se definen los escenarios de trabajo para las proyecciones. Seguidamente se estiman los modelos para las distintas categorías tarifarias con su correspondiente análisis de parámetros y pronósticos de la variable explicada. El cuarto capítulo hace un tratamiento algebraico similar al tercero, aunque en este caso la variable explicada es el número de usuarios de la empresa distribuidora. En el capítulo cinco se presenta la metodología y proyección de la demanda máxima en base a información histórica y a las proyecciones de energía realizadas en el tercer capítulo.

2. CRITERIOS METODOLÓGICOS

2.1. Modelos de análisis

El desafío de la estimación de demanda de energía radica en que se deben individualizar variables económicas que incidan sobre esta, en el corto y en el largo plazo. Además, estas identificaciones de variables se deben realizar a nivel sectorial, espacial y dentro de este proceso considerar los aspectos relacionados con las respectivas segmentaciones de la demanda eléctrica.

La teoría económica dispone de distintas formas de analizar las relaciones entre consumos de energía y variables económicas como la producción y los precios. En este sentido existen aspectos metodológicos alternativos para analizar estas relaciones.

Tradicionalmente se consideran modelos “Top-Down” y “Bottom-Up”, según el caso y la aplicación. En efecto, es posible estimar consumos energéticos a nivel nacional o global (modelos top-down) o bien sectoriales o de una pequeña comunidad (bottom-up).

Tabla 1.1 – Características de modelos matemáticos

Modelos “Top-Down”	Modelos “Bottom-Up”
Modelos económicos de corte macroeconómico	Enfoque más asociado a los modelos microeconómicos
Son modelos de equilibrio general computables que disponen de una importante consistencia con la teoría económica.	Disponen de una fuerte base de ingeniería y en donde en muchos casos se especifican los requerimientos energéticos de equipos y maquinarias para determinar el consumo energético.
Usa datos económicos agregados	Usa datos detallados en combustibles, tecnologías y políticas
Evalúa costos/beneficios a través de impactos en producción, ingreso, PIB	Evalúa costos/beneficios de tecnologías y políticas individuales
Generalmente asume eficiencia de mercados	No necesariamente asume eficiencia de mercados, sobrepasar barreras de mercado puede resultar en ahorros energéticos costo efectivos
Captura retroalimentación e interacciones intersectoriales	Captura interacciones entre proyectos y políticas
No es un enfoque adecuado para examinar políticas tecnológicas específicas	Utilizado para evaluar costos y beneficios de programas

Fuente: Basado en United Nations Framework Convention on Climate Change, 2005

La Econometría es la disciplina que se ocupa de la cuantificación de los fenómenos económicos y de la verificación de las teorías económicas, con base en los datos que se disponen sobre las distintas variables y aplicando métodos específicos basados en la inferencia estadística y la propia teoría econométrica.

La diferencia entre un modelo económico y un econométrico radica en que: el modelo económico es una representación simplificada de la realidad; el cual se visualiza a través de ecuaciones o expresiones matemáticas. La relación entre las variables es exacta (función matemática) de la forma $y = f(x)$. En cambio, un modelo econométrico contempla adicionalmente otros factores que pueden influir en el comportamiento de los agentes económicos. La relación entre variables no es exacta (término aleatorio), $y = f(x) + \mu$ donde μ es una componente aleatoria o error.

Los métodos econométricos pueden ser:

- Modelos de series de tiempo: Se disponen de observaciones de las variables a lo largo del tiempo. Ej. Datos mensuales de inflación.
- Modelos de corte transversal: Se disponen datos por individuo (personas, empresas, regiones, países, etc.). Ej. Datos de inversiones por países.
- Modelos de datos de panel: Combinación de series temporales y corte transversal. Ej. Llamadas telefónicas e importe, realizadas por familias a lo largo de 3 años.

Según las relaciones entre las variables:

- Modelos uniecuacionales: Solamente interesa una relación de comportamiento, por ejemplo, la influencia de la inflación en el desempleo.
- Modelos multiecuacionales: Interesa estudiar relaciones entre varias variables dependientes con un conjunto de variables independientes, por ejemplo, la demanda y la oferta de carne vacuna.

Según el tipo de relación funcional:

- Modelos lineales
- Modelos no lineales

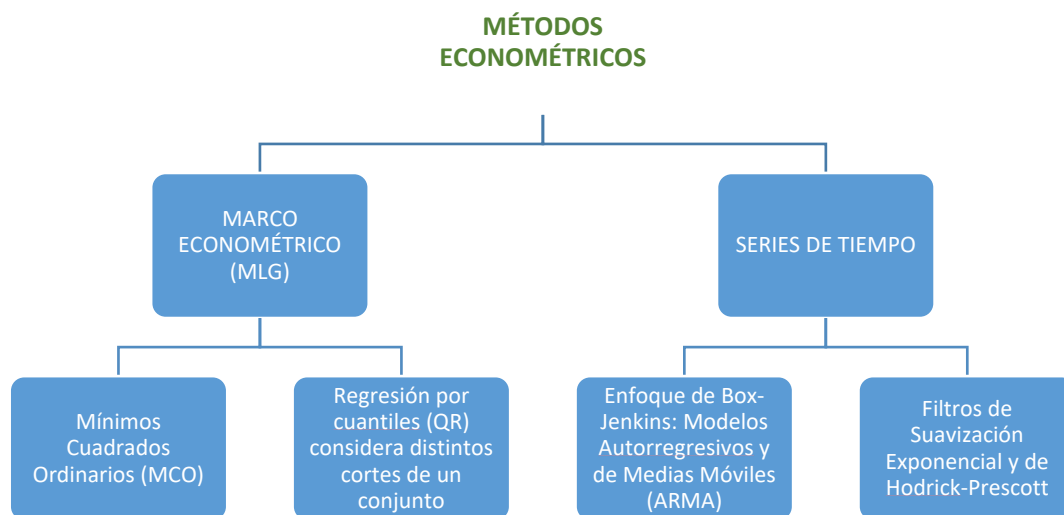


Figura 1.1 – Diagrama de modelos econométricos

2.2. Modelos de Regresión Lineal General

2.2.1. Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO)

En un modelo econométrico, en la realidad, la relación observada entre dos variables no se ajusta exactamente a una línea recta. Esto se debe a que existen otros factores que influyen sobre la variable dependiente además de la variable explicativa. Dichos determinantes no se han incluido en la ecuación del modelo, sino que se resumen en el término de perturbación aleatorio.

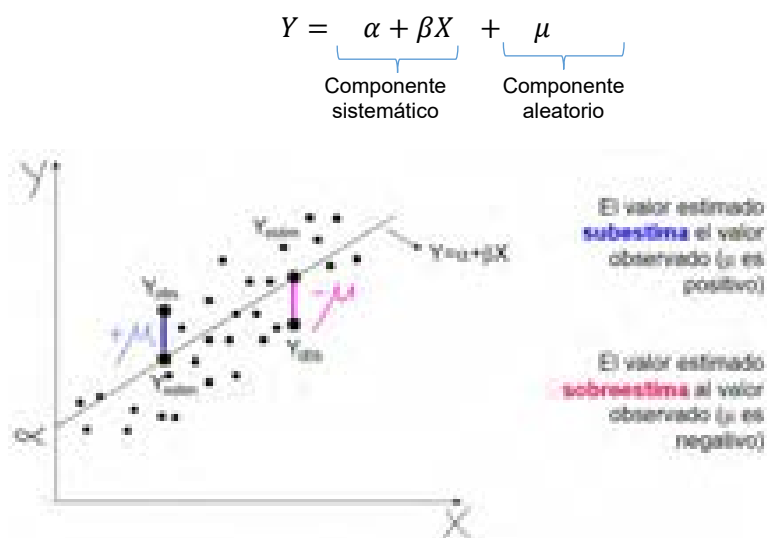


Figura 1.2 – Modelo econométrico MCO

En forma general, un modelo puede ser representado como

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda CRG v2.docx	Fecha: 04/11/2023	Página: 5 de 49
TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Cooperativa Eléctrica de Río Grande			

$$Y_t = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 X_{1t} + \hat{\beta}_2 X_{2t} + \dots + \hat{\beta}_k X_{kt} + \hat{\mu}_t$$

Para $t=1,2,3,\dots,T$

Donde:

Y_t = observación t-ésima de la variable dependiente Y ,

X_{kt} = observación t-ésima de la variable explicativa X_k , $k=1,2,\dots,K$,

$\hat{\beta}_0$ = intercepto o término independiente,

$\hat{\beta}_k$ = coeficiente o parámetro del regresor X_k ,

$\hat{\mu}_t$ = t-ésimo valor del término de perturbación o error.

El modelo clásico de regresión lineal, mínimos cuadrados ordinarios (MCO) se sustenta en los siguientes supuestos:

- El modelo de regresión es lineal en parámetros.
- Los valores de X son fijos en pruebas repetidas.
- El valor esperado del término de perturbación es cero.
- No existe auto correlación entre las perturbaciones.
- El término de error es homoscedástico, es decir, tiene la misma varianza para toda la muestra.
- No existe multicolinealidad perfecta o exacta entre las variables explicativas o independientes del modelo.
- El modelo de regresión está correctamente especificado, es decir, no existe sesgo de especificación.

Medidas de evaluación del modelo

La prueba de significancia individual (t) ayuda a decidir si una, varias o todas las variables explicativas incluidas en el modelo pueden considerarse relevantes a la hora de explicar la variable dependiente bajo estudio Y .

El primer paso de este procedimiento consiste en establecer la hipótesis nula y la alternativa para cada parámetro:

$$H_0: \beta_k = 0$$

$$H_1: \beta_k \neq 0$$

Para $k = 1,2,3 \dots, K$

En segundo lugar, se busca el estadístico adecuado, el "t" crítico, de interés para contrastar si una variable independiente es relevante a la hora de explicar el comportamiento de la variable dependiente, bajo la hipótesis nula sigue una distribución t de Student con $t - k - 1$ grados de libertad.

La regla de decisión se adopta entonces en los siguientes términos: Si β_k fuera realmente cero, su estimación MCO no debería estar muy alejada de dicho valor y el estadístico t debería ser pequeño. El estadístico t puede tomar valores positivos o negativos.

En el contraste individual a dos colas al nivel de significación del $\alpha\%$, el procedimiento a seguir es el siguiente:

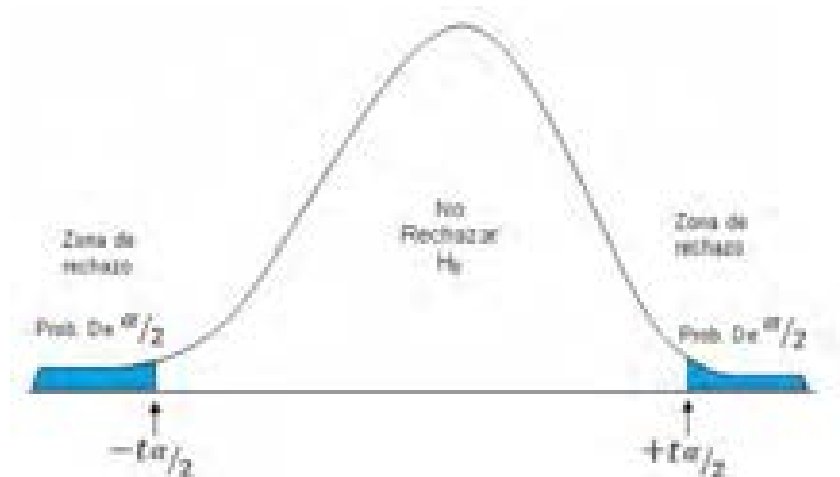


Figura 1.3 – Distribución t-Student

Si

$$|t| = \left| \frac{\hat{\beta}_k}{s_{\hat{\beta}}} \right| > t_{\alpha/2}^{t-k-1}$$

Entonces, se rechaza la H_0 . Para tamaños de muestras grandes, el t^* crítico es de 1,96 para $\alpha/2 = 0,025$

Se concluye que el parámetro es significativamente diferente de cero, es decir, la variable explicativa asociada a dicho parámetro es significativa o relevante a la hora de explicar la variable dependiente Y .

Autocorrelación

Un supuesto importante del modelo lineal clásico es que no existe autocorrelación o correlación serial entre las perturbaciones. En presencia de autocorrelación y heteroscedasticidad, los estimadores MCO, a pesar de ser insesgados, no tienen varianza mínima, es decir, dejan de ser el mejor estimador lineal insesgado (MELI). El supuesto de no autocorrelación entre las perturbaciones implica que $E(\mu_i \mu_j) = 0$ para todo $i \neq j$

Como patrones de autocorrelación encontramos

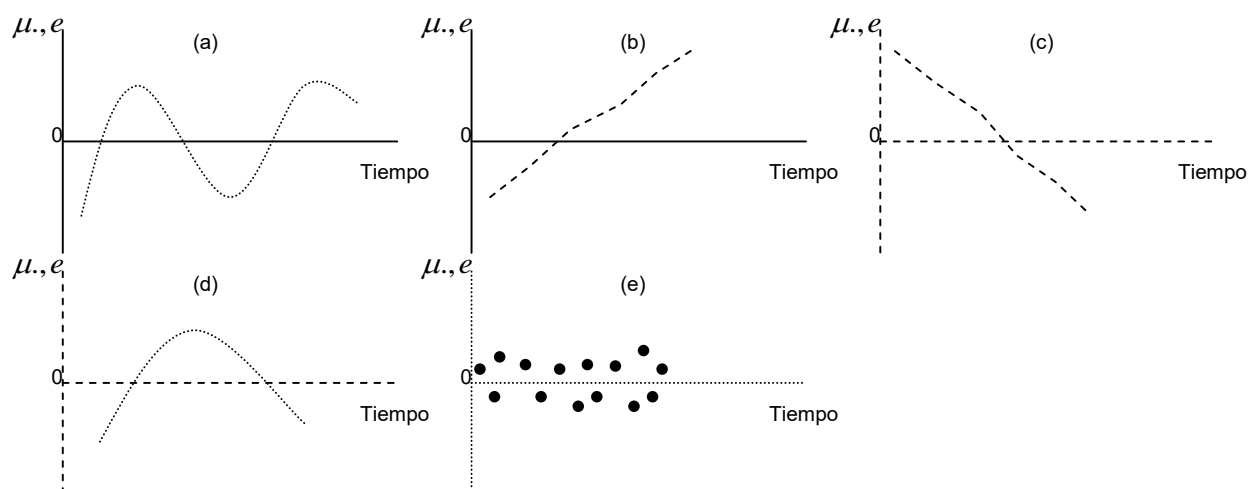


Figura 1.4 – Patrones de autocorrelación

Test d de Durbin-Watson

Es la prueba más conocida para detectar correlación serial, desarrollada por Durbin y Watson. La ecuación es:

$$d = \frac{\sum (e_t - e_{t-1})^2}{\sum e_t^2}$$

donde el denominador es simplemente la suma de residuos al cuadrado (SRC).

Una gran ventaja del estadístico consiste en que se basa en los residuos estimados que se calculan automáticamente en el análisis de regresión.

No existe una distribución probabilística exacta para d . No existe un único valor crítico. Sin embargo, se tiene un límite inferior y otro superior.

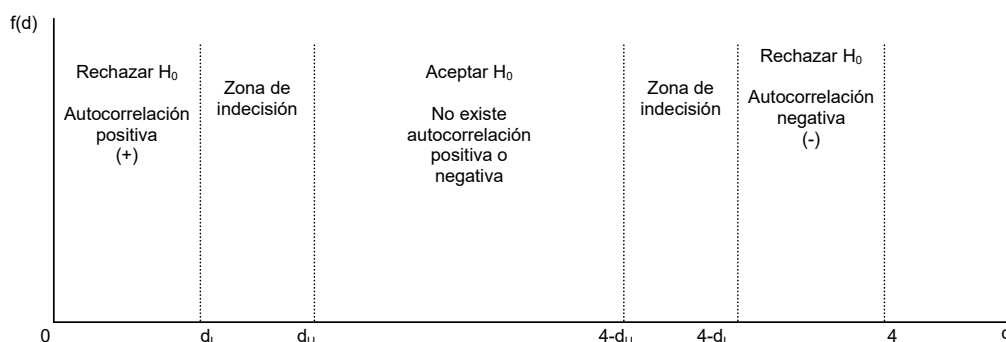


Figura 1.5 – Regiones del test de Durbin-Watson

$$0 \leq d \leq 4$$

$$-1 \leq \rho \leq +1$$

Si $d = 2$ $\rho = 0$ no hay autocorrelación

Medidas de evaluación del modelo MCO

Bondad de ajuste del modelo (R^2): Para que un modelo sea útil para la predicción, ha de ser capaz primero de explicar un alto porcentaje de la variación de la variable de interés y, segundo, de proyectar fuera de tal muestra de forma adecuada el comportamiento de dicha variable. Esto quiere decir que:

$$STC = SEC + SRC$$

donde STC y SRC son las sumas de cuadrados total y residual, respectivamente y, SEC corresponde a la suma de cuadrados explicada por la regresión. El estadístico R^2 o coeficiente de determinación definido como la proporción de la variación total de Y (STC) que es explicada por la regresión (SEC):

$$R^2 = 1 - \frac{SRC}{STC} = \frac{SEC}{STC}$$

$$0 \leq R^2 \leq 1$$

2.2.2. Modelo de regresión por cuantiles

Estos modelos intentan modelar el efecto que x tiene sobre toda la distribución condicional de y , a diferencia de los modelos de regresión estándar que se concentran sólo en la esperanza condicional.

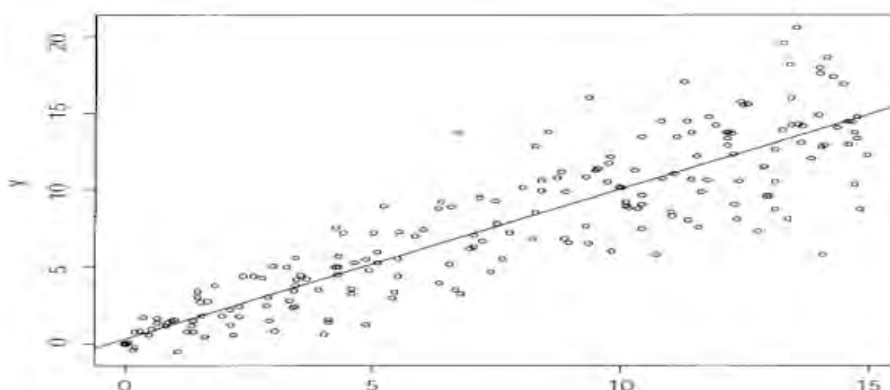


Figura 1.6 –

La presencia de heterocedasticidad rompe la independencia entre x y μ , de una manera particular: si bien x y μ no interactúan en la determinación de la esperanza condicional ($E(\mu/x)$ sigue siendo cero), sí lo hacen en la determinación de la varianza condicional.

La presencia de heterocedasticidad hace que las rectas superiores tengan una pendiente cada vez mayor, de modo que el efecto que x tiene sobre y es notoriamente mayor “arriba” de la distribución: el efecto de x sobre y no es homogéneo.

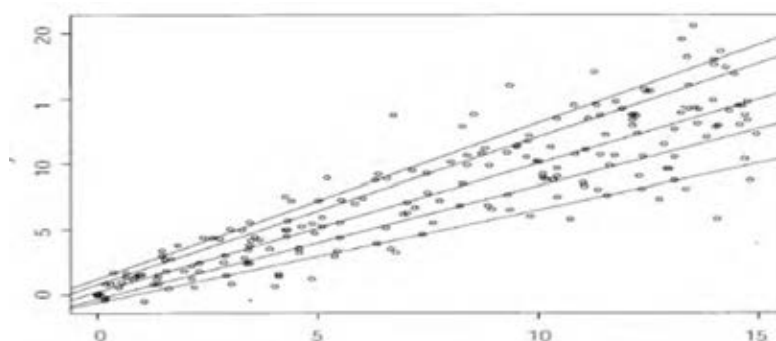


Figura 1.7 –

Koenker y Bassett (1978) proponen el siguiente modelo de regresión para la distribución condicional:

$$Q_{y|x}(\tau) = x'\beta(\tau)$$

en donde $\tau \in (0,1)$ y $\beta(\tau)$ es un vector de K coeficientes. La notación $Q_{y|x}(\tau)$ hace referencia al τ -ésimo cuantil de la distribución de y condicional en x .

La gran flexibilidad del modelo de regresión por cuantiles tiene que ver con que los coeficientes $\beta(\tau)$ no están restringidos a ser iguales entre sí para distintos valores de τ , por lo que este modelo hace referencia a una familia de modelos de regresión, uno para cada cuantil de la distribución condicional.

Por ejemplo si $\tau = 0,75$ entonces, la recta une los cuantiles 0,75 de cada una de las distribuciones:

$$Q_{y|x}(0.75) = \beta_0(0,75) + \beta_1(0,75) x \text{ condicionales de } y \text{ para todos los posibles valores de } x.$$

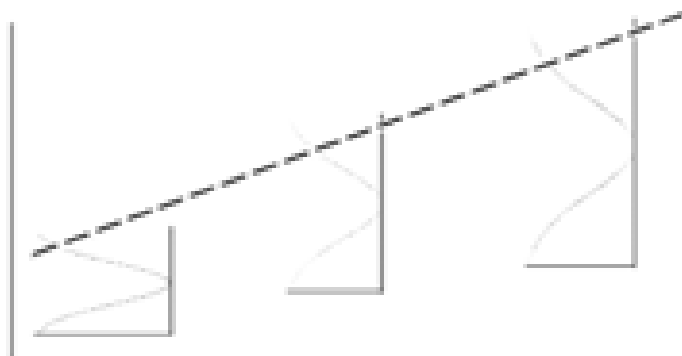


Figura 1.8 –

2.3. Series de Tiempo

2.3.1. Enfoque de Box-Jenkins

El Enfoque de Box-Jenkins (BJ) es una técnica utilizada en los análisis de predicción, ya que permite la utilización de series de tiempo que pueden ser explicadas por los valores pasados o rezagados de sí misma y por los términos estocásticos de error. A diferencia de los modelos de regresión los que derivan de una construcción basada en la teoría económica e involucran el conocimiento de una mayor cantidad de variables. Este enfoque consta de cuatro pasos: identificación, estimación, verificación de diagnóstico y predicción.

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda CRG v2.docx	Fecha: 04/11/2023	Página: 10 de 49
TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Cooperativa Eléctrica de Río Grande			

La clase general de modelos de la metodología Box-Jenkins es la familia de modelos ARIMA con elementos determinísticos (constante, tendencia determinística, estacionalidad determinística, efecto semana santa, efecto días laborables, atípicos, etc). En la especificación de estos modelos entran distintos tipos de parámetros que capturan distintos rasgos de los datos. La expresión general de los modelos ARIMA(p,d,q) (P,D,Q)s:

$$\phi_p(L) \phi_p(L^S) \Delta^d \Delta_S^D \log X = c + \theta_q(L) \theta_q(L^S) a_t$$

2.3.2. Suavización exponencial

El filtro de suavización exponencial calcula el promedio de una serie de tiempo con un mecanismo de autocorrección, obteniendo el promedio de las observaciones de manera exponencial; es decir, los datos se ponderan dando un mayor peso a las observaciones más recientes y uno menor a las más antiguas.

El pronóstico de suavización exponencial simple es óptimo para patrones de series con comportamiento aleatorios o nivelados donde se pretende eliminar el impacto de los elementos irregulares históricos.

Cuando hay una tendencia lineal se usa el filtro de Holt. Este modelo es apropiado para series en las que hay una tendencia, pero sin estacionalidad. Sus parámetros de suavizado son el nivel y la tendencia, que no están limitados por los valores del otro. El suavizado exponencial de Holt es más parecido a un modelo ARIMA con cero órdenes de autorregresión, dos órdenes de diferenciación, y dos órdenes de media móvil.

La herramienta predicción de suavizado exponencial utiliza el método de suavizado exponencial de Holt-Winters. Aditivo para descomponer las series temporales de cada ubicación de un cubo de espacio-tiempo en componentes estacionales y de tendencia para pronosticar eficazmente los periodos de tiempo futuros de cada ubicación.

El filtro de suavización exponencial resuelve un problema de minimización:

$$\min_{\{\tau_t\}_{t=1}^T} \left[(y_t - \tau_t)^2 + \lambda (\tau_t - \tau_{t-1})^2 \right]$$

Se suma al pronóstico del período, la diferencia entre este y el anterior, elevados al cuadrado y multiplicados por el factor de suavización (lamda). Con esto se consiguen valores con menor variabilidad y se podrá observar mejor la evolución de la serie temporal.

La función de transferencia del filtro cíclico es:

$$H_{ES}(\omega) = \left| \frac{2\lambda(1 - \cos(\omega))}{2\lambda(1 - \cos(\omega)) + 1} \right|^2$$

El valor óptimo del parámetro de suavización es $\lambda=40, 31, 27, 26$ y 25 para un proceso autorregresivo de orden cinco.

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda CRG v2.docx	Fecha: 04/11/2023	Página: 11 de 49
TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Cooperativa Eléctrica de Río Grande			

3. ESTIMACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1. Variable explicada

La información base para la estimación de los consumos de energía y posteriormente el número de usuarios está constituido por los registros históricos de la empresa distribuidora Cooperativa Eléctrica de Río Grande registrado entre los años 2010 y 2022.

Para alcanzar una mayor precisión en la estimación de los consumos, la información disponible se separó por categorías homogéneas de consumos y por ende de comportamiento. Las ventajas de agrupar el consumo de energía de las categorías tarifarias son las siguientes:

- Se trata de usuarios para los cuales se espera un comportamiento similar, o sea respuestas económicas análogas.
- Un modelo para estimar en forma aislada el consumo de las diferentes categorías debería incluir ciertas variables omitidas que permitan explicar no el nivel de consumo de energía, ni las variaciones de los usuarios, sino el traspaso de los mismos de una categoría hacia otra. En este caso, la variable omitida es el precio relativo de la energía (y potencia) de las categorías tarifarias.
- Una vez agrupadas las categorías, la variable precio relativo de estas categorías se hace irrelevante (permitiéndonos obtener estimadores insesgados y consistentes), ya que los movimientos de una a otra categoría no alteran el nivel observado de consumo de energía.
- A pesar del comportamiento sumamente variable en algunas categorías separadas, las series agrupadas no presentan tanta variabilidad. Esto se observa empíricamente en las series de consumo de energía.

Para el presente trabajo, se conformaron 5 grupos tarifarios los cuales corresponden a las siguientes categorías:

- Residenciales
- Generales
- Demandas Medianas
- Demandas Grandes
- Alumbrado Público

En la Tabla 3.1. se muestran los datos de las categorías mencionadas, así como su clasificación tarifaria a diciembre de 2022. Finalmente se presenta el consumo por sector y porcentaje de participación en el consumo total para el año 2022.

Tabla 3.1 – Demanda de Energía Anual por categoría tarifaria

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda CRG v2.docx	Fecha: 04/11/2023	Página: 12 de 49
	TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Cooperativa Eléctrica de Río Grande		

Grupo	Código	Categoría Tarifaria	Energía [MWh/año]	Porcentaje de Energía
Residencial (RES)	T1R	Residencial	83.907	22,13%
	TR1	Residencial Nivel 1		
	TR2	Residencial Nivel 2		
	TR3	Residencial Nivel 3		
	MT1	Minado Residencial		
General (GEN)	T1G	General	34.231	9,03%
	MT2	Minado General		
Medianas Demandas (MedDem)	T2	Medianas Demandas	23.194	6,12%
	T2P	Medianas Demandas		
	T2I	Medianas Dem. x Potencia		
	MT3	Minado Medianas Dem.		
Grandes Demandas (GrandDem)	MT4	Minado BT	226.402	59,70%
	MT5	Minado MT > 300 kW		
	MT6	Minado Bornes Trafo >300 kW		
	MT7	Minado Bornes Trafo <300 kW		
	T3B	Grandes Demandas BT		
	TB1	Grandes Dem. BT X Pot.		
	TM1	Grandes Dem. MT <300 KW		
	TM2	Bornes Trafo MBT <300 KW		
	TM3	Grandes Dem. MT >300 KW		
	TM4	Bornes Trafo MBT >300 KW		
Alumbrado Público (AP)	TAP		11.481	3.03%
TOTAL			379.215	100%

Se puede observar que el 22,13% de la demanda de energía está conformada por el consumo Residencial; correspondiendo el 9,03% al sector General; 3,03% al Alumbrado Público y el 65,82% restante corresponde a Medias y Grandes Demanda. La Figura 3.1, muestra el porcentaje de participación en base a la energía anual facturada para el año 2022.

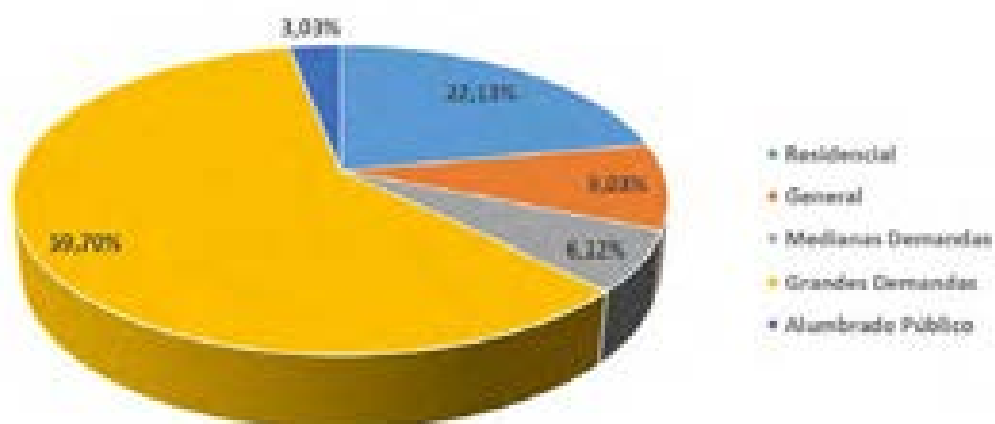


Figura 3.1 - Participación por sector de consumo de energía correspondiente al año 2022

A modo ilustrativo, la Tabla 3.2 presenta los consumos anuales para el periodo 2010-2022. Estos datos inicialmente fueron proporcionados por la empresa Cooperativa Eléctrica de Río Grande en formato mensual. Es importante resaltar que para la estimación de los modelos como para los pronósticos de la energía demandada se utilizaron series de tiempo con resolución mensual.

Tabla 3.2 – Demanda de Energía Anual (GWh/año)

Año	Residencial	General	Medianas Demandas	Grandes Demandas	Alumbrado Público	Total
2010	59,9	23,2	20,6	112,2	9,4	225,4
2011	62,0	23,6	21,6	118,8	9,4	235,4
2012	66,1	24,6	23,3	119,0	9,6	242,7
2013	72,7	25,8	23,6	130,5	9,8	262,3
2014	75,8	25,9	24,6	127,6	10,0	263,9
2015	79,0	27,0	26,0	136,9	10,1	279,0
2016	77,3	26,8	24,9	144,2	10,3	283,5
2017	76,1	26,6	24,6	146,3	10,6	284,1
2018	76,5	26,5	24,0	156,4	10,6	294,2
2019	74,3	25,4	22,1	181,1	11,2	314,0
2020	78,1	22,7	19,1	192,9	11,3	324,0
2021	81,2	29,4	22,0	226,9	11,4	370,9
2022	83,9	34,2	23,2	226,4	11,5	379,2

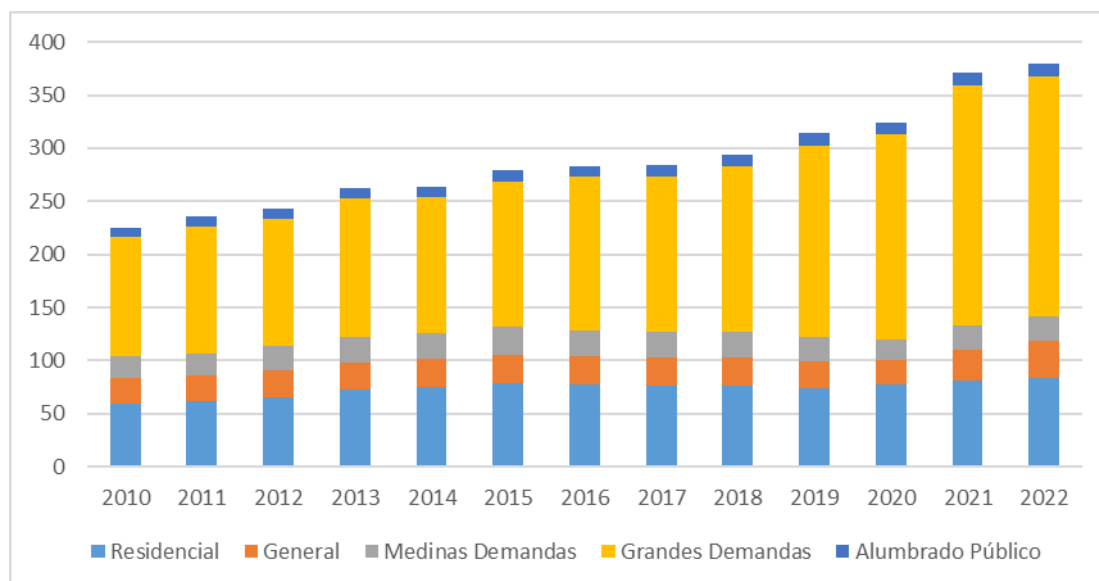


Figura 3.2 - Demanda de Energía Anual (GWh/año)

3.2. Variables independientes o explicativas

Las variables independientes o explicativas que se analizarán para ajustar los modelos de pronóstico son las siguientes:

- **Precio del bien:** Se utiliza como dato el precio monómico estacional de la energía eléctrica, en pesos argentino constante de 2022 según el índice IPC de la provincia de San Luis. Para las categorías Medias Demandas, Grandes Demandas se realizarán pruebas con el precio monómico deflactado por diferentes tipos de cambio de Dólar (Oficial y Financieros).
- **Ingreso de los consumidores:** El ingreso de los consumidores es representado por el Estimador Mensual de la Actividad Económica (EMAE que proporciona el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INDEC).
- **Precio del complementario:** Como precio de un bien complementario se usa la serie de precios de los electrodomésticos recabada por INDEC; expresada en \$ constantes de abril 2022 (se deflacta con el IPC de San Luis).
- **Estacionalidad:** Para representar la estacionalidad de la variable se utilizan variables dicotómicas para cada uno de los meses del año. Adicionalmente, para diferentes sectores se utiliza la temperatura media mensual y la diferencia de temperaturas mensuales respecto a 22°C elevadas al cuadrado, finalmente se utilizarán las horas de luz solar para cada uno de los meses del año.

La Figura 3.3 representa esquemáticamente las variables explicativas que utilizarán los modelos de estimación de consumo de energía eléctrica.

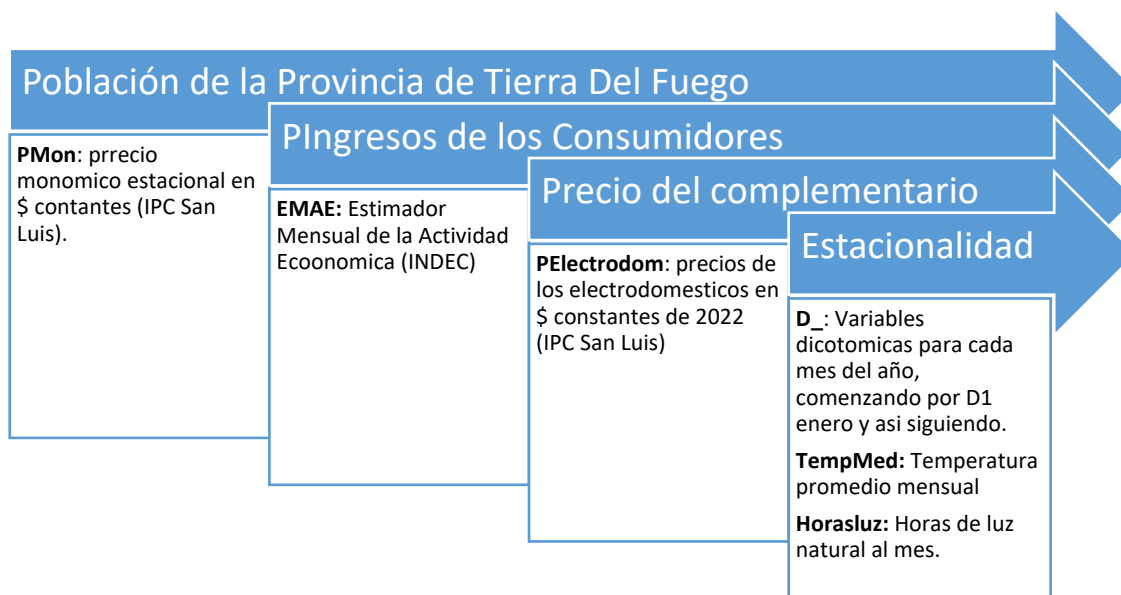


Figura 3.3 - Variables explicativas del consumo de energía eléctrica

3.3. Modelos de análisis y proyección adoptados



Figura 3.4 – Modelos econométricos de pronósticos adoptados

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda CRG v2.docx	Fecha: 04/11/2023	Página: 16 de 49
	TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Cooperativa Eléctrica de Río Grande		

3.4. Estimaciones de energía por sector

3.4.1. Sector Residencial - Q_Res

Pronostico por MCO para Q-Res

La Tabla 3.3 y la Figura 3.5 muestra la estimación de la demanda de energía eléctrica (Q_Res), por el Método MCO. El modelo se conforma por el Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE), por variables dicotómicas mensuales que captan la estacionalidad (D3 y D8, correspondientes a los meses de marzo y agosto respectivamente), las horas de luz en cada mes (HorasLuz), la temperatura media mensual (TempMed) y por la tendencia en el consumo de energía (Q_TendConsumo). Se analizó incorporar el precio monómico de la energía eléctrica (PXMON) pero el análisis di que no era significativo, esto se puede atribuir principalmente por tratarse de un bien inelástico (el consumo eléctrico es independiente del precio de la energía eléctrica).

Cualquier modificación en la tarifa eléctrica, no tiene modificación sustancial en los kwh consumidos. A su vez, otra variable que explica el consumo de energía eléctrica residencial es el EMAE, es decir que, cuando mejora la actividad económica de Argentina, mejora el ingreso de las personas y, eso se traduce en un mayor consumo eléctrico residencial. Cuando el índice EMAE se incrementa en uno (1%), el consumo eléctrico aumenta en 10,60 miles kwh/mes. Por su parte, las variables dicotómicas D3 y D8 muestran variaciones de -473,84 miles de kwh y +353,80 miles de kwh para los meses de marzo y agosto respectivamente. En cuanto a la temperatura media (TempMed) el consumo de energía cae -160,51 miles de kwh cuando la temperatura sube un grado en promedio al mes. La variable tendencia muestra un leve crecimiento mensual de consumo energético en 0,92 miles de kwh mensual.

Tabla 3.3 - Q_T1R estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Q_Res

Method: Least Squares

Date: 24/11/2023

Sample (adjusted): 2010(M01) 2022(M12)

Included observations: 156

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-680,9223	1469,1585	-0,463	0,64386
EMAE	10,6082	4,2631	2,488	0,01420
D3	-473,8403	133,6589	-3,545	0,00056
D8	353,8032	141,3770	2,503	0,01368
HorasLuz	1,7250	0,7233	2,385	0,01865
TempMed	-160,5178	19,9791	-8,034	7,37e-13
Q_TendConsumo	0,9242	0,1797	5,144	1,06e-06
R-squared	0,7279	Mean dependent var.		6509,7262
Adjusted R-squared	0,7143	S.D. dependent var.		741,5506
S.E. of regression	396,35	Akaike info criterion		1888,71
Sum squared resid.	1,88e+07	Schwarz criterion		1911,47
Log likelihood	-936,3582	Durbin-Watson stat		2,25481
F-statistic	53,5078			
Prob(F-statistic)	<2,2e-16			

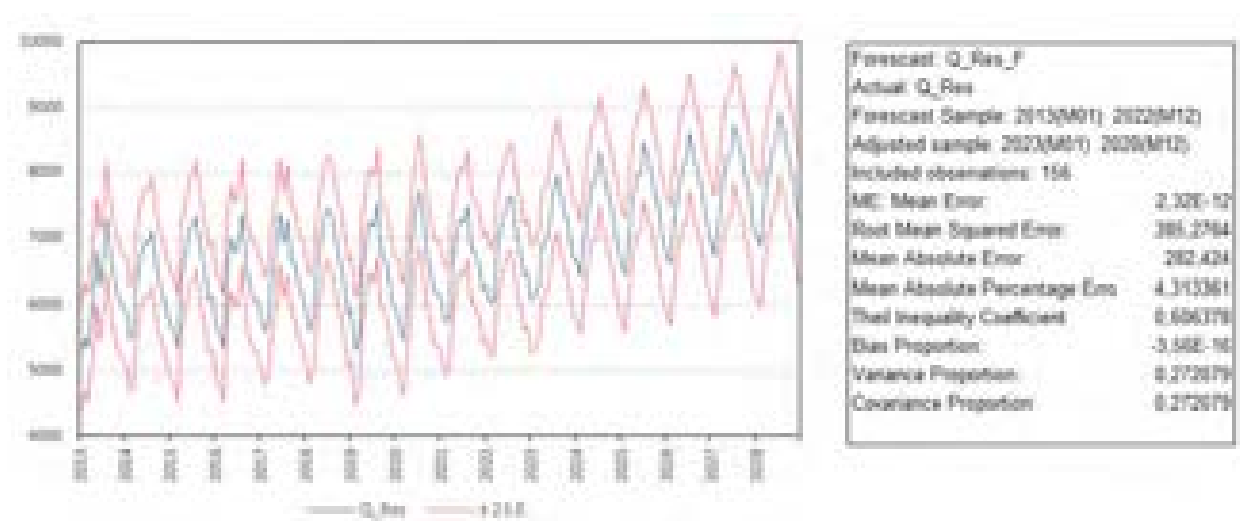


Figura 3.5 – Q_Res estimaciones MCO y pronóstico

Regresión por cuantiles para Q-Res

La regresión por cuantiles considera el conjunto de datos por bandas y, está implícito la presencia de una mayor variabilidad de las observaciones respecto de las bandas superiores de consumo, relacionada íntimamente con el mayor poder adquisitivo de los consumidores. Este método de estimación les da mayor ponderación a los consumos más altos. En este estudio se utiliza el cuartil 0,75, otorgando mayor peso a las mayores cantidades demandadas de energía eléctrica, porque serán los que más presión ejercerán en el sistema de provisión de electricidad; son los grupos de alto poder adquisitivo. La interpretación del output no es muy diferente a la que considera al conjunto completo. En este ajuste se observa que pierde significancia el EMAE y los consumos de los meses de marzo y agosto. El resto de las variables continúan siendo significativas.

Tabla 3.4 - Q_Res estimaciones QR y pronóstico

Dependent Variable: Q_Res
 Method: Quantile Regression (tau = 0.75)
 Date: 24/11/2023
 Sample (adjusted): 2010(M01) 2022(M12)
 Included observations: 156
 Huber Sandwich Standard Errors & Covariance
 Sparsity method: Kernel (Epanechnikov) using residuals
 Bandwidth method: Hall-Sheather, bw=0.1245
 Estimation successful but solution may not be unique

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-1090,95	2290,02	-0,476	0,634
EMAE	10,45	9,47	1,104	0,271
D3	-216,86	256,75	-0,844	0,400
D8	352,07	260,68	1,351	0,179
HorazLuz	1,91	1,07	1,782	0,077
TempMed	-177,42	29,44	-6,026	0,000
Q_TendLinConsumo	1,02	0,25	4,036	0,000
R-squared	0,5011	Mean dependent var.		6509,7262
Adjusted R-squared	0,4951	S.D. dependent var.		741,5506
S.E. of regression	415,51	Objective		14811,14
Quantile dependent var.	155934,37	Quasi-LR statistic		176,619
Prob(Quasi-LR stat)	0,000000			

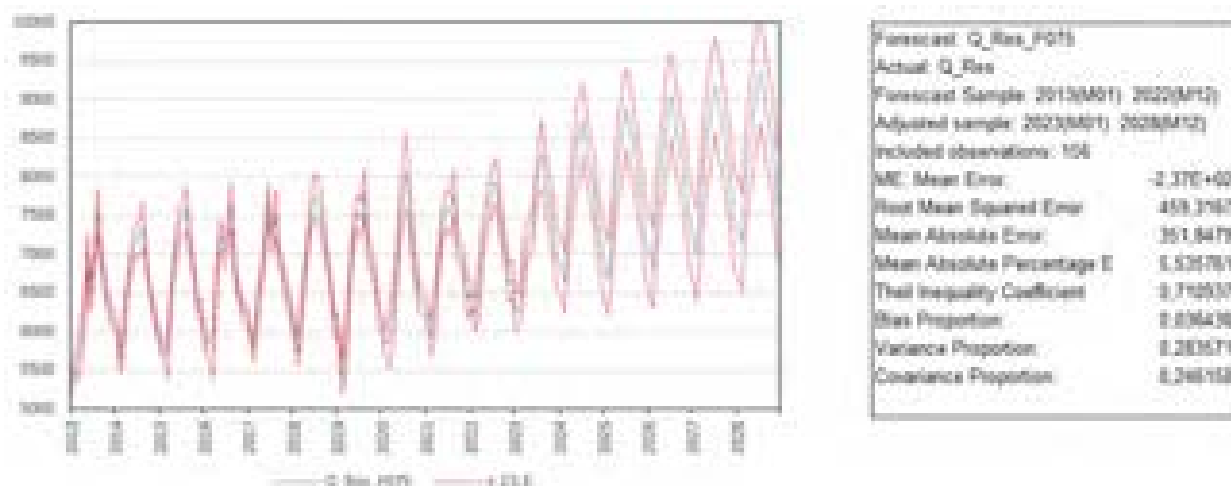


Figura 3.6 – Q_T1R estimaciones QR y pronóstico

Comparación dos métodos de estimación

Como puede observarse en la Tabla 3.5 y en la Figura 3.7, el consumo residencial muestra una curva ascendente hasta fines de 2016, para mantenerse estable entre el 2017 y 2020 (principios de la pandemia COVID-19). A partir de 2020 se observa una tendencia creciente en el crecimiento de la demanda de la energía en el sector Residencial. El pronóstico por cuantiles (Quantile Regression) muestra la máxima expansión que puede llegar a tener la demanda de energía eléctrica a partir de los datos históricos del consumo.

En cuanto a las proyecciones, se plantearon dos escenarios: uno conservador (estimaciones por MCO) y otro optimista (Quartile Regression). Como puede observarse en el Figura 3.8, esta estimación muestra el mismo comportamiento estacional (picos en los meses de invierno y valles en los meses de verano) que el consumo real, pero se mantiene en un nivel mayor (mayor consumo). Por su parte, el pronóstico por MCO muestra un escenario más conservador donde el crecimiento se mantiene prácticamente en el mismo nivel del consumo actual. La Tabla 3.6 permite observar un incremento en el consumo de 5,42% en el 2024, para luego descender en un promedio anual a 1,8%. Para las tasas de crecimiento Optimista, se mantiene la tendencia, en el 2024 alcanza el 5,75% para luego reducirse hasta el 1,95% en promedio para los años siguientes.

Tabla 3.5 - Q_Res estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (promedio de tasas interanuales)	
	Q_Res Residencial Moderado (MCO)	Q_Res Residencial Optimista (Quantile Regression)
2023	3,01%	3,26%
2024	5,42%	5,75%
2025	1,56%	1,65%
2026	1,85%	1,96%
2027	1,71%	1,81%
2028	1,82%	1,92%
2024-2028	2,47%	2,62%

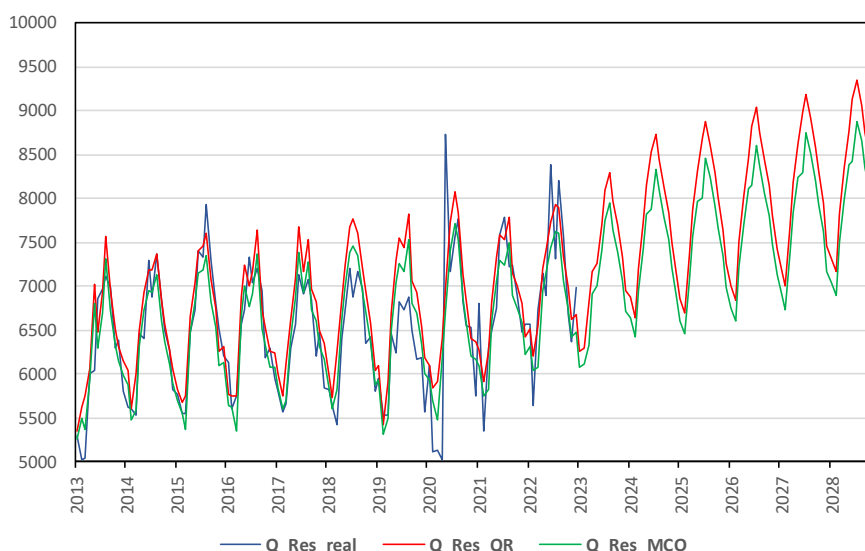


Figura 3.6 – Q_T1R estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

3.4.2. Sector General - Q_Gen

Pronostico por MCO para Q_Gen

En el caso de la demanda general (T1G), y MT2 para minado de criptomonedas se ve un consumo estable con una mínima pendiente negativa entre los años 2013 y 2019. Luego se observa una fuerte caída en el consumo producto de las restricciones de la pandemia por COVID-19. A mediados de 2021 se observa una fuerte recuperación en el consumo a partir de la finalización de las restricciones sanitarias y la aplicación de incentivos económicos para reactivar la actividad comercial y turística. El consumo de energía eléctrica general, por el modelo MCO, se explica por la variable EMAE, las variables dicotómicas correspondientes al mes de marzo (D3) y los meses de invierno (julio (D7), agosto (D8) y septiembre (D9). Por otro lado, la variable Destruct1 que representa el quiebre estructural a partir de mediados de 2021 que existe en el consumo del sector general. Todas las variables explicativas resultaron ser estadísticamente significativas y con el signo correcto. En el caso del EMAE, si aumenta la actividad económica, el consumo energético aumenta 15,08 miles de kwh por cada punto porcentual de la variable. Además, se consideró una variable dicotómica para el mes de marzo que indica que el consumo de energía eléctrica es de 248,57 Mwh/mes inferior al resto de los meses. Las variables dicotómicas D7, D8 y S9 muestran un consumo de energía eléctrica superior al resto de los meses del año producto de la temporada invernal y el uso de la energía eléctrica para la climatización de los ambientes. Finalmente, el quiebre estructura, Destruct1, que muestra un salto en el consumo a partir de mediados de 2021 en 489,22 Mwh/mes.

Tabla 3.6 - Q_Gen estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Q_Res

Method: Least Squares

Date: 24/11/2023

Sample (adjusted): 2010(M01) 2022(M12)

Included observations: 156

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-58,26	222,95	-0,261	0,79431
EMAE	15,08	1,54	9,794	< 2e-16
D3	-248,57	53,34	-4,660	8,26e-06
D7	173,97	53,24	3,268	0,00141
D8	310,37	55,53	5,589	1,46e-07
D9	256,74	55,78	4,603	1,04e-05
Destruct1	489,22	36,96	13,235	< 2e-16
R-squared	0,7659	Mean dependent var.		2264,1514
Adjusted R-squared	0,7542	S.D. dependent var.		334,6613
S.E. of regression	165,9192	Akaike info criterion		1667,53
Sum squared resid.	3303501,76	Schwarz criterion		1690,28
Log likelihood	-825,7657	Durbin-Watson stat		1,9930
F-statistic	65,44			
Prob(F-statistic)	<2,2e-16			

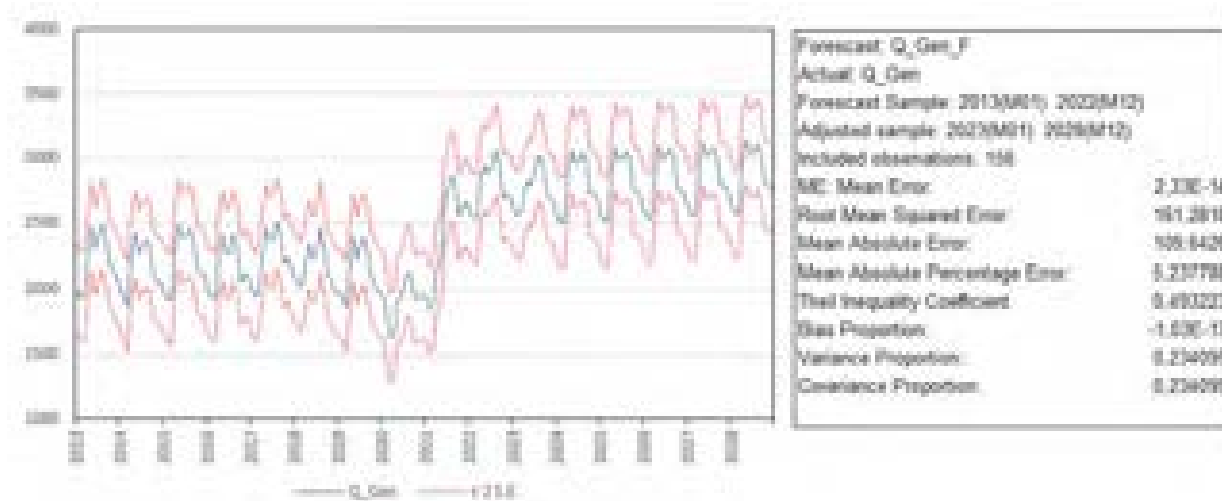


Figura 3.8 – Q_Gen estimaciones MCO y pronóstico

Regresión por cuantiles Q_Gen

Tabla 3.7 - Q_Gen estimaciones QR y pronóstico

Dependent Variable: Q_Gen
 Method: Quantile Regression (tau = 0.75)
 Date: 24/11/2023
 Sample (adjusted): 2010(M01) 2022(M12)
 Included observations: 120
 Huber Sandwich Standard Errors & Covariance
 Sparsity method: Kernel (Epanechnikov) using residuals
 Bandwidth method: Hall-Sheather, bw=0.1245
 Estimation successful but solution may not be unique

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-4,13823	431,32658	-0,00959	0,99236
EMAE	15,39852	3,00219	5,12909	0,00000
D3	-284,49232	76,08904	-3,73894	0,00028
D7	77,17241	50,16918	1,53824	0,12662
D8	268,61527	61,88491	4,34056	0,00003
D9	216,20369	55,57248	3,89048	0,00016
Destruct1	516,37655	60,53437	8,53030	0,00000
R-squared	0,5973	Mean dependent var.		2264,1514
Adjusted R-squared	0,5863	S.D. dependent var.		334,6613
S.E. of regression	181,45	Objective		5493,08
Quantile dependent var	27208,18	Quasi-LR statistic		231,04
Prob(Quasi-LR stat)	0,000000			

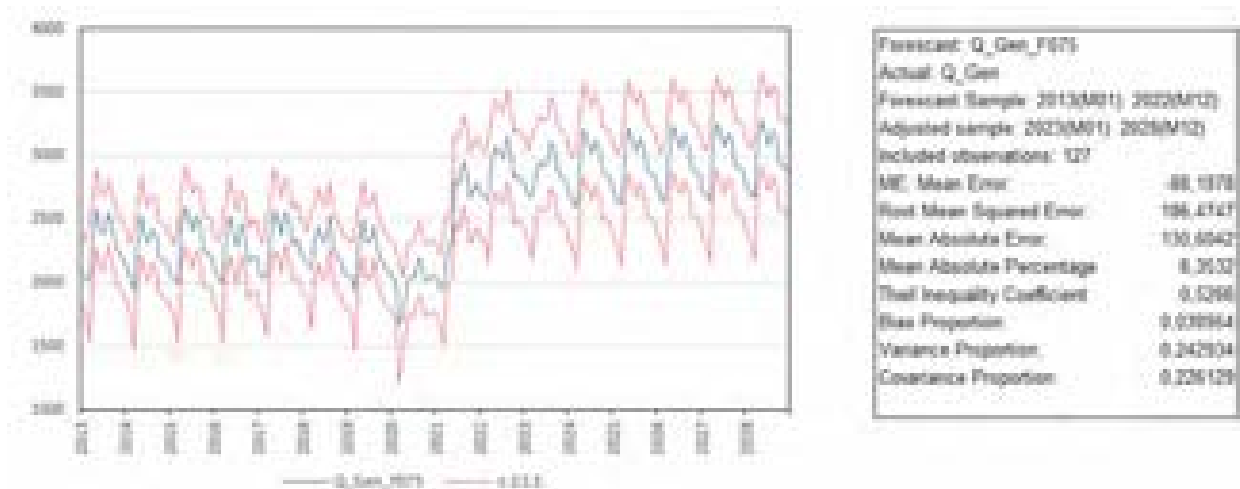


Figura 3.9 - Q_Gen estimaciones QR y pronóstico

En el *output*, que considera el último cuarto ($\tau=0,75$) con mayor ponderación, respecto a las otras observaciones, no presenta grandes diferencias, solamente no es significativa la variable dicotómica perteneciente al mes de julio (D7).

Comparación dos métodos de estimación

Para la proyección de los datos, se consideraron dos escenarios futuros: uno moderado o conservador y otro optimista. En el primer caso, las estimaciones por el método de MCO muestran que, si bien los datos históricos tienen mayor variabilidad, el consumo estimado sigue el mismo comportamiento, con una curva menos estable. La baja expectativa en el consumo General puede atribuirse a que se esperan años de poco crecimiento económico. Por su parte, el método de Holt-Winters Multiplicative (técnica de Series de Tiempo que modeliza la propia variable, sin considerar el precio u otros factores subyacentes a la demanda) muestra un escenario de máxima cuyo nivel está por encima de la estimación por MCO, tanto en nivel como en tasas de crecimiento. En el año 2023 se observa una caída en las tasas de demanda para luego recomponerse y crecer en el año 2024 alcanzando el 1,52% y 1,58% para los escenarios moderados y optimistas respectivamente. A partir del año 2025, las tasas de crecimiento se estabilizan en 0,64% y 0,72% para los escenarios moderados y optimistas respectivamente. Como se observa en la Tabla 3.8 y la Figura 3.10, Q_Gen, a partir del 2024 al 2028, las estimaciones optimistas superan en el cambio a las moderadas.

Tabla 3.8 - Q_Gen estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (promedio de tasas interanuales)		
Año	Q_Gen General	Q_Gen General
	Moderado MCO con tarifa sin subsidio	Optimista Quantile Regression
2023	-0,89%	-0,77%
2024	1,52%	1,58%
2025	0,64%	0,72%
2026	0,64%	0,72%
2027	0,64%	0,71%
2028	0,63%	0,71%
2023-2028	0,81%	0,89%

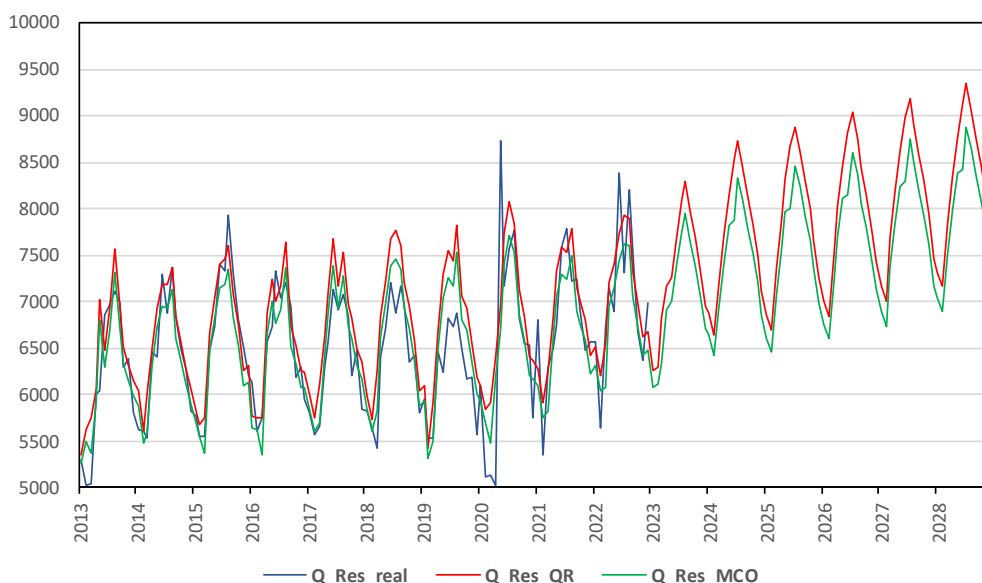


Figura 3.10 – Q_Gen estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

3.4.3. Sector Medianas Demandas - Q_MedDem

Pronostico por MCO para Q_MedDem

Para el caso de las medianas demandas (T2) y medianas demanda minado (MT3), el modelo de MCO se conforma con las variables EMAE, las dicotómicas mensuales, la temperatura media mensual y el consumo rezagado un período. El precio monómico de la energía no resultó estadísticamente significativa y esto es porque se trata de un bien inelástico por lo que variaciones en el precio (tarifas), no afectan la cantidad consumida de energía eléctrica. La actividad económica (EMAE) resultó ser significativa, y de signo positiva, debido al impacto que tiene la actividad industrial en la ciudad de Río Grande y por ende en su consumo de energía eléctrica.

Por otro lado, resultaron ser significativas estadísticamente las variables dicotómicas correspondientes a los meses de marzo y diciembre, en el mes de marzo se observa un aumento

de 155,60 miles kwh y en el mes de diciembre la demanda cae en 131,05 miles de kwh respecto de los meses restantes. Por último, la inercia en el consumo influye de la siguiente manera: cuando aumenta el consumo en un mes en mil kwh, aumenta el consumo del mes siguiente en 0,623 mil kwh.

Puede observarse en la Figura 3.13 que la demanda es levemente decreciente en el periodo 2016-2019 mostrando una fuerte contracción en el año 2020 producto de las restricciones sanitarias por la pandemia COVID-19. A partir de mediados de 2021 la demanda experimenta una fuerte recuperación volviendo a valores pre-pandémicos.

Tabla 3.9 - Q_MedDem estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Q_MedDem
 Method: Least Squares
 Date: 28/11/2023
 Sample (adjusted): 2010(M01) 2022(M12)
 Included observations: 126

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-212,9946	213,82739	-0,996	0,32119
EMAE	6,98269	1,44509	4,832	4,00E-06
D3	155,60407	47,40984	3,282	0,00135
D12	-131,0494	47,71213	-2,747	0,00694
TemMed	-12,16893	3,9935	-3,047	0,00284
Lag1	0,62308	0,05792	10,758	< 2e-16
<hr/>				
R-squared	0,7645	Mean dependent var.		1932,8755
Adjusted R-squared	0,7548	S.D. dependent var.		271,7395
S.E. of regression	134,5674	Akaike info criterion		1613,38
Sum squared resid.	2191116,3	Schwarz criterion		1633,29
Log likelihood	-799,6943	Durbin-Watson stat		2,37949
F-statistic	78,56	h – Durbin		-2,84109
Prob(F-statistic)	<2,2e-16			

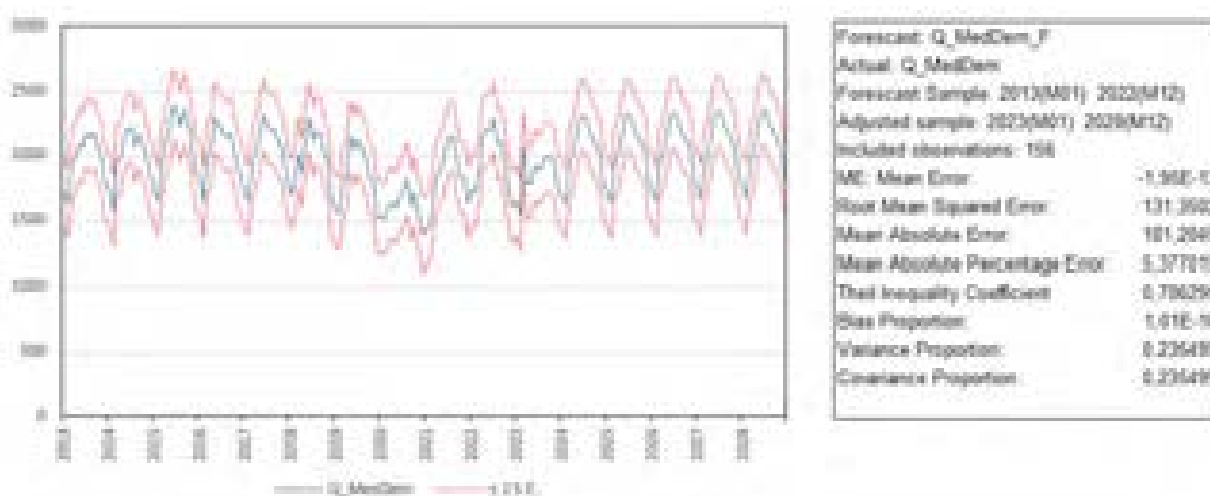


Figura 3.11 – Q_MedDem estimaciones MCO y pronóstico

Regresión por cuantiles para Q_MedDem

Para la estimación de los últimos cuartos con mayor ponderación, todas las variables mantienen su significancia y conservan el signo esperado por la teoría económica. La proyección sigue la tendencia del período 2010/2019, es decir antes de la Cuarentena ya se registra un descenso en el consumo industrial y comercial de las medianas demandas en los años 2020-2021 para tener una marcada recuperación a partir de mediados de 2021.

Tabla 3.10 - Q_MedDem estimaciones QR y pronóstico

Dependent Variable: Q_MedDem
 Method: Quantile Regression (tau = 0.75)
 Date: 24/11/2023
 Sample (adjusted): 2010(M01) 2022(M12)
 Included observations: 120
 Huber Sandwich Standard Errors & Covariance
 Sparsity method: Kernel (Epanechnikov) using residuals
 Bandwidth method: Hall-Sheather, bw=0.1245
 Estimation successful but solution may not be unique

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-116,465	362,47118	-0,32131	0,74853
EMAE	8,34808	2,548280	3,27597	0,00137
D3	232,33723	87,64100	2,65101	0,00910
D12	-168,6879	54,28443	-3,10748	0,00235
TempMed	-19,63092	5,947140	-3,3009	0,00127
Lag1	0,53619	0,087610	6,12028	0,00000
<hr/>				
R-squared	0,5387	Mean dependent var.		1932,8755
Adjusted R-squared	0,5212	S.D. dependent var.		271,7395
S.E. of regression	147,56	Objective		4951,47
Quantile dependent var	19204,64	Quasi-LR statistic		196,56
Prob(Quasi-LR stat)	0,00000			

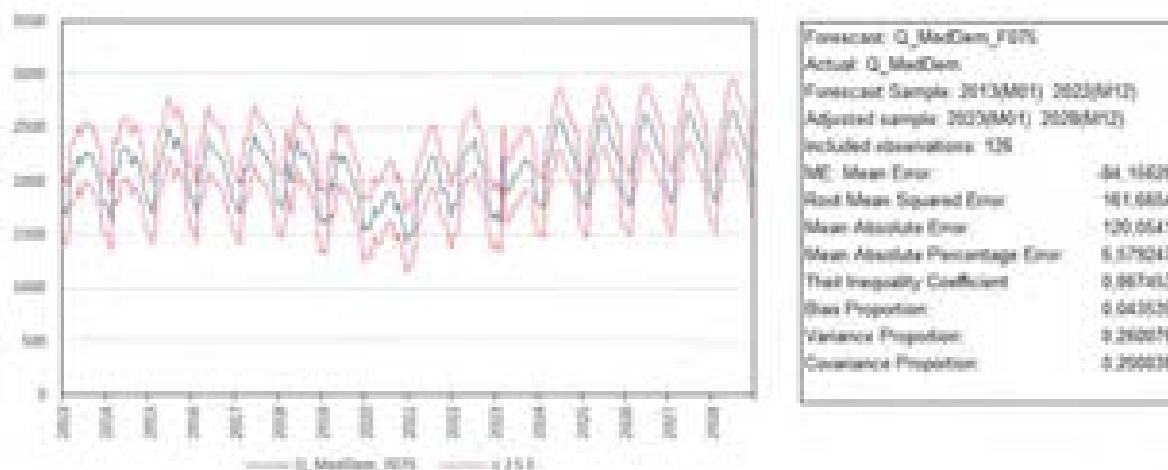


Figura 3.12 – Q_MedDem estimaciones QR y pronóstico

Comparación dos métodos de estimación

En la Tabla 3.11 y la Figura 3.13 se muestran los dos escenarios para la proyección de la demanda de energía: uno moderado y otro optimista. En primer lugar, el modelo de MCO se utiliza para el criterio moderado, donde el modelo ajusta en un 76% a los datos. Si bien la estimación sigue el mismo comportamiento de los datos reales, se observa una menor variabilidad, suavizando los picos y valles. El modelo de estimación por Regresión por Cuantiles (Quantil Regression) muestra la máxima expansión posible para la demanda de energía, replicando el comportamiento actual, pero en un nivel de consumo positivo, para el año 2023 se observa una caída en la tasa producto del reacomodamiento del sector post-pandemia. Ya para el año 2024 se observa un fuerte reacomodamiento de la semana en el sector para estabilizarse en torno al 0,85% en promedio para los años restantes del quinquenio. En el escenario moderado se estima una tasa de crecimiento de la demanda en promedio para el periodo 2024-2028 del 2,27% y para el escenario optimista del 2,90%.

Tabla 3.11 - Q_MedDem estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (promedio de tasas interanuales)	
	Medianas Demandas	Medianas Demandas
	Moderado MCO	Optimista Quantil Regression
2023	-5,92%	-2,80%
2024	9,18%	11,19%
2025	0,60%	0,74%
2026	0,55%	0,88%
2027	0,51%	0,83%
2028	0,49%	0,81%
2023-2028	2,27%	2,90%

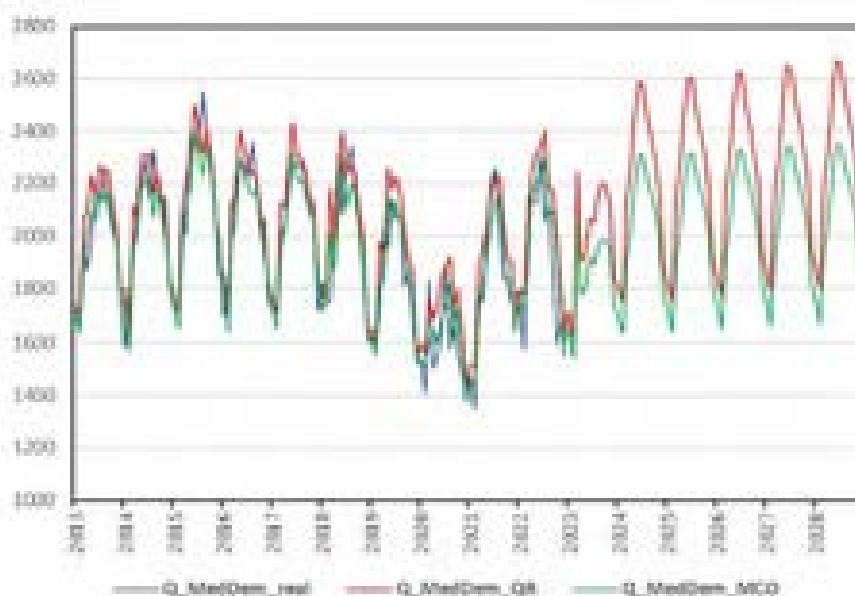


Figura 3.13 - Q_MedDem estimaciones y pronóstico (MCO y SM)

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda CRG v2.docx	Fecha: 04/11/2023	Página: 27 de 49
	TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Cooperativa Eléctrica de Río Grande		

3.4.4. Sector Grandes Demandas - Q_GranDem

Pronostico por MCO para Q_GranDem

El consumo de energía eléctrica del grupo Grandes Demandas ha tenido un crecimiento sostenido desde 2013. Se debe tener en cuenta que esta demanda satisface la producción de bienes tanto para el mercado interno como al externo, es muy importante resaltar que el nivel industrial está fuertemente afectado por las políticas nacionales de promoción industrial para la provincia de Tierra del Fuego. El modelo queda conformado por las siguientes variables: EMAE, dicotómicas mensuales (periodo marzo a noviembre), la tendencia en el crecimiento del consumo y el precio del Bitcoin, esta ultimo variable ha tenido impacto en los últimos años principalmente por el desarrollo de granja de minería de criptomonedas. El EMAE resultó ser estadísticamente significativo. En cuanto a las variables dicotómicas mensuales, resultaron ser significativas las correspondientes al periodo entre los meses de marzo y noviembre, estas variables ayudan a modelar el periodo de actividad industrial que abarca el periodo mencionado. La tendencia en el consumo represento ser importante en el modelo ajustado. Finalmente se observó una alta significancia en el precio de la moneda digital Bitcoin la cual relaciona el consumo con la actividad de minado de criptomonedas.

Tabla 3.12 - Q_GranDem estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Q_GranDem

Method: Least Squares

Date: 28/11/2023

Sample (adjusted): 2010(M01) 2022(M12)

Included observations: 126

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	9368,00	2398,00	3,906	0,00016
EMAE	-36,50	15,13	-2,412	0,017447
D3	2052,00	437,10	4,695	7,47E-06
D4	1634,00	443,70	3,683	0,000354
D5	2736,00	531,00	5,153	1,09E-06
D6	1960,00	478,20	4,098	7,82E-05
D7	2245,00	431,10	5,209	8,54E-07
D8	2648,00	432,70	6,12	1,35E-08
D9	2438,00	427,40	5,703	9,43E-08
D10	2395,00	434,10	5,518	2,17E-07
D11	2361,00	433,90	5,442	3,06E-07
TendConsumo	0,5004	0,06	8,909	9,54E-15
BtC	0,0910	0,01	9,541	3,27E-16
R-squared	0,7279	Mean dependent var.		14027,9275
Adjusted R-squared	0,7143	S.D. dependent var.		3247,9239
S.E. of regression	1164,7101	Akaike info criterion		2167,99
Sum squared resid.	154646666	Schwarz criterion		2207,81
Log likelihood	-1069,997	Durbin-Watson stat		1,5721
F-statistic	72,15			
Prob(F-statistic)	<2,2e-16			

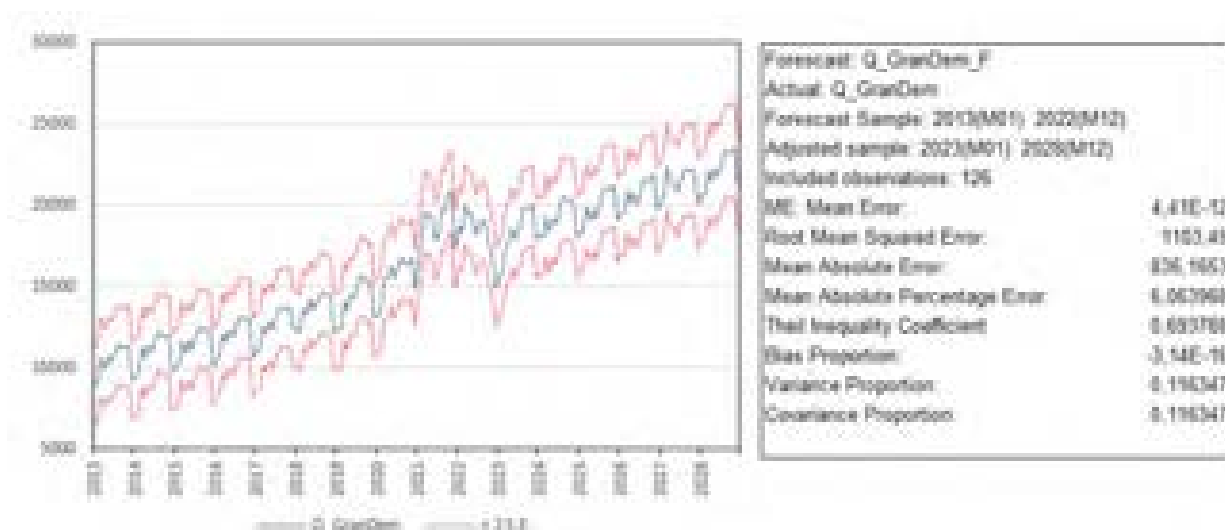


Figura 3.14 – Q_GranDem estimaciones MCO y pronóstico

Regresión por cuantiles para Q_GranDem

En esta estimación por cuantiles (QR), para versión optimista, se observa que, el modelo queda expresado por el precio para las Grandes Demandas, la actividad económica, variables dicotómicas: los meses entre marzo y noviembre, ambos significativos y de signo positivo. La tendencia en el consumo. Finalmente se considera el precio del Bitcoin, principalmente por el establecimiento de granjas de minería de bitcoins. El pronóstico en el consumo es creciente pero bastante moderado, en cuanto a nivel (miles de kWh) como en tasas de cambio.

Tabla 3.13 - Q_GranDem estimaciones QR y pronóstico

Dependent Variable: Q_GranDem
 Method: Quantile Regression (tau = 0.75)
 Date: 24/11/2023
 Sample (adjusted): 2010(M01) 2022(M12)
 Included observations: 120
 Huber Sandwich Standard Errors & Covariance
 Sparsity method: Kernel (Epanechnikov) using residuals
 Bandwidth method: Hall-Sheather, bw=0.1245
 Estimation successful but solution may not be unique

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	6372,8077	5173,4875	1,23182	0,22055
EMAE	-21,59435	33,08027	-0,65279	0,51521
D3	1802,8659	689,93543	2,61309	0,01018
D4	1617,4342	924,23659	1,75002	0,08281
D5	2278,8105	1141,6883	1,996	0,04832
D6	1733,849	865,8613	2,00246	0,04761
D7	2246,6951	741,79073	3,02875	0,00304
D8	2585,5852	812,21018	3,18339	0,00188
D9	1953,7516	625,76741	3,12217	0,00228
D10	1838,2039	670,83778	2,74016	0,00713
D11	2343,8273	727,88179	3,22007	0,00167
TendConsumo	0,63395	0,09928	6,38543	0,00000

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda CRG v2.docx	Fecha: 04/11/2023	Página: 29 de 49
	TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Cooperativa Eléctrica de Río Grande		

BtC 0,077 0,01554 4,95537 0,00000

R-squared	0,7012	Mean dependent var.	14027,92
Adjusted R-squared	0,6945	S.D. dependent var.	1527,51
S.E. of regression	1215,65	Objective	42792,54
Quantile dependent var	1326781,19	Quasi-LR statistic	306,89
Prob(Quasi-LR stat)	0,000000		

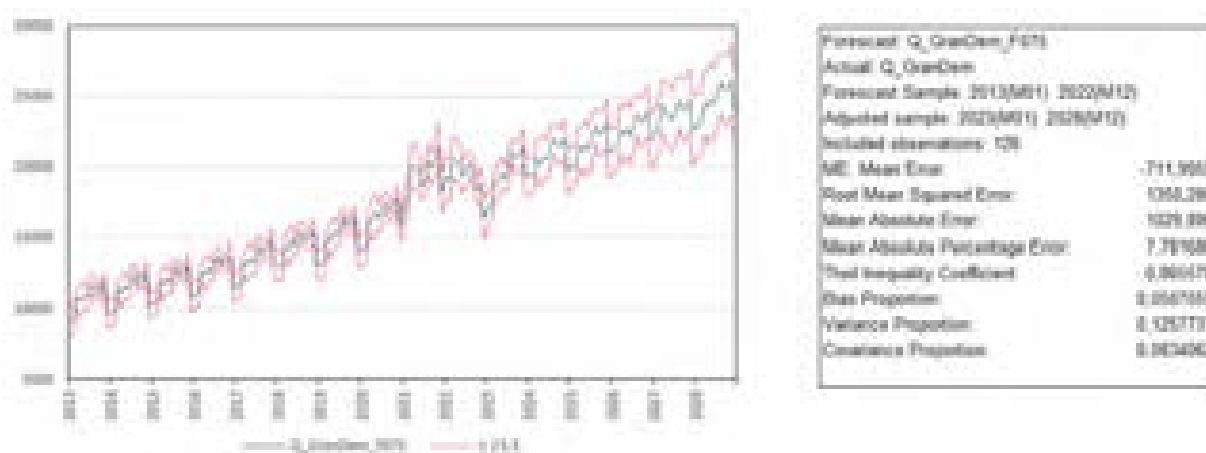


Figura 3.15 – Q_GranDem estimaciones QR y pronóstico

Comparación dos métodos de estimación para Q_T3-T5-T6

De la Tabla 3.14 y la Figura 3.16, se presentan dos escenarios para la proyección a futuro: el criterio conservador, a través del método MCO, muestra un comportamiento poco uniforme y con variabilidad que los datos del consumo actual. Por su parte, el escenario optimista, muestra un patrón más uniforme. En el promedio 2024/2028 se observa una diferencia de 1 punto porcentual entre MCO y el método de Regresión por Cuantiles (QR). Se observa que la capacidad instalada por porte de los clientes, en promedio, rondaría los 3,95% para el escenario moderado y un 4,87% para el escenario optimista

Tabla 3.14 - Q_GranDem estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (promedio de tasas interanuales)	
	GranDem Moderado MCO	GranDem Optimista Quarile Regression
2023	-0,73%	0,79%
2024	5,51%	6,51%
2025	3,17%	4,13%
2026	3,86%	4,69%
2027	3,80%	4,66%
2028	3,41%	4,38%
2024-2028	3,95%	4,87%

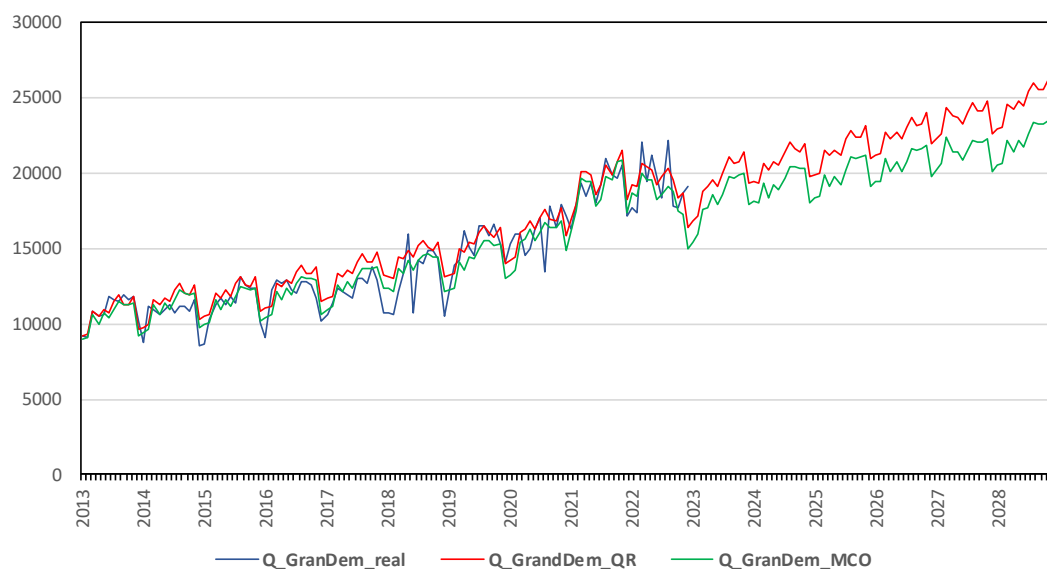


Figura 3.16 - Q_GranDem estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

3.4.5. Sector Alumbrado Público - Q_AIPub

Pronostico por MCO para Q_AIPub

El modelo de demanda para alumbrado público obtuvo una bondad del ajuste es muy buena ($R^2=97\%$) y no se presentan problemas de autocorrelación en los residuos. La actividad económica (EMAE) resultó ser estadísticamente no significativa por lo que no fue considerada en el modelo final. La variable HorasLuz, horas de luz natural al mes, es significativa y con signo correcto. A mayor cantidad de horas de sol, menor consumo de alumbrado público. La tendencia es constante, siguiendo el ritmo de la serie 2013/2019, en el 2020 se produce un quiebre estructural (QEstruct) y se observa un crecimiento en bloque, posiblemente por algún tipo de inversión significativa, a partir de ese momento se observa una leve tendencia creciente.

Tabla 3.15 - Q_AIPub estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Q_Res

Method: Least Squares
 Date: 28/11/2023
 Sample (adjusted): 2010(M01) 2022(M12)
 Included observations: 156

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	891,58745	77,46207	11,510	< 2e-16
D2	-172,34655	14,10506	12,219	< 2e-16
D6	85,83956	18,79224	4,568	1,21e-05
D7	127,27063	18,23774	6,978	1,82e-10
D8	96,65481	17,29160	5,590	1,47e-07
HorasLuz	-2,14015	0,05080	-42,132	< 2e-16
TendConsumo	0,85508	0,08337	10,257	< 2e-16
QEstruct	47,88679	17,42948	2,747	0,00694

R-squared	0,9774	Mean dependent var.	895,8466
Adjusted R-squared	0,9761	S.D. dependent var.	284,4483
S.E. of regression	43,9704	Akaike info criterion	1331,16
Sum squared resid.	230074,30	Schwarz criterion	1356,75
Log likelihood	-656,5803	Durbin-Watson stat	1,45145
F-statistic	736,283		
Prob(F-statistic)	<2,2e-16		

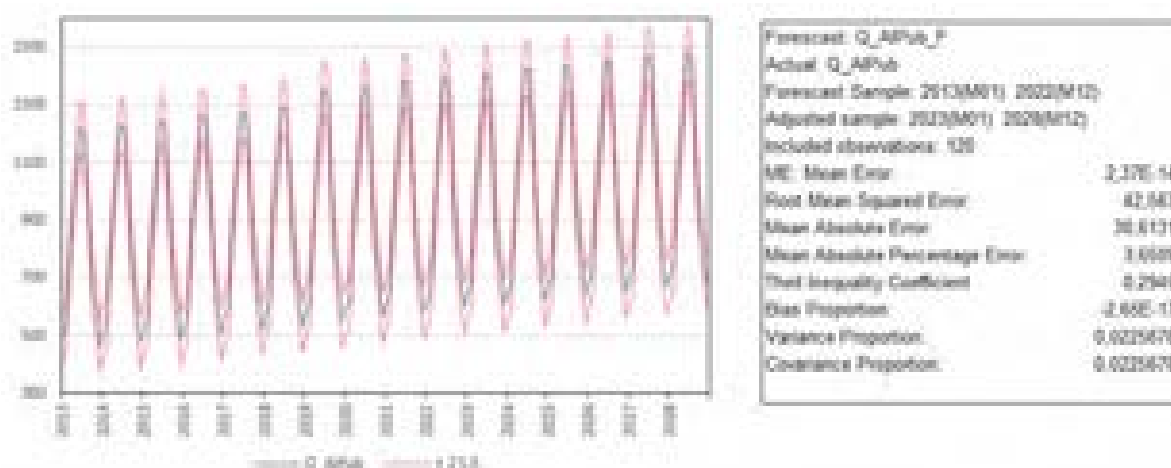


Figura 3.17 – Q_AIPub estimaciones MCO y pronóstico

Regresión por cuantiles para Q_AIPub

El modelo estimado por Regresión por Cuantiles (QR en inglés), presenta las mismas características que el estimado como escenario moderado por Mínimos Cuadrado Ordinarios (MCO). El pronóstico de esta estimación es más parsimonioso, dado que prioriza los valores ubicados en el cuarto superior de la serie, es decir, le dan una mayor probabilidad de ocurrencia. Esto permite estimar la posible demanda máxima de la tarifa de alumbrado público.

Tabla 3.16 - Q_TAP estimaciones QR y pronóstico

Dependent Variable: Q_AIPub
 Method: Quantile Regression (tau = 0.75)
 Date: 24/11/2023
 Sample (adjusted): 2010(M01) 2022(M12)
 Included observations: 120
 Huber Sandwich Standard Errors & Covariance
 Sparsity method: Kernel (Epanechnikov) using residuals
 Bandwidth method: Hall-Sheather, bw=0.1245
 Estimation successful but solution may not be unique

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	1021.34134	122.50830	8.33692	0.00000
D2	-193.29920	13.34377	-14.48610	0.00000
D6	28.32444	23.96221	1.18205	0.23954
D7	95.36023	23.64545	4.03292	0.00010
D8	51.36583	19.75610	2.60000	0.01050
HorasLuz	-2.28775	0.07564	-30.24521	0.00000
TendConsumo	0.81008	0.12033	6.73206	0.00000
QEstruct	65.94314	17.15141	3.84477	0.00020
R-squared	0,8757	Mean dependent var.		895,8466
Adjusted R-squared	0,6812	S.D. dependent var.		284,4483
S.E. of regression	45,02	Objective		1517,52
Quantile dependent var	2061,2841	Quasi-LR statistic		529,75
Prob(Quasi-LR stat)	0,000000			

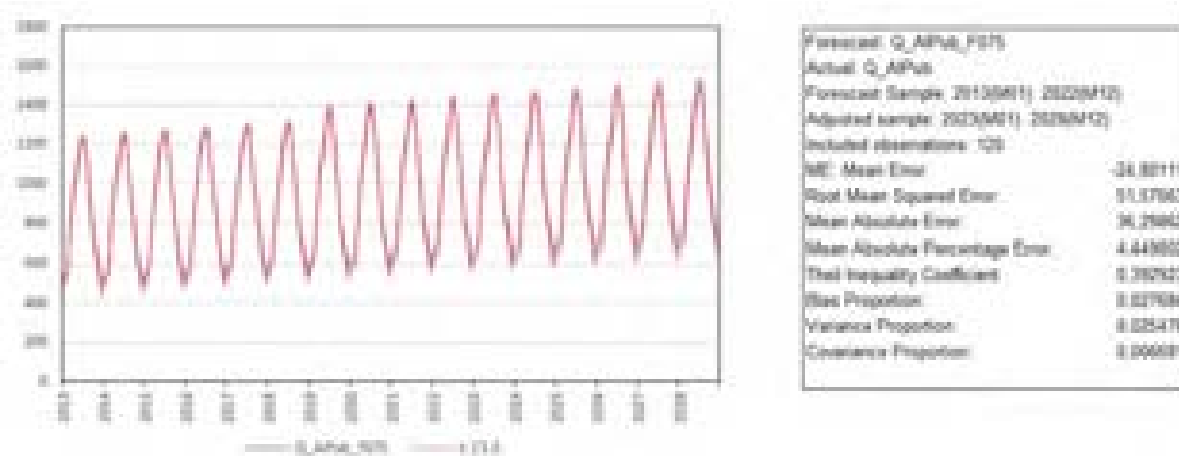


Figura 3.18 – Q_AIPub estimaciones QR y pronóstico

Suavización Exponencial Multiplicativa Holt-Winters para Q_AIPub

El Método de Suavización Exponencial de Holt-Winters pronostica la serie de tiempo consumo energético del alumbrado público, se observa un menor consumo medio en los meses de noviembre a marzo, porque es la época de mayor cantidad de horas de sol, para luego aumentar el consumo de iluminación en las calles, por oscurecer por más tiempo, el sol aparece más tarde y el ocaso se produce más temprano, de los meses de mayo a octubre de cada año. La tendencia es constante, siguiendo el ritmo de la serie 2013/2019, en el 2020 se produce un quiebre estructural y se observa un crecimiento en bloque, posiblemente por algún tipo de inversión significativa, a partir de ese momento se observa una leve tendencia creciente.

Tabla 3.17 - Q_AIPub estimaciones HW y pronóstico

Sample: 2010M01 2022M12
 Included observations: 120
 Method: Holt-Winters Multiplicative Seasonal
 Original Series: Q_AIPub
 Forecast Series: Q_AIPub_HW

Parameters:	Alpha	0.5089
	Beta	0.0000
	Gamma	0.6874
Sum of Squared Residuals		27029,43
Root Mean Squared Error		15,82

End of Period Levels:	Mean	976,2567
	Trend	1,247749
	2022M01	0,6044720
	2022M02	0,6758832
	2022M03	0,8955934
	2022M04	1,0534062
	2022M05	1,2836777
	2022M06	1,4575643
	2022M07	1,4760499
	2022M08	1,2889282
	2022M09	1,0593120
	2022M10	0,9001998
	2022M11	0,6976365
	2022M12	0,5877568

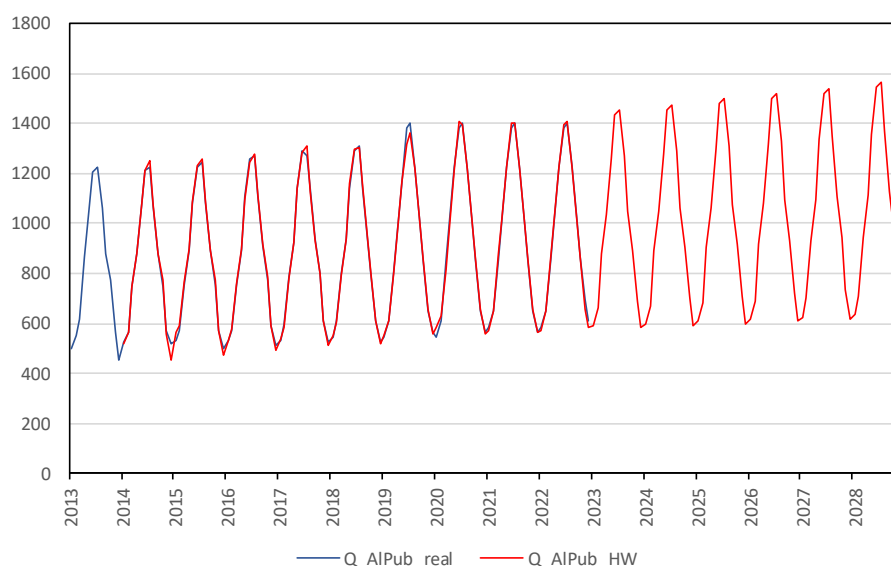


Figura 3.19 – Q_AIPub estimaciones SM y pronóstico

Comparación dos métodos de estimación para Q_AIPub

Se debe destacar que, el alumbrado público es considerado un servicio importante para la comunidad al permitir reducir el riesgo de sufrir algún hecho de inseguridad por lo que, más allá de las variaciones en el precio, en algunas comunas, hay una inversión y mejora en las luminarias

públicas. El método de estimación por MCO se utilizó para un escenario conservador en la proyección del consumo y se observa que hubo un comportamiento de quiebre estructural en el modelo entre los años 2019-2020 observándose un incremento en la energía consumida en este sector. Por otro lado, el escenario optimista muestra un leve aumento en el nivel del consumo, manteniendo el comportamiento estacional del mismo como. En las proyecciones, se observa que las estimaciones por Suavización Exponencial de Holt-Winters Multiplicative, están levemente por encima de las proyecciones por MCO, a partir de los años 2024 al 2028, es superior apenas en un 0,04%. En el año 2028 se observa una variación de 0,3% entre el escenario moderado y el escenario optimista. En ambas predicciones la tendencia es creciente.

Tabla 3.18 - Q_AIPub estimaciones y pronóstico (MCO y HW)

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (promedio de tasas interanuales)	
	Q_AIPub Alumbrado Público Moderado MCO	Q_AIPub Alumbrado Público Optimista Holt-Winters Multiplicative
2023	1,50%	2,73%
2024	1,20%	1,52%
2025	1,79%	1,50%
2026	1,45%	1,48%
2027	1,41%	1,45%
2028	1,13%	1,43%
2024-2028	1,40%	1,49%

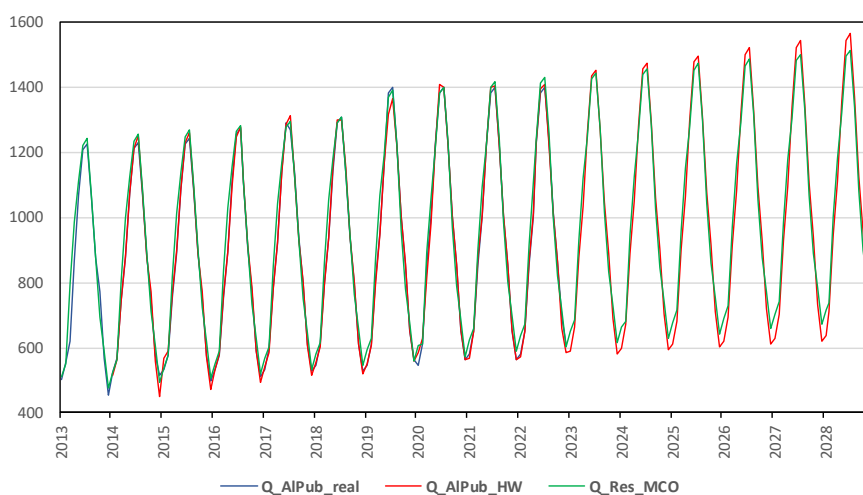


Figura 3.20 – Q_AIPub estimaciones y pronóstico (MCO y HW)

3.5. Estimación de energía eléctrica total

En esta sección se presentan las estimaciones para la Demanda Total de la empresa distribuidora Cooperativa Eléctrica de Río Grande, a partir del agregado mensual de las cinco

tarifas consideradas: Residencial; General; Medianas Demandas, Grandes Demandas y Alumbrado Público.

Para la Demanda Total se agregan las estimaciones de cada una de las categorías tarifarias. Como ya se expresó, a lo largo del documento, el método de estimación por MCO se utiliza para un escenario moderado en la proyección del consumo y el método de estimación de Regresión por Cuantiles para los consumos optimistas. La proyección es para el período 2023/2028. Las tasas de crecimiento anual estimadas resultaron mayores en el año 2024, el escenario moderado da una tasa probable de crecimiento de 3,17%; mientras que en la versión optimista alcanza el 8,83%. Ambas se estabilizan al final del periodo en el entorno de 2,59% en el caso moderado y 3,27% en el optimista.

Tabla 3.19 - Demanda Total estimaciones y pronóstico (MOD y OPT)

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (promedio de tasas interanuales)	
	DEMANDA TOTAL	DEMANDA TOTAL
	Moderado	Optimista
2023	-0,18%	1,02%
2024	5,22%	6,04%
2025	2,38%	2,99%
2026	2,86%	3,43%
2027	2,80%	3,40%
2028	2,59%	3,27%
2024-2028	3,17%	3,83%

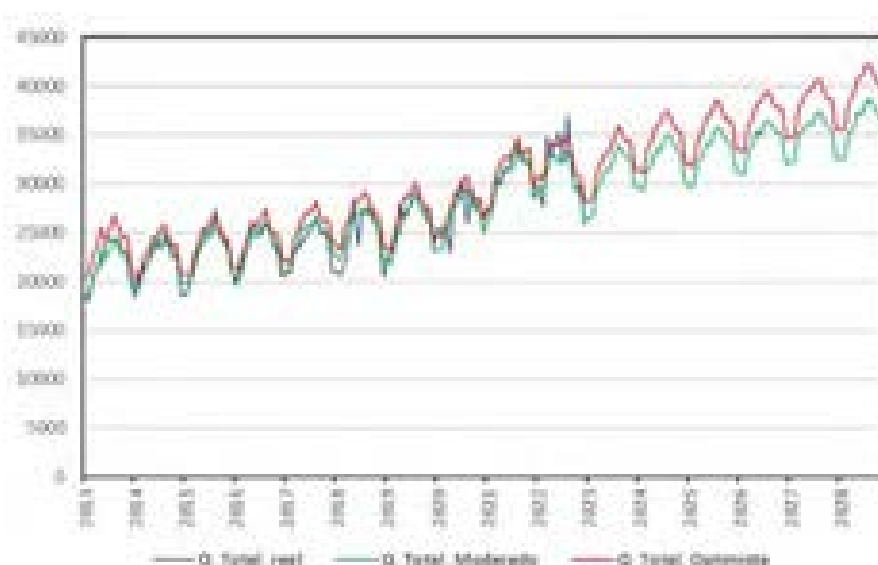



Figura 3.21 – Demanda Total estimaciones y pronóstico (MOD y OPT) [MWh]

Cabe destacar, que las series históricas en el Consumo de Energía Eléctrica han seguido un patrón quinquenal errático en cuanto a sus tasas de crecimiento. A continuación, se presentan

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda CRG v2.docx	Fecha: 04/11/2023	Página: 36 de 49
	TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Cooperativa Eléctrica de Río Grande		

los cuadros resúmenes de los valores observados y los pronosticados en sus escenarios moderados y optimistas para las categorías tarifarias analizadas.

Tabla 3.20 - Q_Res y Q_Gen consumos observados y pronosticados

Año	Tasas de Crecimiento anual promedio Quinquenal Observadas y Estimadas					
	Q_Res Observado	Q_Res Moderado	Q_Res Optimista	Q_Gen Observado	Q_Gen Moderado	Q_Gen Optimista
2013-2017	0,89%	1,16%	1,24%	0,82%	0,24%	0,24%
2018-2022	2,08%	1,02%	1,09%	5,89%	5,26%	5,45%
2024-2028	-	2,47%	2,62%	-	0,81%	0,89%

En la categoría Residencial los consumos de electricidad, 2013/2017 se mantuvieron por debajo del 1% y en algunos años tuvieron valor negativo, en el quinquenio 2017-2018 hubo una fuerte recuperación alcanzando un valor promedio del 2,08%. En cuanto a los valores estimados se espera una tasa de crecimiento promedio del orden de 2,47% y 2,62% anual para los escenarios Moderado y Optimista. En el caso del consumo General, las altas tasas de crecimiento anuales del quinquenio 2013/2017, se mantuvieron en torno al 1%, similar al sector residencial, por tuvieron un fuerte crecimiento en el periodo 2018-2022. Se espera que para el periodo 2024-2028 la tasa de crecimiento vuelva a valores próximos al 1% en ambos escenarios.

Tabla 3.21 - Q_MedDem y Q_GranDem consumos observados y pronosticados

Año	Tasas de Crecimiento anual promedio Quinquenal Observadas y Estimadas					
	Q_MedDem Observado	Q_MedDem Moderado	Q_MedDem Optimista	Q_GranDem Observado	Q_GranDem Moderado	Q_GranDem Optimista
2013-2017	1,08%	0,80%	0,72%	2,96%	5,01%	5,85%
2018-2022	-0,66%	-0,21%	-0,14%	9,33%	7,99%	7,68%
2024-2028	-	2,27	2,90	-	3,95%	4,87%

Los consumos de las Medianas y Grandes Demandas son altos para los quinquenios 2013/2017, en el periodo 2018-2022 hubo una fuerte contracción producto de la pandemia COVID-19, comenzó una fuerte recuperación a mediados de 2021 y ha logrado estabilizarse en los tiempos actuales. Para el quinquenio 2024-2028 se espera una tasa de crecimiento del 2,27% y 3,95% para los sectores Medianas Demandas y Grandes demandas respectivamente bajo un escenario Moderado. Bajo un escenario optimista, las proyecciones resultan en tasas que rondan un crecimiento del 2,9% y 4,87% anual, en las categorías Medianas y Grandes Demandas respectivamente.

Tabla 3.22 - Q_AIPub consumos observados y pronosticados

Año	Tasas de Crecimiento anual promedio Quinquenal Observadas y Estimadas		
	Q_AIPub Ovservado	Q_AIPub Optimista	Q_AIPub Optimista
2013-2017	1,94%	1,73%	1,55%
2018-2022	1,78%	1,87%	1,90%
2024-2028	-	1,40%	1,49%

Tabla 3.23 - Demanda Total Agregada: consumos observados y pronosticados

Año	Tasas de Crecimiento anual promedio Quinquenal Observadas y Estimadas		
	DEMANDA TOTAL Observado	DEMANDA TOTAL Moderado	DEMANDA TOTAL Optimista
2013-2017	1,95%	2,96%	3,39%
2018-2022	6,03%	5,06%	4,97%
2024-2028	-	3,17%	3,83%

El resultado de los agregados de consumo de energía eléctrica, resalta el crecimiento en el consumo moderado del 1,95% para el período 2013/2017; incrementándose fuertemente en el periodo 2018-2022 con una tasa promedio anual de 6,03%. Las previsiones para el periodo 2024-2028 son del 3,17% en promedio para el escenario moderado y un 3,83% promedio anual para el escenario optimista.

4. ESTIMACIÓN DEL NÚMERO DE USUARIOS

4.1. Variable explicada

Al igual que para la estimación de los consumos de energía, la base de datos del número de usuarios está constituida por los registros históricos de la empresa distribuidora Cooperativa Eléctrica de Río Grande entre los años 2010 y 2022, para este caso se considera el número de usuarios en un momento determinado del año, en este estudio se consideró el número de usuarios en el mes de diciembre para cada una de las categorías tarifarias consideradas.

Para mantener la homogeneidad en los pronósticos, se consideraron las mismas categorías de usuarios definidas para la estimación del consumo de energía (Residenciales, Generales, Medianas Demandas y Grandes Demandas. El Alumbrado Público no fue considerado para este análisis dado que no obtuvo la información de números de suministros asociados a alumbrado público.

En la tabla 4.1 se muestra el número de usuarios para cada una de las categorías mencionadas en el periodo 2010-2022.

Tabla 4.1 – Número de Usuarios para el periodo 2010-2022

Año	Residencial	General	Medinas Demanda	Grandes Demandas	Total
2010	19027	2549	370	77	22023
2011	19992	2621	399	77	23089
2012	22177	2667	404	77	25325
2013	23810	2772	451	84	27117
2014	24900	2807	479	87	28273
2015	26217	2986	502	78	29783
2016	27667	3036	526	78	31307
2017	28407	3100	546	79	32132
2018	29030	3156	564	88	32838
2019	29646	3221	582	84	33533
2020	30096	3299	589	88	34072
2021	30891	3308	634	97	34930
2022	31905	3522	558	108	36093

En el año 2022 la cantidad de usuarios de la Cooperativa Eléctrica de Río Grande está conformada por un 88,40% de usuarios Residenciales, el 9,76% perteneciente a usuarios Generales, 1,55% asociado a Medianas Demandas y el 0,30% a los usuarios de Grandes Demandas.

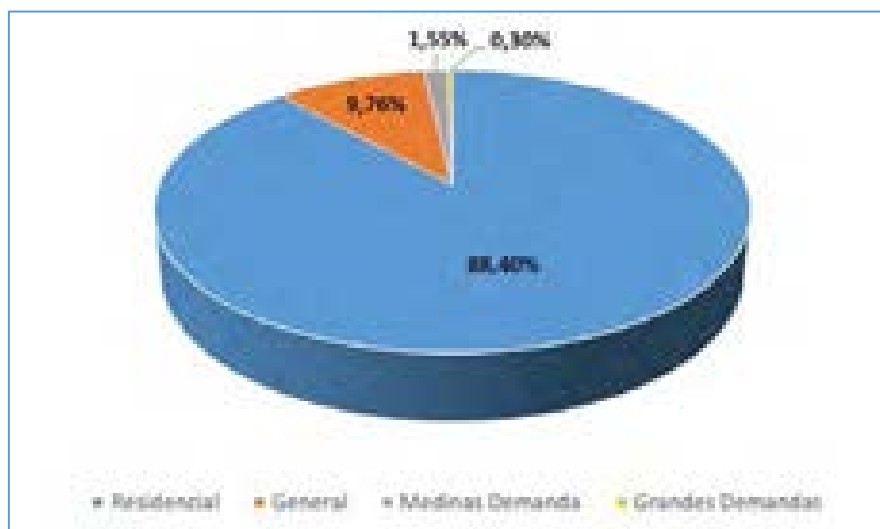


Figura 4.1 - Participación de los distintos grupos tarifarios en el total de usuarios en 2022

4.2. Variables independientes o explicativas

Para la estimación del número de usuarios se utilizaron las siguientes variables explicativas:

- Población de Tierra del Fuego
- Producto Bruto Interno de Argentina
- Empleo Total, Industrial y de Servicios de Tierra del Fuego
- Inercia propia del número de usuarios.

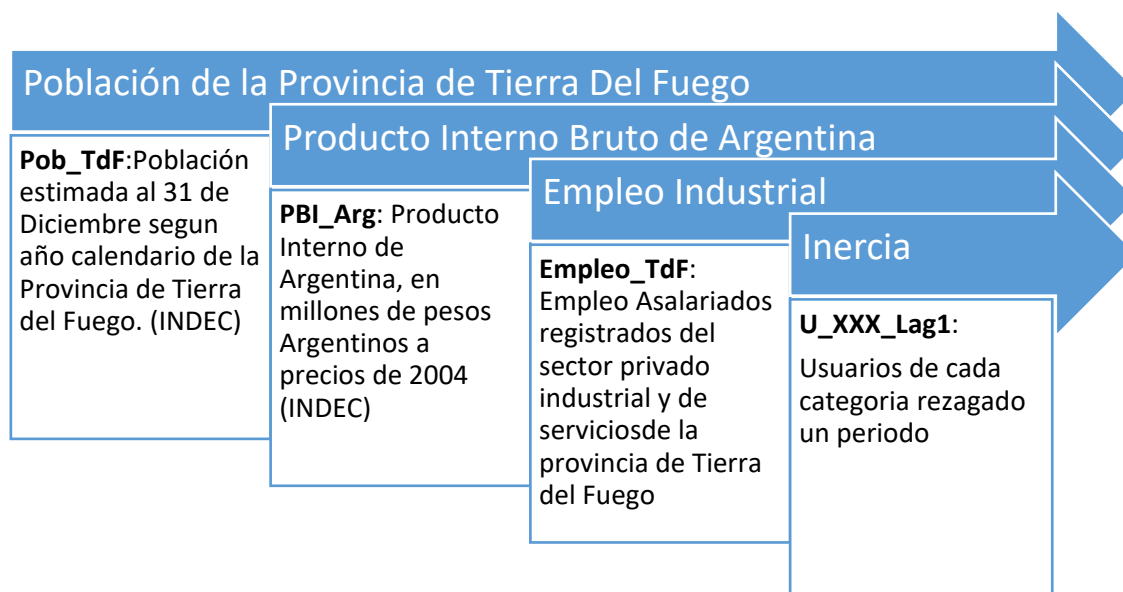


Figura 4.2 –Variables explicativas del número de usuarios

4.3. Modelos de análisis y proyección adoptados

El análisis se encara desde los Mínimos Cuadrados Ordinarios para el número de Clientes (al mes de diciembre de cada año) de cada una de las categorías tarifarias consideradas.

Luego de estimar la regresión se realiza la predicción a futuro, estimando la tasa de crecimiento probable para la cantidad de usuarios, a partir de datos estimados para cada una de las regresoras.

4.4. Estimación del número de clientes por sector de consumo

4.4.1. Sector Residencial - U_Res

Pronostico por MCO para U_Res

La Tabla 4.2 y la Figura 4.3 muestra la estimación del número de usuarios de energía eléctrica residencial (U_Res), por el Método MCO. Se trata de un modelo doble logarítmico, donde la cantidad de clientes depende del empleo de la provincia de Tierra del Fuego y del propio pasado (retardo de un periodo de tiempo). La bondad del ajuste es muy alta ($R^2=99,4\%$), el test d de Durbin-Watson, cae en zona de duda sobre la autocorrelación, al correrse el correlograma de los residuos se comprueba que cumplen con el supuesto de ruido blanco. Tanto el coeficiente que acompaña a la variable Empleo, como a la variable cantidad de usuarios rezagada son significativas.

Tabla 4.2 - U_Res estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Log(U_Res)				
Method: Least Squares				
Date: 21/11/2023				
Sample (adjusted): 2010 2022				
Included observations: 13				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	0,66711	0,20405	3,269	0,004821
Log_Empleo_TdF	0,16354	0,03872	4,224	0,000645
Log_Res_Lag1	0,87997	0,02910	30,239	1,51e-15
R-squared	0,9944	Mean dependent var.		10,01368
Adjusted R-squared	0,9937	S.D. dependent var.		0,27845
S.E. of regression	0,02216	Akaike info criterion		-86,1016
Sum squared resid.	0,00785	Schwarz criterion		-82,3239
Log likelihood	47,0508	Durbin-Watson stat		3,0307
F-statistic	1412,747	h – Durbin		-2,3922
Prob(F-statistic)	2,2e-16			

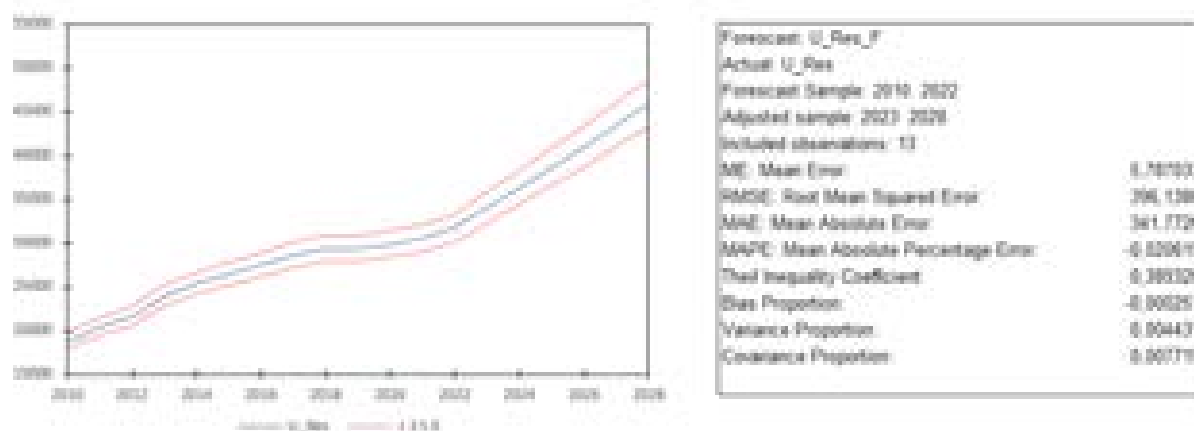


Figura 4.3 - U_Res estimaciones MCO y pronóstico

4.4.2. Sector General - U_Gen

Pronostico por MCO para U_Gen

La Tabla 4.3 y la Figura 4.4 muestra la estimación doble logarítmica del número de usuarios de energía eléctrica General (U_Gen), por el Método MCO. La cantidad de usuarios depende del PBI de Argentina y del componente autorregresivo. La bondad del ajuste es muy alta ($R^2=94,3\%$), el test h de Durbin-Watson, en zona de duda sobre la autocorrelación en los residuos. Ambos coeficientes resultan significativos al 5%; los signos son los esperados. Los clientes han seguido el patrón demográfico de la provincia.

Tabla 4.3 – U_Gen estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Log(U_Gen)				
Method: Least Squares				
Date: 21/11/2023				
Sample (adjusted): 2010 2022				
Included observations: 13				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-1,11982	0,36573	-3,062	0,0108
Log_Pob_TdF	0,76304	0,03059	24,945	4,94e-11
R-squared	0,9826	Mean dependent var.		8,00281
Adjusted R-squared	0,9811	S.D. dependent var.		0,10095
S.E. of regression	0,01389	Akaike info criterion		-70,4570
Sum squared resid.	0,00212	Schwarz criterion		-68,7621
Log likelihood	38,2285	Durbin-Watson stat		1.79436
F-statistic	622,253			
Prob(F-statistic)	4,938e-11			

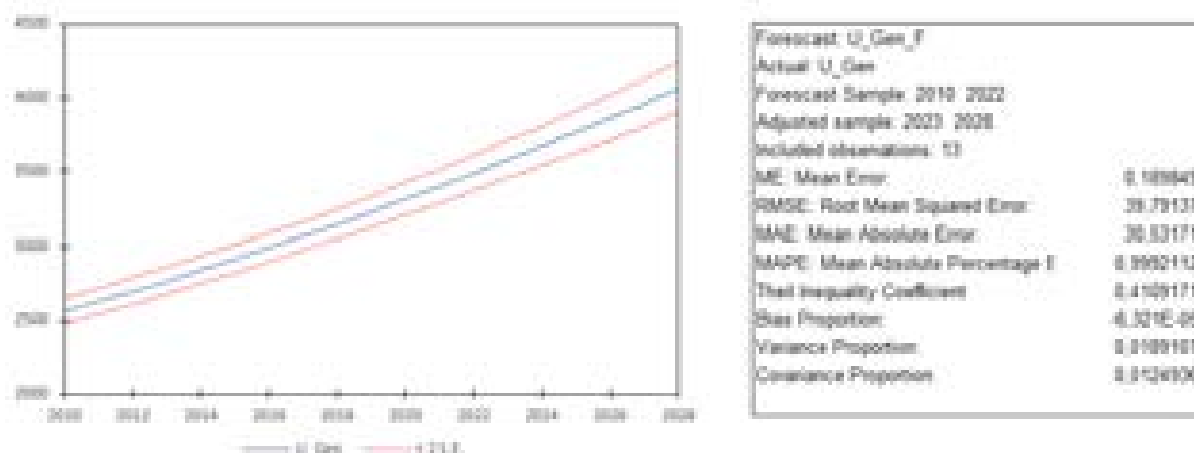


Figura 4.4 - U_Gen estimaciones MCO y pronóstico

4.4.3. Sector Medianas Demanda - U_MedDem

Pronostico por MCO para U_MedDem

El output mínimo cuadrático de la Tabla 4.4 y Figura 4.5, capta una dependencia del número de Usuarios de las consideradas Medianas Demandas con la población de la provincia de Tierra del Fuego y es poco significativa al empleo registrado del sector Industrial y de Servicios. La bondad del ajuste es alta ($R^2=89,8\%$), el test de Durbin-Watson, cae en zona de duda de autocorrelación en los residuos, al correrse el correlograma de los residuos se comprueba que cumplen con el supuesto de ruido blanco. Ambos coeficientes resultan significativos al 5%; los signos son los esperados.

Tabla 4.4 - Q_MedDem estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Log(U_MedDem)				
Method: Least Squares				
Date: 21/11/2023				
Sample (adjusted): 2010 2022				
Included observations: 13				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-8,6995	1,6330	-5,327	0,000334
Log_Pob_TdF	1,2164	0,1297	9,378	2,86e-06
Log_Empleo_IndyServ	0,1136	0,1628	0,698	0,501177
R-squared	0,8986	Mean dependent var.		6,21768
Adjusted R-squared	0,8784	S.D. dependent var.		0,16895
S.E. of regression	0,05892	Akaike info criterion		-32,1366
Sum squared resid.	0,03472	Schwarz criterion		-29,8768
Log likelihood	20,0683	Durbin-Watson stat		1.14435
F-statistic	44,3262			
Prob(F-statistic)	1,07e-05			

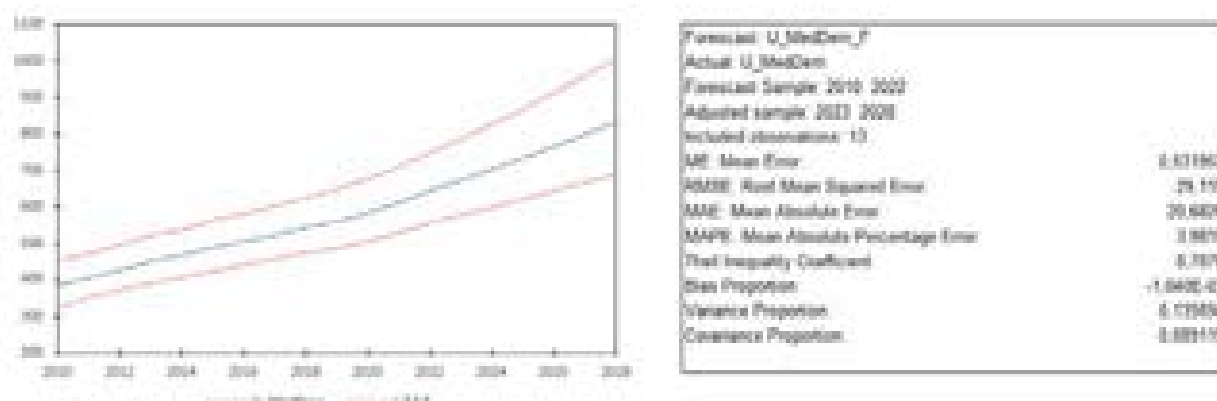


Figura 4.5 - Q_MedDem estimaciones MCO y pronóstico

4.4.4. Sector Grandes Demandas - U_GranDem

Pronostico por MCO para U_GranDem

La Tabla 4.5 y la Figura 4.6 muestra la estimación doble logarítmica del número de usuarios de energía eléctrica del sector Grandes Demandas (U_GranDem), por el Método MCO. La cantidad de usuarios depende de la población de Tierra del Fuego y no se observa dependencia del nivel de empleo industrial y de servicios. La bondad del ajuste es media ($R^2=61,7\%$), el test h de Durbin-Watson, en zona de duda sobre la autocorrelación en los residuos, al correrse el correlograma de los residuos se comprueba que cumplen con el supuesto de ruido blanco.

Tabla 4.5 - Q_GranDem estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Log(U_GranDem)				
Method: Least Squares				
Date: 21/11/2023				
Sample (adjusted): 2010 2022				
Included observations: 13				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-3,11819	1,93055	-1,615	0,13734
Log_Pob_TdF	0,61160	0,15336	3,988	0,00257
Log_Empleo_IndyServ	0,07319	0,19244	0,380	0,71168
R-squared	0,6169	Mean dependent var.		4,43487
Adjusted R-squared	0,5403	S.D. dependent var.		0,10274
S.E. of regression	0,06966	Akaike info criterion		-27,7839
Sum squared resid.	0,04853	Schwarz criterion		-25,5241
Log likelihood	17,8919	Durbin-Watson stat		0,96806
F-statistic	8,051			
Prob(F-statistic)	0.008255			

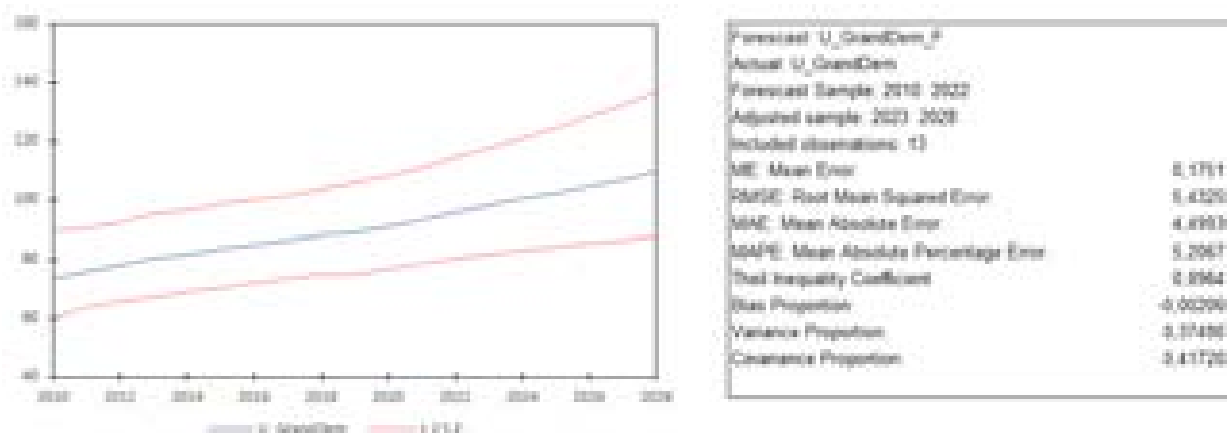


Figura 4.6 - Q_GranDem estimaciones MCO y pronóstico

4.5. Número de Usuarios Total

En esta sección se presentan las estimaciones para la cantidad de Usuarios Total de la empresa Cooperativa Eléctrica de Río Grande, las cuatro tarifas consideradas: Residencial; General; Medianas y Grandes Demandas.

La proyección en la cantidad de clientes de energía eléctrica para las distintas tarifas, difieren directamente relacionadas con la distribución de la población en estudio. Los usuarios residenciales y los generales, al ser más numerosos, presentan tasas más bajas. Las medianas y grandes demandas tienen tasas más altas de cambio a lo largo del período 2023/2028. En todos los casos del, da un salto de reacomodamiento después de la Pandemia 2020/2021, impactando también en el año 2023.

Tabla 4.8 – Cantidad de Usuarios Total

Año	Res	Gen	MedDem	GranDem	Total
2015	26217	2986	502	78	29783
2016	27667	3036	526	78	31307
2017	28407	3100	546	79	32132
2018	29030	3156	564	88	32838
2019	29646	3221	582	84	33533
2020	30096	3299	589	88	34072
2021	30891	3308	634	97	34930
2022	31905	3522	558	108	36093
2023	32524	3578	643	103	36848
2024	33379	3670	703	105	37858
2025	34262	3765	734	107	38868
2026	35171	3862	766	110	39909
2027	36108	3962	799	112	40982
2028	37073	4065	834	114	42086

Tabla 4.9 – Tasa de crecimiento de la cantidad de Usuarios Total

Año	Res	Gen	MedDem	GranDem	Total
2015	5,29%	6,38%	4,80%	-10,34%	5,34%
2016	5,53%	1,67%	4,78%	0,00%	5,12%
2017	2,67%	2,11%	3,80%	1,28%	2,64%
2018	2,19%	1,81%	3,30%	11,39%	2,20%
2019	2,12%	2,06%	3,19%	-4,55%	2,12%
2020	1,52%	2,42%	1,20%	4,76%	1,61%
2021	2,64%	0,27%	7,64%	10,23%	2,52%
2022	3,28%	6,47%	-11,99%	11,34%	3,33%
2023	1,94%	1,58%	15,29%	-4,71%	2,09%
2024	2,63%	2,58%	9,25%	2,11%	2,74%
2025	2,64%	2,58%	4,39%	2,11%	2,67%
2026	2,65%	2,58%	4,39%	2,11%	2,68%
2027	2,66%	2,58%	4,39%	2,11%	2,69%
2028	2,67%	2,58%	4,39%	2,12%	2,70%
2024-2028	2,65%	2,58%	5,36%	2,11%	2,69%

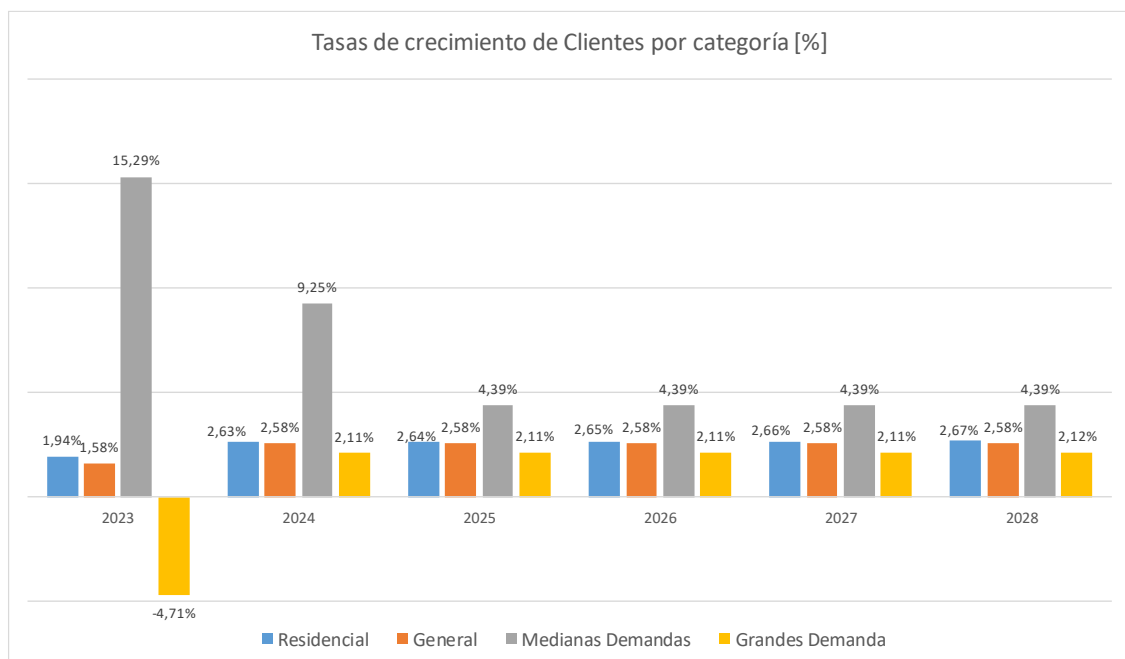


Figura 4.9 - Tasas de crecimiento en la cantidad de Usuarios Total

5. CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA

5.1. Metodología de determinación de demanda máxima

La proyección de la Demanda Máxima se calcula a partir de los resultados de las proyecciones de energía de la empresa distribuidora Cooperativa Eléctrica de Río Grande, el factor de pérdidas y el factor de carga estimado para el periodo de análisis.

Para el cálculo de las pérdidas y el factor de carga se utiliza información histórica de compra de energía y facturación de energía y potencias máximas contratadas.

La metodología de trabajo se basa en los siguientes pasos:

- Estimación de las pérdidas de energías mensuales a partir de la relación entre las ventas totales de energía y la generación, para el periodo 2010-2022.
- Estimación del factor de carga anual a partir de la relación las compras de energía y la demanda máxima registrada para los últimos dos años (2020-2021).
- En base a las estimaciones de ventas de energía para el periodo 2023-2028 y el factor de pérdidas estimado se determina el monto total de compra de energía para el período proyectado.
- Finalmente, a partir de las proyecciones de compras de energía y el factor de carga se determina la demanda máxima para el período proyectado.

La Tabla 5.1 presenta de manera resumida la información suministrada por la empresa distribuidora Cooperativa Eléctrica de Río Grande (CRG). Las figuras 5.1 y 5.2 presentan el porcentaje de pérdidas anuales y el factor de carga anual de la empresa distribuidora CRG respectivamente, para el periodo 2019-2022.

Tabla 5.1 – Serie histórica de compras de energía más generación propia y demanda máxima

Año	Generación de Energía	Facturación de Energía	Pérdidas de Energía	Potencia Máxima	Factor de Carga
	MWh/año	MWh/año	%	MW	
2019	329.175	314.016	4,61%	50,46	0,74
2020	341.412	324.049	5,09%	53,73	0,73
2021	393.096	370.927	5,64%	55,85	0,80
2022	399.502	379.214	5,08%	59,16	0,77
Promedio 2019-2022			5,10%		0,76

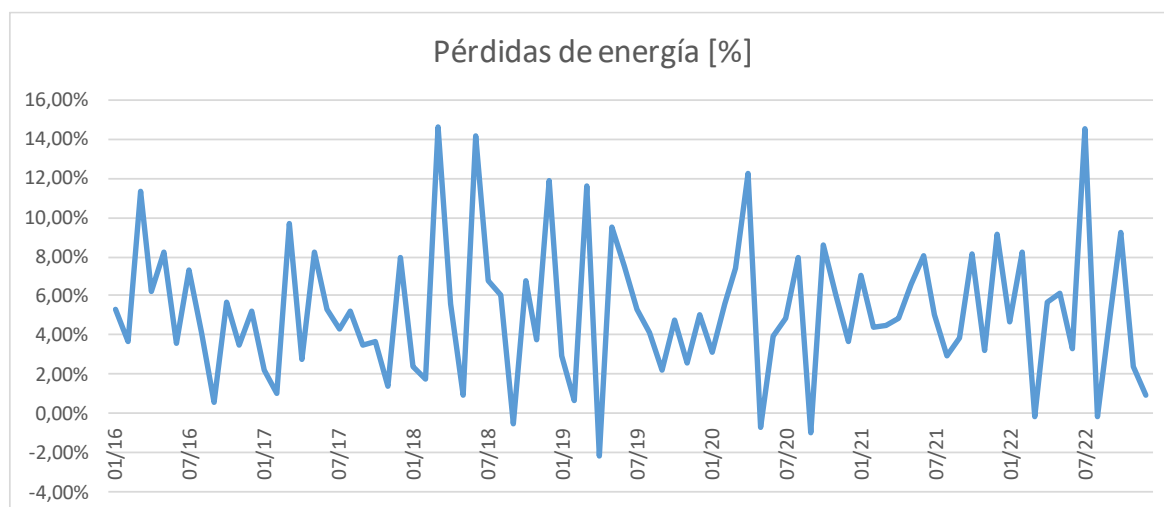


Figura 5.1 - Porcentaje de pérdidas de energía anuales de Coop. Eléctrica de Río Grande

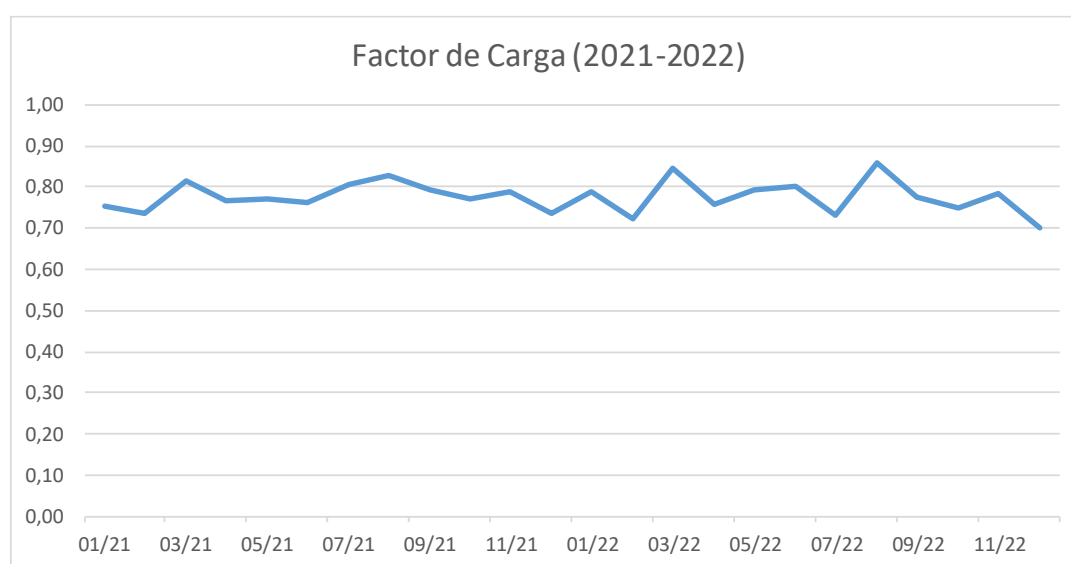


Figura 5.2 - Factor de Carga anual de Coop. Eléctrica de Río Grande

5.2. Cálculo de demanda máxima

5.2.1. Escenario Moderado

En base a la información histórica se obtuvo el promedio de pérdidas en el sistema de distribución para el periodo 2010-2022. El valor promedio de pérdidas de energía del sistema de distribución fue de 5,10%

Seguidamente se calculó el factor de carga anual cuyo valor fue de 0,76.

En base a estos valores y a la energía pronosticada para el periodo 2024-2028 bajo un escenario Moderado se estimó la potencia máxima para el sistema para dicho periodo.

Tabla 5.2 – Potencia máxima escenario moderado

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda CRG v2.docx	Fecha: 04/11/2023	Página: 48 de 49
	TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Cooperativa Eléctrica de Río Grande		

Año	Facturación de Energía	Pérdidas de Energía	Generación de Energía	Factor de Carga	Potencia Máxima
	MWh	%	MWh		MW
2019	314.016	4,61%	329.175	0,74	50,46
2020	324.049	5,09%	341.412	0,73	53,73
2021	370.927	5,64%	393.096	0,80	55,85
2022	379.214	5,08%	399.502	0,77	59,16
2023	370.526	5,10%	390.447	0,76	58,65
2024	389.853	5,10%	410.813	0,76	61,71
2025	399.136	5,10%	420.596	0,76	63,18
2026	410.535	5,10%	432.608	0,76	64,98
2027	422.041	5,10%	444.732	0,76	66,80
2028	432.982	5,10%	456.261	0,76	68,53

5.2.2. Escenario Optimista

En base a la información histórica se obtuvo el promedio de pérdidas en el sistema de distribución para el periodo 2019-2022. El valor promedio de pérdidas de energía del sistema de distribución fue de 5,10%

Seguidamente se calculó el factor de carga anual cuyo valor fue de 0,76.

En base a estos valores y a la energía pronosticada para el periodo 2024-2028 bajo un escenario Optimista se estimó la potencia máxima para el sistema para dicho periodo.

Tabla 5.3 – Potencia máxima escenario optimista

Año	Facturación de Energía	Pérdidas de Energía	Compra de Energía + Generación	Factor de Carga	Potencia Máxima
	GWh	%	GWh		MW
2019	314.016	4,61%	329.175	0,74	50,46
2020	324.049	5,09%	341.412	0,73	53,73
2021	370.927	5,64%	393.096	0,80	55,85
2022	379.214	5,08%	399.502	0,77	59,16
2023	370.526	5,10%	392.379	0,76	58,94
2024	389.853	5,10%	416.082	0,76	62,50
2025	399.136	5,10%	428.532	0,76	64,37
2026	410.535	5,10%	443.224	0,76	66,57
2027	422.041	5,10%	458.295	0,76	68,84
2028	432.982	5,10%	473.291	0,76	71,09

5.2.3. Resultados finales

Finalmente, la tabla a continuación exhibe los resultados de la proyección de las compras de energía más generación propia y la demanda máxima para la Cooperativa Eléctrica de Río Grande. Se recuerda que la misma fue calculada a partir de los resultados de las proyecciones de demanda de energía, la información histórica de compras de energía más generación propia y la información histórica de demanda máxima.

Tabla 5.3 – Estimación de potencia máxima periodo 2024-2027

Año	MODERADO		OPTIMISTA	
	Pot. max. [MW]	Crec. Pmax [%]	Pot. max. [MW]	Crec. Pmax [%]
2019	50,46		50,46	
2020	53,73	6,48%	53,73	6,48%
2021	55,85	3,95%	55,85	3,95%
2022	59,16	5,93%	59,16	5,93%
2023	58,65	-0,87%	58,94	-0,38%
2024	61,71	5,22%	62,50	6,04%
2025	63,18	2,38%	64,37	2,99%
2026	64,98	2,86%	66,57	3,43%
2027	66,80	2,80%	68,84	3,40%
2028	68,53	2,59%	71,09	3,27%
2024-2028		3,17%		3,83%

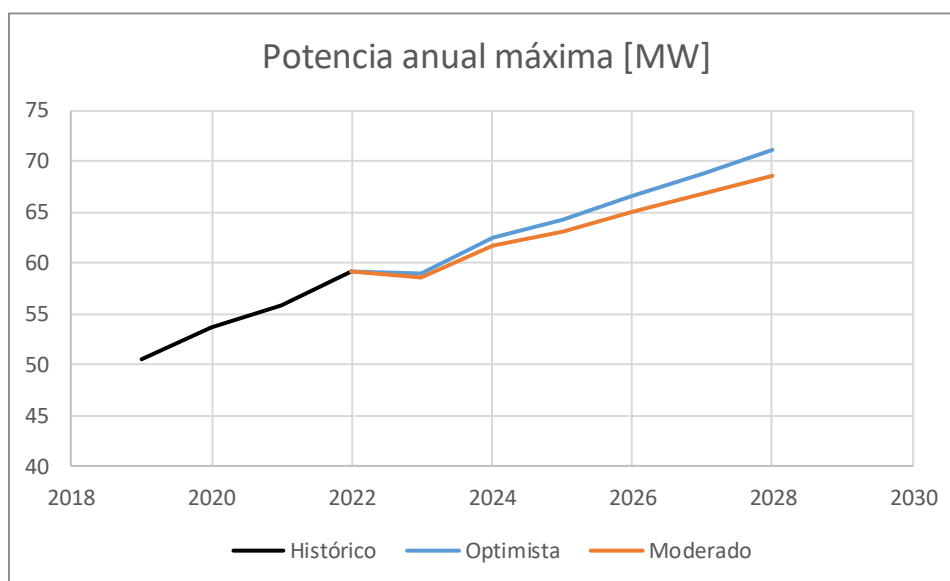




Figura 5.3 – Potencia máxima escenario moderado y optimista



  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda DPE v2.docx	Fecha: 18/11/2023	Página: 1 de 49
<div style="text-align: center;"> TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Dirección Provincial de Energía </div>			

ANEXO ESTUDIO DE DEMANDA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA (DPE)

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	2
2.	CRITERIOS METODOLÓGICOS.....	2
2.1.	Modelos de análisis	2
2.2.	Modelos de Regresión Lineal General.....	4
2.3.	Series de Tiempo.....	9
3.	ESTIMACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	11
3.1.	Variable explicada.....	11
3.2.	Variables independientes o explicativas	14
3.3.	Modelos de análisis y proyección adoptados	15
3.4.	Estimaciones de energía por sector	16
3.5.	Estimación de energía eléctrica total	35
4.	ESTIMACIÓN DEL NÚMERO DE USUARIOS	38
4.2.	Variables independientes o explicativas	39
4.3.	Modelos de análisis y proyección adoptados	40
4.4.	Estimación del número de usuarios total	40
4.5.	Número de Usuarios Total	43
5.	CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA	46
5.1.	Metodología de determinación de demanda máxima	46
5.2.	Cálculo de demanda máxima	47

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda DPE v2.docx	Fecha: 18/11/2023	Página: 2 de 49
<p style="text-align: center;">TDF CFI RTI 2023-2028</p> <p style="text-align: center;">Estudio de Demanda Dirección Provincial de Energía</p>			

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente documento es la estimación del consumo de energía eléctrica, la cantidad de usuarios y la potencia máxima para el servicio de distribución de energía eléctrica de la empresa Dirección Provincial de Energía para el quinquenio 2024-2028. Este “Estudio de Demanda” está asociado al proceso de revisión tarifaria de las empresas concesionaria del servicio público de distribución eléctrica de la provincia de Tierra del Fuego el período 2024/2028

El documento se encuentra organizado de la siguiente manera. En el segundo capítulo se presentan los criterios metodológicos, se describen las características de los modelos econométricos y se presenta el modelo lineal general y el modelo de series de tiempo de Box-Jenkins. En el tercer capítulo propone los modelos para la estimación de la demanda, se define la variable explicada y las variables independientes o explicativas. Asimismo, se definen los escenarios de trabajo para las proyecciones. Seguidamente se estiman los modelos para las distintas categorías tarifarias con su correspondiente análisis de parámetros y pronósticos de la variable explicada. El cuarto capítulo hace un tratamiento algebraico similar al tercero, aunque en este caso la variable explicada es el número de usuarios de la empresa distribuidora. En el capítulo cinco se presenta la metodología y proyección de la demanda máxima en base a información histórica y a las proyecciones de energía realizadas en el tercer capítulo.

2. CRITERIOS METODOLÓGICOS

2.1. Modelos de análisis

El desafío de la estimación de demanda de energía radica en que se deben individualizar variables económicas que incidan sobre esta, en el corto y en el largo plazo. Además, estas identificaciones de variables se deben realizar a nivel sectorial, espacial y dentro de este proceso considerar los aspectos relacionados con las respectivas segmentaciones de la demanda eléctrica.

La teoría económica dispone de distintas formas de analizar las relaciones entre consumos de energía y variables económicas como la producción y los precios. En este sentido existen aspectos metodológicos alternativos para analizar estas relaciones.

Tradicionalmente se consideran modelos “Top-Down” y “Bottom-Up”, según el caso y la aplicación. En efecto, es posible estimar consumos energéticos a nivel nacional o global (modelos top-down) o bien sectoriales o de una pequeña comunidad (bottom-up).

Tabla 1.1 – Características de modelos matemáticos

Modelos “Top-Down”	Modelos “Bottom-Up”
Modelos económicos de corte macroeconómico	Enfoque más asociado a los modelos microeconómicos
Son modelos de equilibrio general computables que disponen de una importante consistencia con la teoría económica.	Disponen de una fuerte base de ingeniería y en donde en muchos casos se especifican los requerimientos energéticos de equipos y maquinarias para determinar el consumo energético.
Usa datos económicos agregados	Usa datos detallados en combustibles, tecnologías y políticas
Evalúa costos/beneficios a través de impactos en producción, ingreso, PIB	Evalúa costos/beneficios de tecnologías y políticas individuales
Generalmente asume eficiencia de mercados	No necesariamente asume eficiencia de mercados, sobrepasar barreras de mercado puede resultar en ahorros energéticos costo efectivos
Captura retroalimentación e interacciones intersectoriales	Captura interacciones entre proyectos y políticas
No es un enfoque adecuado para examinar políticas tecnológicas específicas	Utilizado para evaluar costos y beneficios de programas

Fuente: Basado en United Nations Framework Convention on Climate Change, 2005

La Econometría es la disciplina que se ocupa de la cuantificación de los fenómenos económicos y de la verificación de las teorías económicas, con base en los datos que se disponen sobre las distintas variables y aplicando métodos específicos basados en la inferencia estadística y la propia teoría econométrica.

La diferencia entre un modelo económico y un econométrico radica en que: el modelo económico es una representación simplificada de la realidad; el cual se visualiza a través de ecuaciones o expresiones matemáticas. La relación entre las variables es exacta (función matemática) de la forma $y = f(x)$. En cambio, un modelo econométrico contempla adicionalmente otros factores que pueden influir en el comportamiento de los agentes económicos. La relación entre variables no es exacta (término aleatorio), $y = f(x) + \mu$ donde μ es una componente aleatoria o error.

Los métodos econométricos pueden ser:

- Modelos de series de tiempo: Se disponen de observaciones de las variables a lo largo del tiempo. Ej. Datos mensuales de inflación.
- Modelos de corte transversal: Se disponen datos por individuo (personas, empresas, regiones, países, etc.). Ej. Datos de inversiones por países.
- Modelos de datos de panel: Combinación de series temporales y corte transversal. Ej. Llamadas telefónicas e importe, realizadas por familias a lo largo de 3 años.

Según las relaciones entre las variables:

- Modelos uniecuacionales: Solamente interesa una relación de comportamiento, por ejemplo, la influencia de la inflación en el desempleo.
- Modelos multiecuacionales: Interesa estudiar relaciones entre varias variables dependientes con un conjunto de variables independientes, por ejemplo, la demanda y la oferta de carne vacuna.

Según el tipo de relación funcional:

- Modelos lineales
- Modelos no lineales

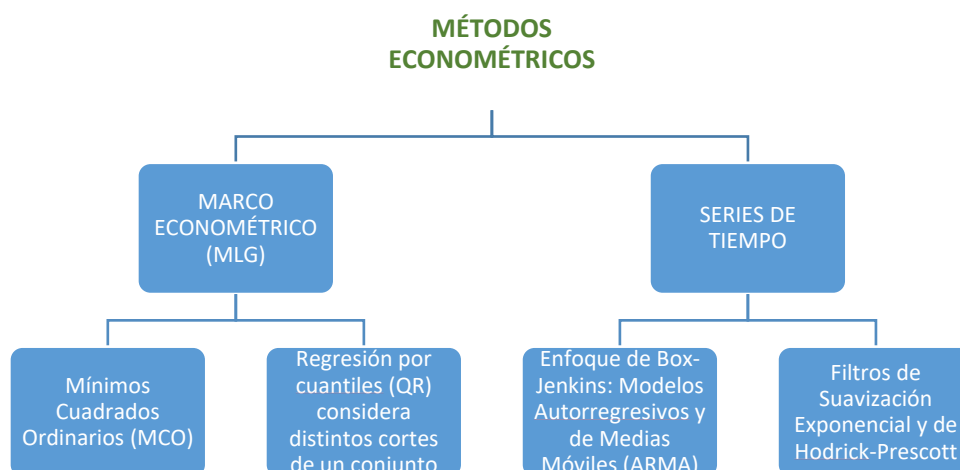


Figura 1.1 – Diagrama de modelos econométricos

2.2. Modelos de Regresión Lineal General

2.2.1. Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO)

En un modelo econométrico, en la realidad, la relación observada entre dos variables no se ajusta exactamente a una línea recta. Esto se debe a que existen otros factores que influyen sobre la variable dependiente además de la variable explicativa. Dichos determinantes no se han incluido en la ecuación del modelo, sino que se resumen en el término de perturbación aleatorio.

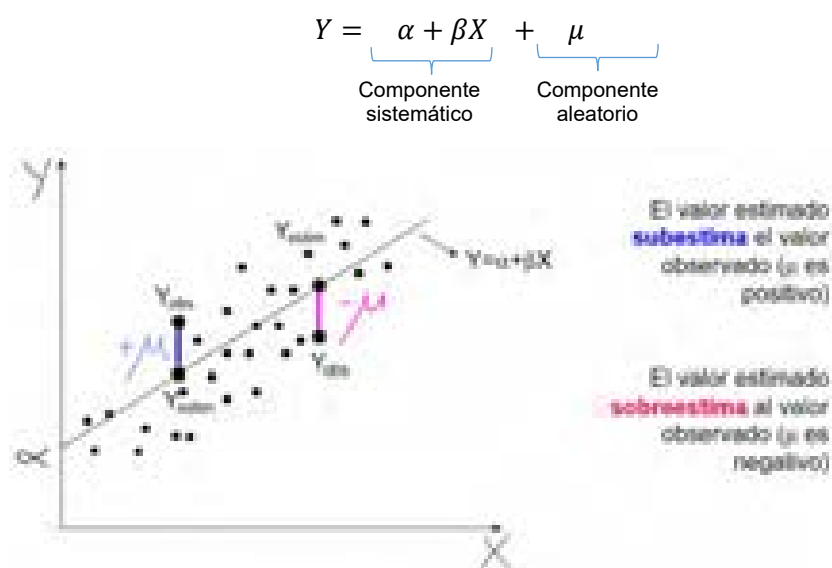



Figura 1.2 – Modelo econométrico MCO

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda DPE v2.docx	Fecha: 18/11/2023	Página: 5 de 49
TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Dirección Provincial de Energía			

En forma general, un modelo puede ser representado como

$$Y_t = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 X_{1t} + \hat{\beta}_2 X_{2t} + \cdots + \hat{\beta}_k X_{kt} + \hat{\mu}_t$$

Para $t=1,2,3,\dots,T$

Donde:

Y_t = observación t -ésima de la variable dependiente Y ,

X_{kt} = observación t -ésima de la variable explicativa X_k , $k=1,2,\dots,K$,

$\hat{\beta}_0$ = intercepto o término independiente,

$\hat{\beta}_k$ = coeficiente o parámetro del regresor X_k ,

$\hat{\mu}_t$ = t -ésimo valor del término de perturbación o error.

El modelo clásico de regresión lineal, mínimos cuadrados ordinarios (MCO) se sustenta en los siguientes supuestos:

- El modelo de regresión es lineal en parámetros.
- Los valores de X son fijos en pruebas repetidas.
- El valor esperado del término de perturbación es cero.
- No existe autocorrelación entre las perturbaciones.
- El término de error es homoscedástico, es decir, tiene la misma varianza para toda la muestra.
- No existe multicolinealidad perfecta o exacta entre las variables explicativas o independientes del modelo.
- El modelo de regresión está correctamente especificado, es decir, no existe sesgo de especificación.

Medidas de evaluación del modelo

La prueba de significancia individual (t) ayuda a decidir si una, varias o todas las variables explicativas incluidas en el modelo pueden considerarse relevantes a la hora de explicar la variable dependiente bajo estudio Y .

El primer paso de este procedimiento consiste en establecer la hipótesis nula y la alternativa para cada parámetro:

$$H_0: \beta_k = 0$$

$$H_1: \beta_k \neq 0$$

Para $k = 1,2,3 \dots, K$

En segundo lugar, se busca el estadístico adecuado, el “ t ” crítico, de interés para contrastar si una variable independiente es relevante a la hora de explicar el comportamiento de la variable dependiente, bajo la hipótesis nula sigue una distribución t de Student con $t - k - 1$ grados de libertad.

La regla de decisión se adopta entonces en los siguientes términos: Si β_k fuera realmente cero, su estimación MCO no debería estar muy alejada de dicho valor y el estadístico t debería ser pequeño. El estadístico t puede tomar valores positivos o negativos.

En el contraste individual a dos colas al nivel de significación del $\alpha\%$, el procedimiento a seguir es el siguiente:

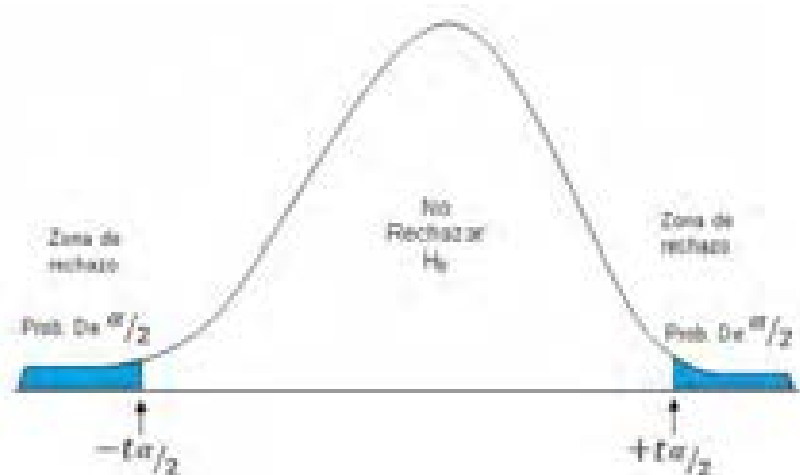


Figura 1.3 – Distribución t-Student

Si

$$|t| = \left| \frac{\hat{\beta}_k}{s_{\hat{\beta}}} \right| > t_{\alpha/2}^{t-k-1}$$

Entonces, se rechaza la H_0 . Para tamaños de muestras grandes, el t^* crítico es de 1,96 para $\alpha/2 = 0,025$

Se concluye que el parámetro es significativamente diferente de cero, es decir, la variable explicativa asociada a dicho parámetro es significativa o relevante a la hora de explicar la variable dependiente Y .

Autocorrelación

Un supuesto importante del modelo lineal clásico es que no existe autocorrelación o correlación serial entre las perturbaciones. En presencia de autocorrelación y heteroscedasticidad, los estimadores MCO, a pesar de ser insesgados, no tienen varianza mínima, es decir, dejan de ser el mejor estimador lineal insesgado (MELI). El supuesto de no autocorrelación entre las perturbaciones implica que $E(\mu_i \mu_j) = 0$ para todo $i \neq j$

Como patrones de autocorrelación encontramos

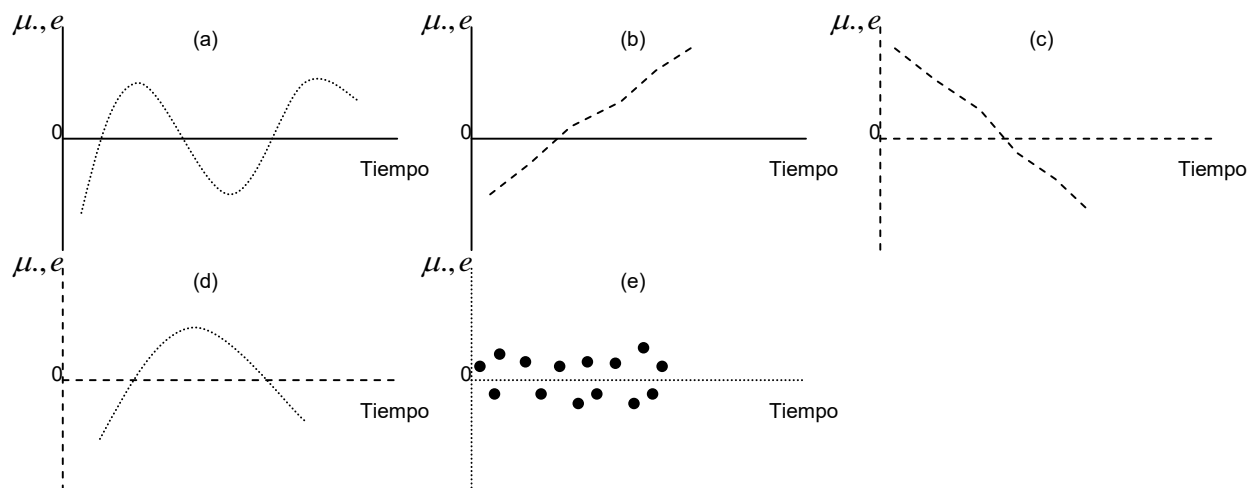


Figura 1.4 – Patrones de autocorrelación

Test d de Durbin-Watson

Es la prueba más conocida para detectar correlación serial, desarrollada por Durbin y Watson. La ecuación es:

$$d = \frac{\sum (e_t - e_{t-1})^2}{\sum e_t^2}$$

donde el denominador es simplemente la suma de residuos al cuadrado (SRC).

Una gran ventaja del estadístico consiste en que se basa en los residuos estimados que se calculan automáticamente en el análisis de regresión.

No existe una distribución probabilística exacta para d . No existe un único valor crítico. Sin embargo, se tiene un límite inferior y otro superior.

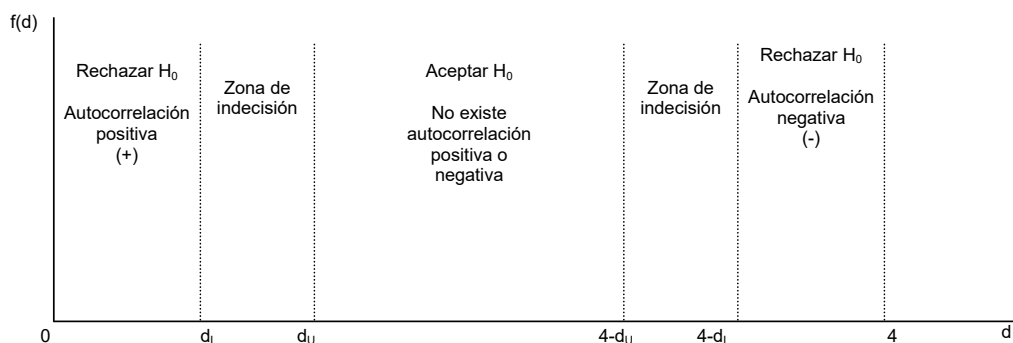


Figura 1.5 – Regiones del test de Durbin-Watson

$$0 \leq d \leq 4$$

$$-1 \leq \rho \leq +1$$

Si $d = 2$ $\rho = 0$ no hay autocorrelación

Medidas de evaluación del modelo MCO

Bondad de ajuste del modelo (R^2): Para que un modelo sea útil para la predicción, ha de ser capaz primero de explicar un alto porcentaje de la variación de la variable de interés y, segundo, de proyectar fuera de tal muestra de forma adecuada el comportamiento de dicha variable. Esto quiere decir que:

$$STC = SEC + SRC$$

donde STC y SRC son las sumas de cuadrados total y residual, respectivamente y, SEC corresponde a la suma de cuadrados explicada por la regresión. El estadístico R^2 o coeficiente de determinación definido como la proporción de la variación total de Y (STC) que es explicada por la regresión (SEC):

$$R^2 = 1 - \frac{SRC}{STC} = \frac{SEC}{STC}$$

$$0 \leq R^2 \leq 1$$

2.2.2. Modelo de regresión por cuantiles

Estos modelos intentan modelar el efecto que x tiene sobre toda la distribución condicional de y , a diferencia de los modelos de regresión estándar que se concentran sólo en la esperanza condicional.

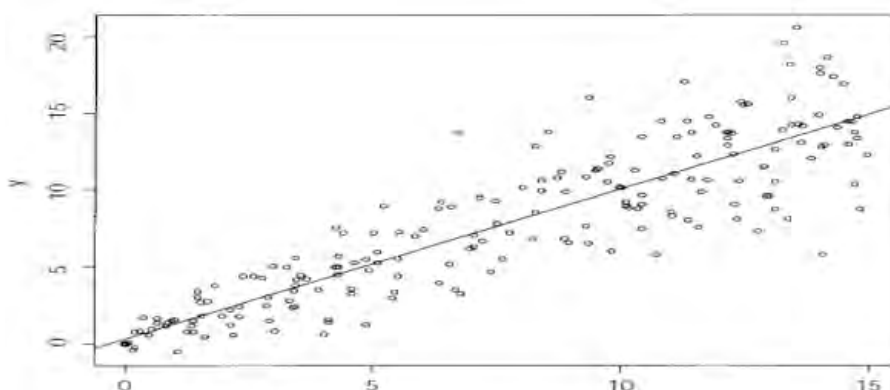


Figura 1.6 –

La presencia de heterocedasticidad rompe la independencia entre x y μ , de una manera particular: si bien x y μ no interactúan en la determinación de la esperanza condicional ($E(\mu/x)$ sigue siendo cero), sí lo hacen en la determinación de la varianza condicional.

La presencia de heterocedasticidad hace que las rectas superiores tengan una pendiente cada vez mayor, de modo que el efecto que x tiene sobre y es notoriamente mayor “arriba” de la distribución: el efecto de x sobre y no es homogéneo.

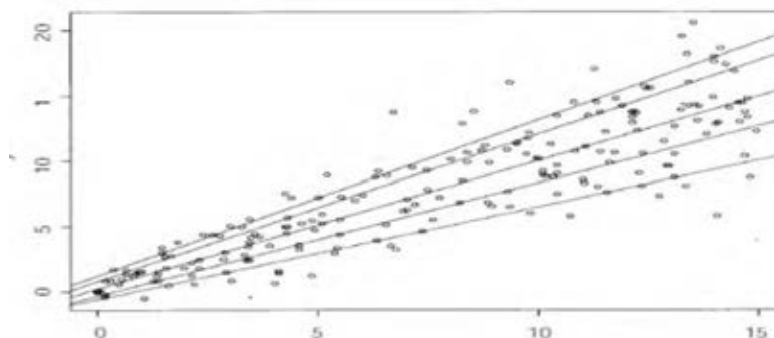


Figura 1.7 –

Koenker y Bassett (1978) proponen el siguiente modelo de regresión para la distribución condicional:

$$Q_{y|x}(\tau) = x'\beta(\tau)$$

en donde $\tau \in (0,1)$ y $\beta(\tau)$ es un vector de K coeficientes. La notación $Q_{y|x}(\tau)$ hace referencia al τ -ésimo cuantil de la distribución de y condicional en x .

La gran flexibilidad del modelo de regresión por cuantiles tiene que ver con que los coeficientes $\beta(\tau)$ no están restringidos a ser iguales entre sí para distintos valores de τ , por lo que este modelo hace referencia a una familia de modelos de regresión, uno para cada cuantil de la distribución condicional.

Por ejemplo si $\tau = 0,75$ entonces, la recta une los cuantiles 0,75 de cada una de las distribuciones:

$$Q_{y|x}(0.75) = \beta_0(0,75) + \beta_1(0,75) x \text{ condicionales de } y \text{ para todos los posibles valores de } x.$$

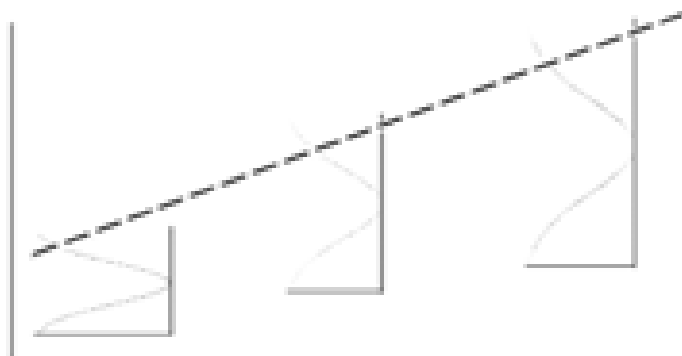




Figura 1.8 –

2.3. Series de Tiempo

2.3.1. Enfoque de Box-Jenkins

El Enfoque de Box-Jenkins (BJ) es una técnica utilizada en los análisis de predicción, ya que permite la utilización de series de tiempo que pueden ser explicadas por los valores pasados o rezagados de sí misma y por los términos estocásticos de error. A diferencia de los modelos de regresión los que derivan de una construcción basada en la teoría económica e involucran el conocimiento de una mayor cantidad de variables. Este enfoque consta de cuatro pasos: identificación, estimación, verificación de diagnóstico y predicción.

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda DPE v2.docx	Fecha: 18/11/2023	Página: 10 de 49
TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Dirección Provincial de Energía			

La clase general de modelos de la metodología Box-Jenkins es la familia de modelos ARIMA con elementos determinísticos (constante, tendencia determinística, estacionalidad determinística, efecto semana santa, efecto días laborables, atípicos, etc). En la especificación de estos modelos entran distintos tipos de parámetros que capturan distintos rasgos de los datos. La expresión general de los modelos ARIMA(p,d,q) (P,D,Q)s:

$$\phi_p(L) \phi_p(L^S) \Delta^d \Delta_S^D \log X = c + \theta_q(L) \theta_q(L^S) a_t$$

2.3.2. Suavización exponencial

El filtro de suavización exponencial calcula el promedio de una serie de tiempo con un mecanismo de autocorrección, obteniendo el promedio de las observaciones de manera exponencial; es decir, los datos se ponderan dando un mayor peso a las observaciones más recientes y uno menor a las más antiguas.

El pronóstico de suavización exponencial simple es óptimo para patrones de series con comportamiento aleatorios o nivelados donde se pretende eliminar el impacto de los elementos irregulares históricos.

Cuando hay una tendencia lineal se usa el filtro de Holt. Este modelo es apropiado para series en las que hay una tendencia, pero sin estacionalidad. Sus parámetros de suavizado son el nivel y la tendencia, que no están limitados por los valores del otro. El suavizado exponencial de Holt es más parecido a un modelo ARIMA con cero órdenes de autorregresión, dos órdenes de diferenciación, y dos órdenes de media móvil.

La herramienta predicción de suavizado exponencial utiliza el método de suavizado exponencial de Holt-Winters. Aditivo para descomponer las series temporales de cada ubicación de un cubo de espacio-tiempo en componentes estacionales y de tendencia para pronosticar eficazmente los periodos de tiempo futuros de cada ubicación.

El filtro de suavización exponencial resuelve un problema de minimización:

$$\min_{\{\tau_t\}_{t=1}^T} \left[(y_t - \tau_t)^2 + \lambda (\tau_t - \tau_{t-1})^2 \right]$$

Se suma al pronóstico del período, la diferencia entre este y el anterior, elevados al cuadrado y multiplicados por el factor de suavización (lamda). Con esto se consiguen valores con menor variabilidad y se podrá observar mejor la evolución de la serie temporal.

La función de transferencia del filtro cíclico es:

$$H_{ES}(\omega) = \left| \frac{2\lambda(1 - \cos(\omega))}{2\lambda(1 - \cos(\omega)) + 1} \right|^2$$

El valor óptimo del parámetro de suavización es $\lambda=40, 31, 27, 26$ y 25 para un proceso autorregresivo de orden cinco.

	Documento: Estudio de Demanda DPE v2.docx	Fecha: 18/11/2023	Página: 11 de 49
	<p style="text-align: center;">TDF CFI RTI 2023-2028</p> <p style="text-align: center;">Estudio de Demanda Dirección Provincial de Energía</p>		

3. ESTIMACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1. Variable explicada

La información base para la estimación de los consumos de energía y posteriormente el número de usuarios está constituido por los registros históricos de la Dirección Provincial de Energía y el banco de datos del Instituto Provincial de Análisis e Investigación, Estadística y Censos (IPIEC) entre los años 2016 y 2022.

El estudio de estimación de la demanda comprende la ciudad de Ushuaia y la localidad de Tolhuin. Las localidades de Almanza y San Sebastián no fueron consideradas porque se carecía de registros históricos de consumos de energía y número de usuarios.

Para alcanzar una mayor precisión en la estimación de los consumos, la información disponible se separó por categorías homogéneas de consumos y por ende de comportamiento. Las ventajas de agrupar el consumo de energía de las categorías tarifarias son las siguientes:

- Se trata de usuarios para los cuales se espera un comportamiento similar, o sea respuestas económicas análogas.
- Un modelo para estimar en forma aislada el consumo de las diferentes categorías debería incluir ciertas variables omitidas que permitan explicar no el nivel de consumo de energía, ni las variaciones de los usuarios, sino el traspaso de los mismos de una categoría hacia otra. En este caso, la variable omitida es el precio relativo de la energía (y potencia) de las categorías tarifarias.
- Una vez agrupadas las categorías, la variable precio relativo de estas categorías se hace irrelevante (permitiéndonos obtener estimadores insesgados y consistentes), ya que los movimientos de una a otra categoría no alteran el nivel observado de consumo de energía.
- A pesar del comportamiento sumamente variable en algunas categorías separadas, las series agrupadas no presentan tanta variabilidad. Esto se observa empíricamente en las series de consumo de energía.

Para el presente trabajo, se conformaron 5 grupos tarifarios los cuales corresponden a las siguientes categorías:

- Residenciales
- Generales
- Demandas Medianas
- Demandas Grandes
- Alumbrado Publico

En la Tabla 3.1. se muestran los datos de las categorías mencionadas, así como su clasificación tarifaria a diciembre de 2022. Finalmente se presenta el consumo por sector y porcentaje de participación en el consumo total para el año 2022.



  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda DPE v2.docx	Fecha: 18/11/2023	Página: 12 de 49
	<p align="center">TDF CFI RTI 2023-2028</p> <p align="center">Estudio de Demanda</p> <p align="center">Dirección Provincial de Energía</p>		

Tabla 3.1 – Demanda de Energía Anual por categoría tarifaria

Grupo	Código	Categoría Tarifaria	Energía [MWh/año]	Porcentaje de Energía
Residencial (RES)	TR1	Residencial Nivel 1	84.261	34,52%
	TR2	Residencial Nivel 2		
	TR3	Residencial Nivel 3		
	TR-M	Minado Criptomonedas		
General (GEN)	T1G	General	29.651	12,15%
	T1G-M	Minado Criptomonedas		
Medianas Demandas (MedDem)	T2	Medianas Demandas - Potencia entre 10kW y 30 kW	10.844	4,44%
	T2-M	Medianas Demandas - Potencia entre 10kW y 30 kW - MINADO CRIPTOMONEDA		
	T3MT	Media Tensión		
Grandes Demandas (GrandDem)	T3MT-M	Media Tensión - MINADO CRIPTOMONEDA	110.939	45,45%
	T3MB	Bornes Trafo Media a Baja Tensión		
	T3MB-M	Bornes Trafo Media a Baja Tensión - MINADO CRIPTOMONEDA		
	T3BT	Baja Tensión		
	T3BT-M	Baja Tensión - MINADO CRIPTOMONEDA		
Alumbrado Público (AP)	TAP		8.381	3,43%
TOTAL			379.215	100%

Se puede observar que el 34,52% de la demanda de energía está conformada por el consumo Residencial; correspondiendo el 12,15% al sector General; 3,43% al Alumbrado Público y el 49,90% restante corresponde a Medias y Grandes Demanda. La Figura 3.1, muestra el porcentaje de participación en base a la energía anual facturada para el año 2022.

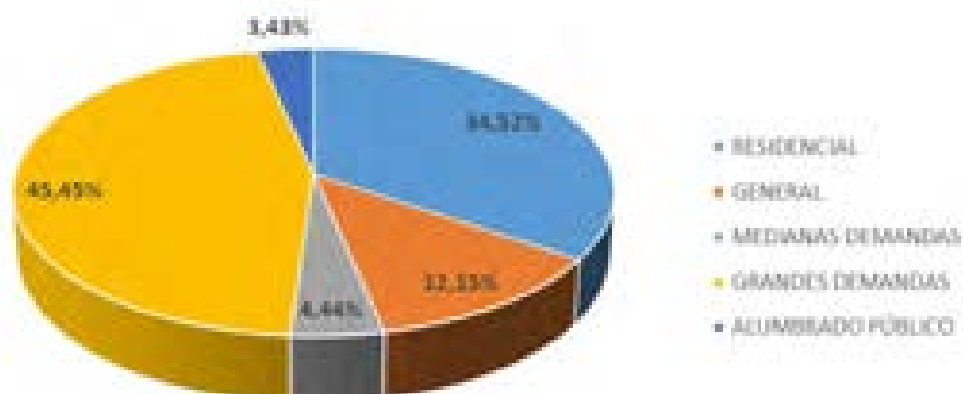


Figura 3.1 - Participación por sector de consumo de energía correspondiente al año 2022

A modo ilustrativo, la Tabla 3.2 presenta los consumos anuales para el periodo 2016-2022. Estos datos inicialmente fueron proporcionados por la empresa Dirección Provincial de Energía en formato mensual complementados por información de banco de datos del Instituto Provincial de Análisis e Investigación, Estadística y Censos (IPIEC). Es importante resaltar que para la estimación de los modelos como para los pronósticos de la energía demandada se utilizaron series de tiempo con resolución mensual.

Tabla 3.2 – Demanda de Energía Anual (GWh/año)

Año	Residencial	General	Medianas Demandas	Grandes Demandas	Alumbrado Público	Total
2016	70,01	26,70	10,66	107,15	8,33	222,85
2017	69,28	26,62	10,72	102,73	8,34	217,70
2018	70,78	27,22	10,49	107,38	8,36	224,24
2019	71,82	27,31	10,16	100,57	8,37	218,24
2020	75,94	24,38	8,61	91,47	8,39	208,78
2021	78,75	26,73	9,35	106,24	8,38	229,46
2022	84,26	29,65	10,84	110,94	8,38	244,08

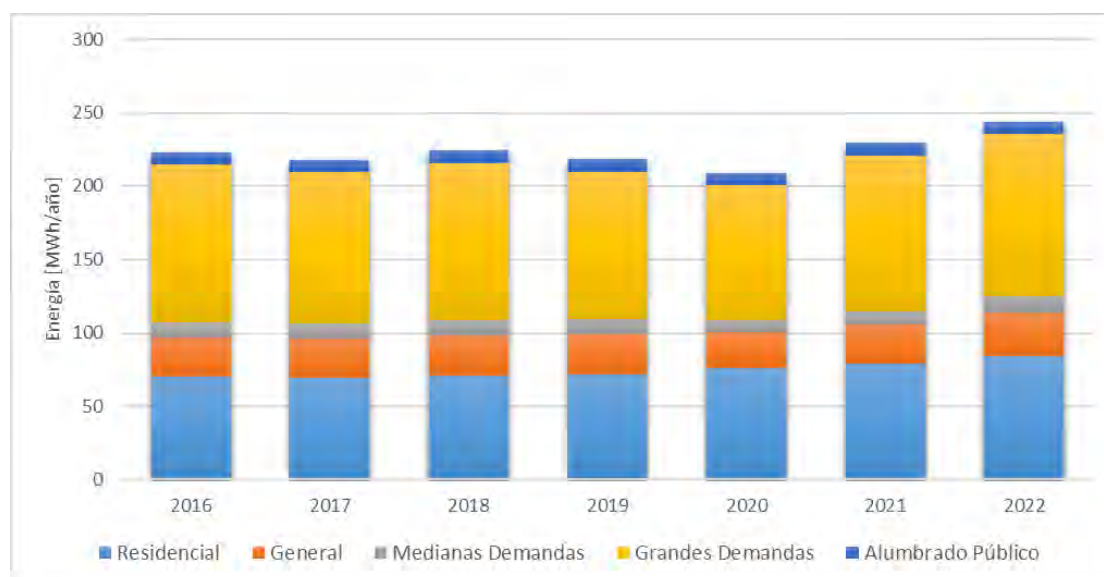


Figura 3.2 - Demanda de Energía Anual (GWh/año)

3.2. Variables independientes o explicativas

Las variables independientes o explicativas que se analizarán para ajustar los modelos de pronóstico son las siguientes:

- **Precio del bien:** Se utiliza como dato el precio monómico estacional de la energía eléctrica, en pesos argentino constante de 2022 según el índice IPC de la provincia de San Luis. Para las categorías Medias Demandas, Grandes Demandas se realizarán pruebas con el precio monómico deflactado por diferentes tipos de cambio de Dólar (Oficial y Financieros).
- **Ingreso de los consumidores:** El ingreso de los consumidores es representado por el Estimador Mensual de la Actividad Económica (EMAE que proporciona el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INDEC).
- **Precio del complementario:** Como precio de un bien complementario se usa la serie de precios de los electrodomésticos recabada por INDEC; expresada en \$ constantes de abril 2022 (se deflacta con el IPC de San Luis).
- **Estacionalidad:** Para representar la estacionalidad de la variable se utilizan variables dicotómicas para cada uno de los meses del año. Adicionalmente, para diferentes sectores se utiliza la temperatura media mensual y la diferencia de temperaturas mensuales respecto a 22°C elevadas al cuadrado, finalmente se utilizarán las horas de luz solar para cada uno de los meses del año.

La Figura 3.3 representa esquemáticamente las variables explicativas que utilizarán los modelos de estimación de consumo de energía eléctrica.

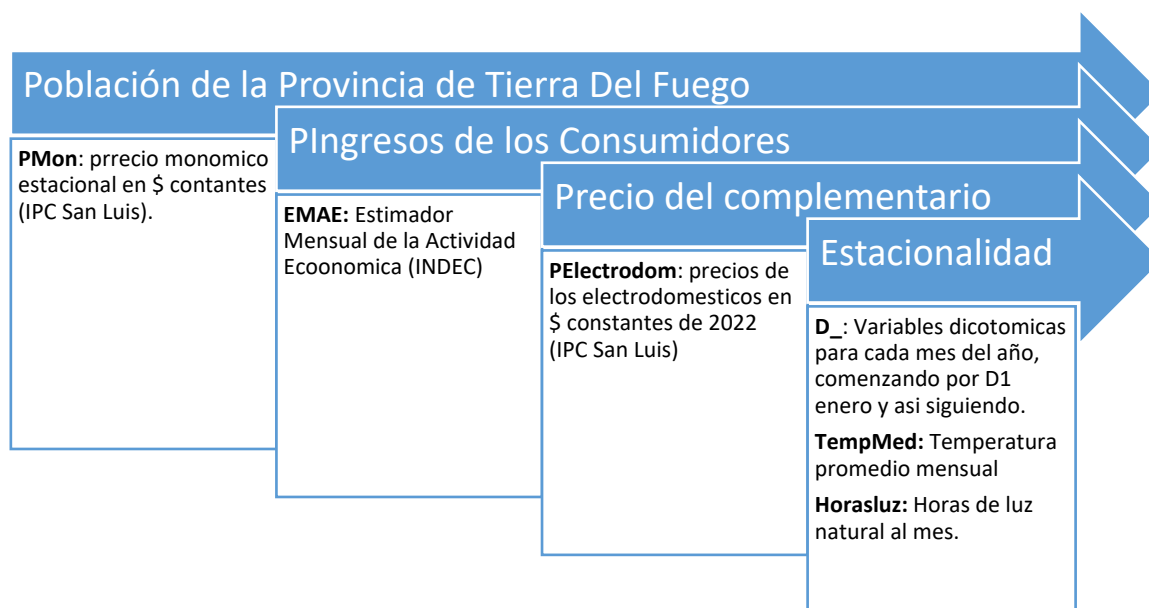


Figura 3.3 - Variables explicativas del consumo de energía eléctrica

3.3. Modelos de análisis y proyección adoptados



Figura 3.4 – Modelos econométricos de pronósticos adoptados

3.4. Estimaciones de energía por sector

3.4.1. Sector Residencial - Q_Res

Pronostico por MCO para Q-Res

La Tabla 3.3 y la Figura 3.5 muestra la estimación de la demanda de energía eléctrica (Q_Res), por el Método MCO. El modelo se conforma por el precio monómico de la energía (PMonE), el Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE), por variables dicotómicas mensuales que captan la estacionalidad (D3, D4, D5 y D6, correspondientes a los meses entre marzo y junio), la temperatura media mensual (TempMed) y por el número de habitantes de Tierra del Fuego (Poblacion).

El modelo de demanda obtuvo una bondad del ajuste es buena ($R^2=84,9\%$) y no se presentan problemas de autocorrelación en los residuos. El PMonE es significativo y con el signo correcto, un aumento en el precio de la energía produce una disminución en el consumo, esto se puede asociar con el uso de energías sustitutas para calefacción en periodos invernales. A su vez, otra variable que explica el consumo de energía eléctrica residencial es el EMAE, es decir que, cuando mejora la actividad económica de Argentina, mejora el ingreso de las personas y, eso se traduce en un mayor consumo eléctrico residencial. Cuando el índice EMAE se incrementa en uno (1%), el consumo eléctrico aumenta en 8,98 miles kwh/mes. Por su parte, las variables dicotómicas D3, D4, D5 y D6 muestran variaciones entre -547,9 miles de kwh y -957,5 miles de kwh para los meses entre marzo y junio. En cuanto a la temperatura media (TempMed) el consumo de energía cae -123,3 miles de kwh cuando la temperatura sube un grado en promedio al mes. Finalmente se puede interpretar que el consumo se incrementa en el 1% cuando la población aumenta en 472 habitantes.

Tabla 3.3 - Q_T1R estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Q_Res				
Method: Least Squares				
Date: 05/12/2023				
Sample (adjusted): 2016(M01) 2022(M12)				
Included observations: 84				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-2044,25	970,91	-2,106	0,03859
EMAE	8,988	4,185	2,147	0,03499
PMonE	-0,7847	0,2540	-3,089	0,00281
D3	-547,95	130,58	-4,197	7,36e-05
D4	-829,34	126,89	-6,537	6,75e-09
D5	-957,51	144,11	-6,647	4,23e-09
D6	-692,92	143,09	-4,847	6,61e-06
TempMed	-123,34	1,0,15	-12,139	< 2e-16
Poblacion	472,61	0,003819	12,374	< 2e-16
R-squared	0,8495	Mean dependent var.		6200,5011
Adjusted R-squared	0,8355	S.D. dependent var.		756,2129
S.E. of regression	308,56	Akaike info criterion		1211,82
Sum squared resid.	7141036	Schwarz criterion		1236,13
Log likelihood	-595.914	Durbin-Watson stat		1,3702
F-statistic	52,9376			
Prob(F-statistic)	<2,2e-16			

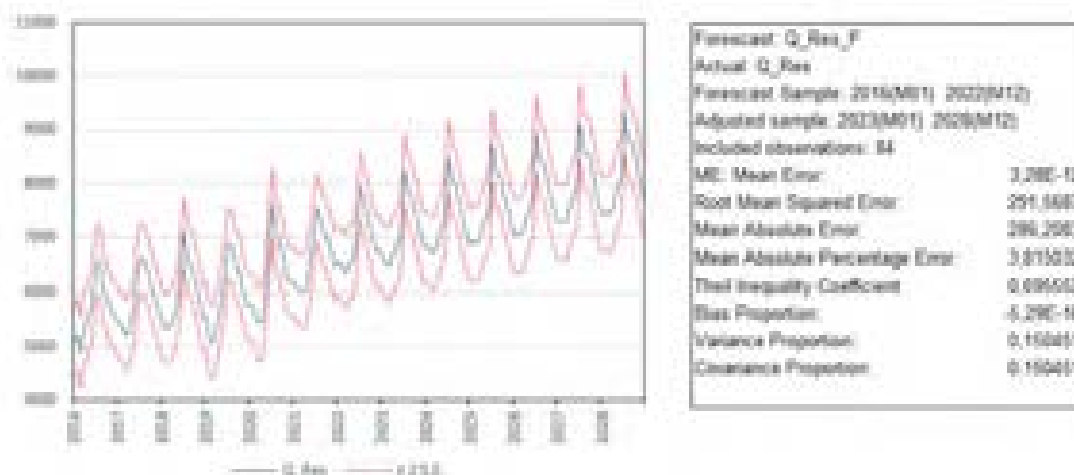


Figura 3.5 – Q_Res estimaciones MCO y pronóstico

Regresión por cuantiles para Q-Res

La regresión por cuantiles considera el conjunto de datos por bandas y, está implícito la presencia de una mayor variabilidad de las observaciones respecto de las bandas superiores de consumo, relacionada íntimamente con el mayor poder adquisitivo de los consumidores. Este método de estimación les da mayor ponderación a los consumos más altos. En este estudio se utiliza el cuartil 0,75, otorgando mayor peso a las mayores cantidades demandadas de energía eléctrica, porque serán los que más presión ejercerán en el sistema de provisión de electricidad; son los grupos de alto poder adquisitivo. La interpretación del output no es muy diferente a la que considera al conjunto completo. En este ajuste se observa que pierde significancia el EMAE (0,1508) y el consumo del mes de marzo (0,200). El resto de las variables continúan siendo significativas.

Tabla 3.4 - Q_Res estimaciones QR y pronóstico

Dependent Variable: Q_Res
 Method: Quantile Regression (tau = 0.75)
 Date: 05/12/2023
 Sample (adjusted): 2016(M01) 2022(M12)
 Included observations: 84
 Huber Sandwich Standard Errors & Covariance
 Sparsity method: Kernel (Epanechnikov) using residuals
 Bandwidth method: Hall-Sheather, bw=0.1245
 Estimation successful but solution may not be unique

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-1830,6011	1956,2827	-0,9357	0,3524
EMAE	10,6844	7,3608	1,4515	0,1508
PMonE	-1,1233	0,4037	-2,7823	0,0068
D3	-406,5696	314,6364	-1,2921	0,2002
D4	-793,2862	220,2295	-3,6020	0,0005
D5	-1047,7184	228,9845	-4,5755	0,0000
D6	-632,8778	255,9883	-2,4722	0,0156
TempMed	-114,3592	18,7584	-6,0964	0,0000
Poblacion	0,0465	0,0078	5,9188	0,0000
<hr/>				
R-squared	0,6334	Mean dependent var.		6200,50
Adjusted R-squared	0,6256	S.D. dependent var.		756,21
S.E. of regression	301,42	Objective		7945,54
Quantile dependent var.	92693,88	Quasi-LR statistic		168,6141
Prob(Quasi-LR stat)	0,000000			

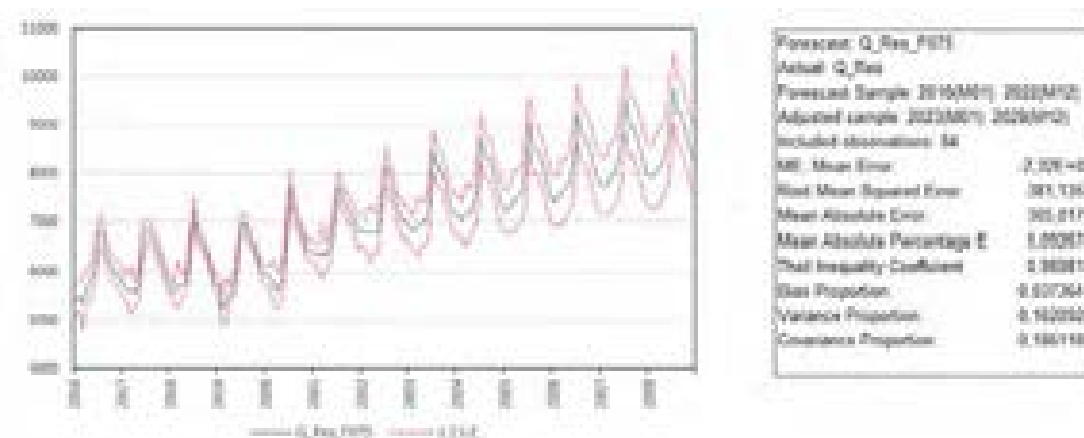


Figura 3.6 – Q_T1R estimaciones QR y pronóstico

Comparación dos métodos de estimación

Como puede observarse en la Tabla 3.5 y en la Figura 3.7, el consumo residencial muestra una tendencia creciente en el tiempo. En el año 2020 se observa un incremento importante el cual se puede atribuir a las restricciones de circulación de las personas producto de las medidas sanitarias por la pandemia COVID-19. A partir de 2021 se estabiliza la tendencia creciente del consumo energético en el sector residencial.

En cuanto a las proyecciones, se plantearon dos escenarios: uno conservador (estimaciones por MCO) y otro optimista (Quantile Regression). El pronóstico por Quantile Regression muestra la máxima expansión que puede llegar a tener la demanda de energía eléctrica a partir de los datos históricos del consumo. Como puede observarse en el Figura 3.7, las estimaciones muestran el mismo comportamiento estacional (picos en los meses de invierno y valles en los meses de verano) que el consumo real, además se mantiene la tendencia en el incremento en el nivel de consumo. Por su parte, el pronóstico por MCO muestra un escenario más conservador donde el crecimiento se mantiene prácticamente en el mismo nivel del consumo actual. La Tabla 3.5 muestra, para el escenario moderado, un incremento anual en promedio del 2,55 %. Para las tasas de crecimiento Optimista, se mantiene la tendencia creciente y la tasa promedio anual es de 3,05%.

Tabla 3.5 - Q_Res estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (promedio de tasas interanuales)	
	Q_Res Residencial Moderado (MCO)	Q_Res Residencial Optimista (Quantile Regression)
2023	2,77%	3,05%
2024	2,89%	3,44%
2025	2,59%	3,19%
2026	2,39%	2,81%
2027	2,68%	3,24%
2028	2,19%	2,54%
2024-2028	2,55%	3,05%

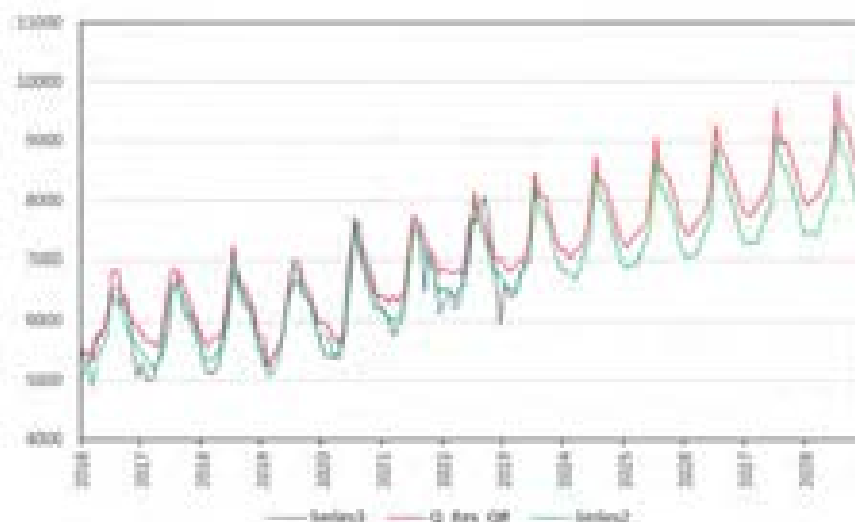


Figura 3.7 – Q_T1R estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

3.4.2. Sector General - Q_Gen

Pronostico por MCO para Q_Gen

En el caso de la demanda Uso General (T1G), y Uso General Minado Criptomoneda se ve un consumo estable entre los años 2016 y 2019. Luego se observa una fuerte caída en el consumo producto de las restricciones de la pandemia por COVID-19. A mediados de 2021 se observa una fuerte recuperación en el consumo a partir de la finalización de las restricciones sanitarias y la aplicación de incentivos económicos para reactivar la actividad comercial y turística. El consumo de energía eléctrica general, por el modelo MCO, se explica por la variable EMAE, las variables dicotómicas correspondientes al mes de marzo (D3) y los meses de invierno (julio (D7), agosto (D8) y septiembre (D9). Por otro lado, la variable Destruct1 que representa el quiebre estructural a partir de mediados de 2021 que existe en el consumo del sector general. Todas las variables explicativas resultaron ser estadísticamente significativas y con el signo correcto. En el caso del EMAE, si aumenta la actividad económica, el consumo energético aumenta 15,08 miles de kwh por cada punto porcentual de la variable. Además, se consideró una variable dicotómica D6, D7, D8, D9, D10 y D11 que muestran un comportamiento en el consumo de energía eléctrica superior al resto de los meses del año. La temperatura media mensual (TempMed) también es una variable significativa que explica el consumo de energía, principalmente en el periodo invernal. Finalmente, la cantidad de habitante de Tierra del Fuego también es una variable explicativa del crecimiento en el consumo de energía eléctrica.

Tabla 3.6 - Q_Gen estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Q_Gen
 Method: Least Squares
 Date: 05/12/2023
 Sample (adjusted): 2016(M01) 2022(M12)
 Included observations: 84

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-1015,11	395,03	-2,570	0,012192
EMAE	12,4899	1,55	8,025	1,16e-11
D6	326,60	68,05	4,799	8,07e-06
D7	527,70	72,21	7,308	2,61e-10
D8	503,54	65,08	7,737	4,07e-11
D9	420,89	58,23	7,229	3,68e-10
D10	338,24	51,75	6,536	7,11e-09
D11	196,94	50,08	3,933	0,000188
TempMed	28,60	6,441	4,441	3,08e-05
Poblacion	0,0062	0,0015	4,120	9,76e-05

R-squared	0,7050	Mean dependent var.	2245,41
Adjusted R-squared	0,6691	S.D. dependent var.	212,40
S.E. of regression	122,12	Akaike info criterion	1056,97
Sum squared resid.	1103570	Schwarz criterion	1083,73
Log likelihood	-517,4871	Durbin-Watson stat	1,3139
F-statistic	19,6509		
Prob(F-statistic)	<2,402e-16		

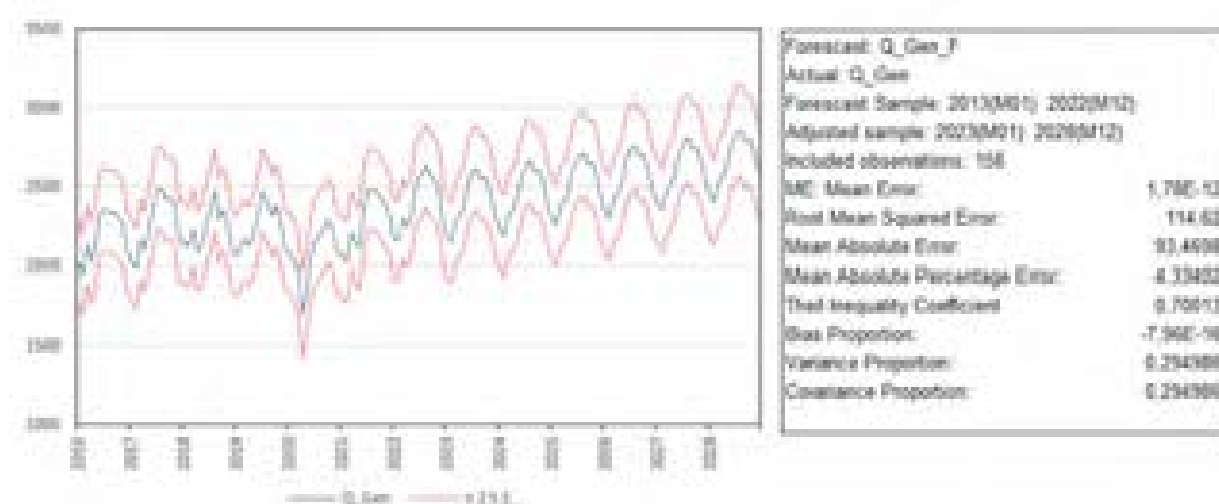


Figura 3.8 – Q_Gen estimaciones MCO y pronóstico

Regresión por cuantiles Q_Gen

La Tabla 3.7 y la Figura 3.9 muestran la estimación y pronóstico para el sector Uso General estimado a partir de Regresión por Cuantiles (QR) en el cual se considera el último cuarto ($\tau=0,75$) con mayor ponderación. La actividad económica continúa significativa y con el signo correcto. Respecto a las variables dicotómicas (D6, D7, D8 y D9), no presenta grandes diferencias. En esta oportunidad deja de ser significativa la variable temperatura media (TempMed).

Tabla 3.7 - Q_Gen estimaciones QR y pronóstico

Dependent Variable: Q_Gen
 Method: Quantile Regression (tau = 0.75)
 Date: 05/12/2023
 Sample (adjusted): 2016(M01) 2022(M12)
 Included observations: 84
 Huber Sandwich Standard Errors & Covariance
 Sparsity method: Kernel (Epanechnikov) using residuals
 Bandwidth method: Hall-Sheather, bw=0.1245
 Estimation successful but solution may not be unique

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-157,0588	723,7262	-0,2170	0,8287
EMAE	7,7375	3,8256	2,0225	0,0467
D6	292,4289	137,5189	2,1264	0,0368
D7	420,7037	147,4208	2,8537	0,0056
D8	406,2833	117,1444	3,4682	0,0008
D9	383,8970	120,3731	3,1892	0,0020
D10	324,4738	88,2554	3,6765	0,0004
D11	255,4108	95,4385	2,6761	0,0091
TempMed	17,8965	13,9382	1,2839	0,2031
Poblacion	0,0062	0,0023	2,6205	0,0106
<hr/>				
R-squared	0,4988	Mean dependent var.		2245,41
Adjusted R-squared	0,4765	S.D. dependent var.		212,30
S.E. of regression	124,27	Objective		2653,47
Quantile dependent var	15445,13	Quasi-LR statistic		116,05
Prob(Quasi-LR stat)	0,000000			

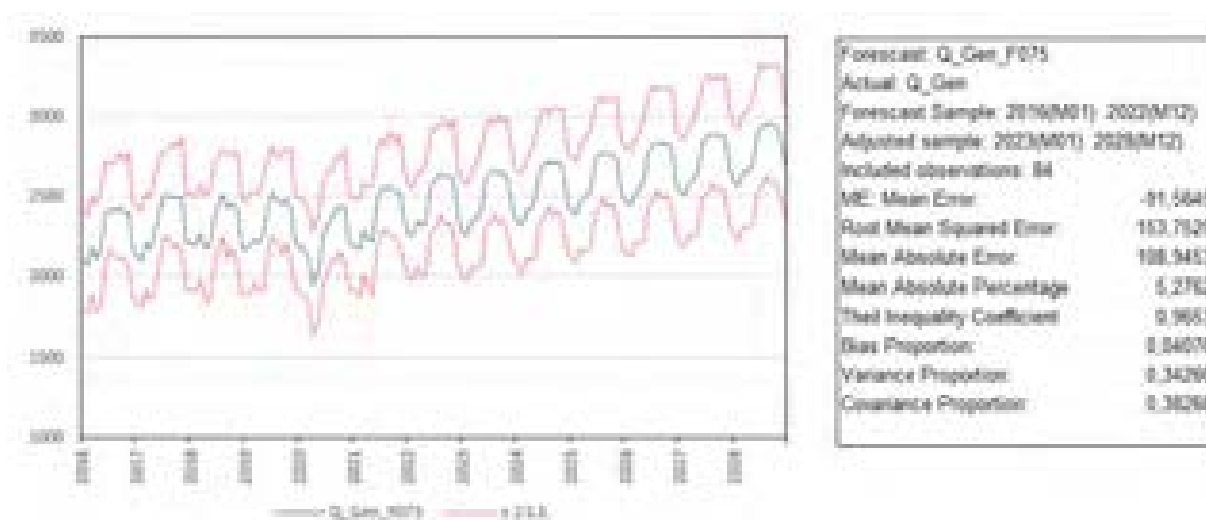

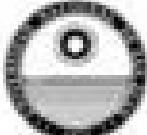


Figura 3.9 - Q_Gen estimaciones QR y pronóstico

Comparación dos métodos de estimación

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda DPE v2.docx	Fecha: 18/11/2023	Página: 23 de 49
	TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Dirección Provincial de Energía		

Para la proyección de los datos, se consideraron dos escenarios futuros: uno moderado o conservador y otro optimista. En el primer caso, las estimaciones por el método de MCO muestran que, si bien los datos históricos tienen mayor variabilidad, el consumo estimado sigue el mismo comportamiento, con una curva menos estable. La baja expectativa en el consumo General puede atribuirse a que se esperan años de poco crecimiento económico. Por su parte, el pronóstico por Quantile Regression muestra un escenario de máxima cuyo nivel está por encima de la estimación por MCO, tanto en nivel como en tasas de crecimiento.

Como puede observarse en el Figura 3.10, las estimaciones muestran el mismo comportamiento estacional (picos en los meses de invierno y valles en los meses de verano) que el consumo real, además se mantiene la tendencia en el incremento en el nivel de consumo. En el año 2023 se observa una leve disminución en las tasas de demanda para luego recomponerse y crecer alcanzando el 2,11 y 2,39%, en el año 2025, para los escenarios moderados y optimistas respectivamente. A partir del año 2026, las tasas de crecimiento se estabilizan resultando en promedio (periodo 2024-2028) en 1,95% y 2,26% para los escenarios moderados y optimistas respectivamente. Como se observa en la Tabla 3.10 y la Figura 3.12, Q_Gen, las estimaciones optimistas superan a las moderadas.

Tabla 3.8 - Q_Gen estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (promedio de tasas interanuales)	
	Q_Gen General	
	Moderado MCO con tarifa sin subsidio	Optimista Quantile Regression
2023	0,57%	1,17%
2024	1,91%	2,30%
2025	2,11%	2,39%
2026	1,92%	2,25%
2027	1,95%	2,23%
2028	1,85%	2,15%
2023-2028	1,95%	2,26%

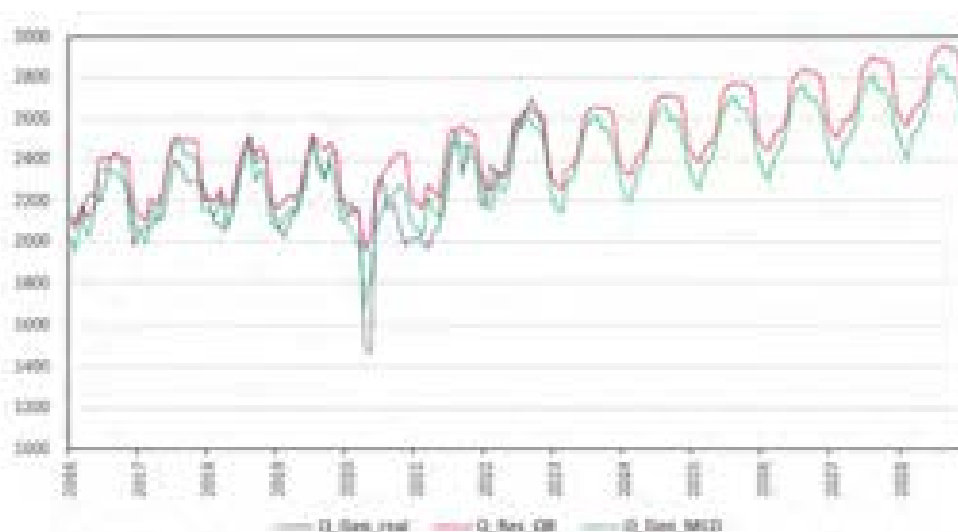


Figura 3.10 – Q_Gen estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

3.4.3. Sector Medianas Demandas - Q_MedDem

Pronostico por MCO para Q_MedDem

Para el caso de las medianas demandas (T2) y medianas demanda minado (T2-Cripto), el modelo de MCO se conforma con las variables EMAE, las dicotómicas mensuales D3, D7 y D8 y el consumo rezagado un período. El precio monómico de la energía no resultó estadísticamente significativo y esto es porque se trata de un bien inelástico por lo que variaciones en el precio (tarifas), no afectan la cantidad consumida de energía eléctrica. La actividad económica (EMAE) resultó ser significativa, y de signo positiva, principalmente debido al impacto que tiene la actividad industrial en la ciudad de Ushuaia y por ende en su consumo de energía eléctrica.

Por otro lado, resultaron ser significativas estadísticamente las variables dicotómicas correspondientes a los meses de marzo, julio y agosto, en el mes de marzo se observa un incremento de 59,69 miles kwh, en el mes de julio de 75,5 miles de kwh y en el mes de agosto de 56,25 miles de kwh respecto al consumo de los meses restantes. Por último, la inercia en el consumo influye de la siguiente manera: cuando aumenta el consumo en un mes en mil kwh, aumenta el consumo del mes siguiente en 0,6449 mil kwh.

Puede observarse en la Figura 3.11 que la demanda es prácticamente constante en el periodo 2017-2019 mostrando una fuerte contracción en el año 2020 producto de las restricciones sanitarias por la pandemia COVID-19. A partir de mediados de 2021 la demanda experimenta una fuerte recuperación volviendo a valores pre-pandémicos y mejorando aún en el año 2022.

Tabla 3.9 - Q_MedDem estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Q_MedDem
 Method: Least Squares
 Date: 06/12/2023
 Sample (adjusted): 2016(M01) 2022(M12)
 Included observations: 84

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	237,5788	57,0099	-4,167	7,90e-05
EMAE	3,6350	0,4480	8,113	5,67e-12
D3	59,6920	15,2929	3,903	0,000200
D7	75,5020	14,2318	5,305	1,02e-06
D8	56,2570	14,8323	3,793	0,000292
Lag1	0,6449	0,0512	12,596	< 2e-16
R-squared	0,8722	Mean dependent var.		843,2802
Adjusted R-squared	0,8639	S.D. dependent var.		96,1362
S.E. of regression	35,4578	Akaike info criterion		845,63
Sum squared resid.	98066,29	Schwarz criterion		862,65
Log likelihood	-415,8193	Durbin-Watson stat		1,6972
F-statistic	106,4	h – Durbin		1,5832
Prob(F-statistic)	<2,2e-16			

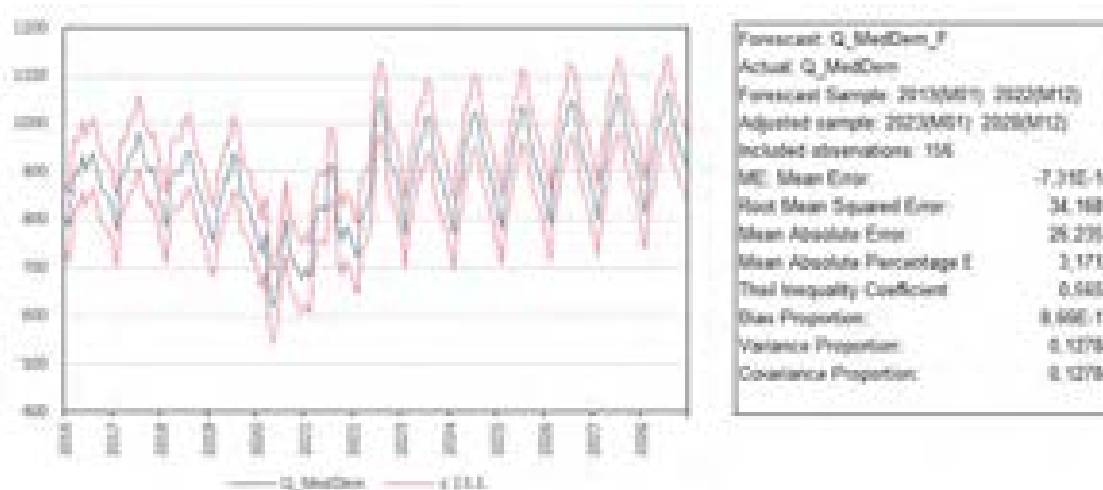


Figura 3.11 – Q_MedDem estimaciones MCO y pronóstico

Regresión por cuantiles para Q_MedDem

Para la estimación de los últimos cuartos con mayor ponderación, todas las variables mantienen su significancia y conservan el signo esperado por la teoría económica. La proyección sigue la tendencia del período 2016/2019, es decir antes de la cuarentena por Covid-19 ya se registra un descenso en el consumo industrial y comercial de las medianas demandas en los años 2020-2021 para tener una marcada recuperación a partir de mediados de 2021.

Tabla 3.10 - Q_MedDem estimaciones QR y pronóstico

Dependent Variable: Q_MedDem

Method: Quantile Regression (tau = 0.75)
 Date: 06/12/2023
 Sample (adjusted): 2016(M01) 2022(M12)
 Included observations: 84
 Huber Sandwich Standard Errors & Covariance
 Sparsity method: Kernel (Epanechnikov) using residuals
 Bandwidth method: Hall-Sheather, bw=0.1245
 Estimation successful but solution may not be unique

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-143.324961	100.23826	-1.42984	0,15676
EMAE	2.98887	0.85020	2.98887	0,00073
D3	77.11775	26.38611	2.92266	0,00454
D7	87.56574	29.07278	3.01195	0,00350
D8	72.29642	22.71083	3.18335	0,00209
Lag1	0.66491	0.08452	7,86718	0,00000

R-squared	0,6561	Mean dependent var.	843,2802
Adjusted R-squared	0,6345	S.D. dependent var.	96,1362
S.E. of regression	35,45	Objective	814,7908
Quantile dependent var	1257,31	Quasi-LR statistic	177,1478
Prob(Quasi-LR stat)	0,00000		

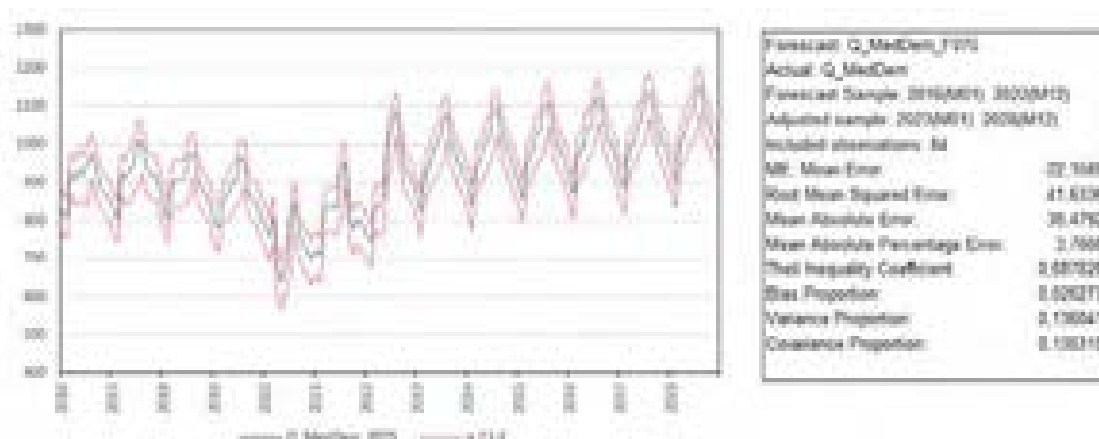


Figura 3.12 – Q_MedDem estimaciones QR y pronóstico

Comparación dos métodos de estimación

En la Tabla 3.11 y la Figura 3.13 se muestran los dos escenarios para la proyección de la demanda de energía: uno moderado y otro optimista. En primer lugar, el modelo de MCO se utiliza para el criterio moderado, donde el modelo ajusta en un 87% a los datos. Si bien la estimación sigue el mismo comportamiento de los datos reales, se observa una menor variabilidad, suavizando los picos y valles. El modelo de estimación por Regresión por Cuantiles (Quantil Regression) muestra la máxima expansión posible para la demanda de energía, replicando el comportamiento actual, en un nivel de consumo positivo, para el año 2024 se observa una caída en la tasa producto del reacomodamiento del sector post-pandemia. Ya para el año 2025 se observa un fuerte reacomodamiento de la demanda en el sector para estabilizarse en torno al 1,17% en promedio para los años restantes del quinquenio. En el escenario moderado se estima una tasa de crecimiento de la demanda en promedio para el periodo 2024-2028 del 1,08% y para el escenario optimista del 1,48%.

Tabla 3.11 - Q_MedDem estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (promedio de tasas interanuales)	
	Medianas Demandas	Medianas Demandas
	Moderado MCO	Optimista Quantil Regression
2023	1,37%	5,29%
2024	0,70%	1,66%
2025	1,20%	1,47%
2026	1,18%	1,45%
2027	1,17%	1,43%
2028	1,16%	1,41%
2023-2028	1,08%	1,48%

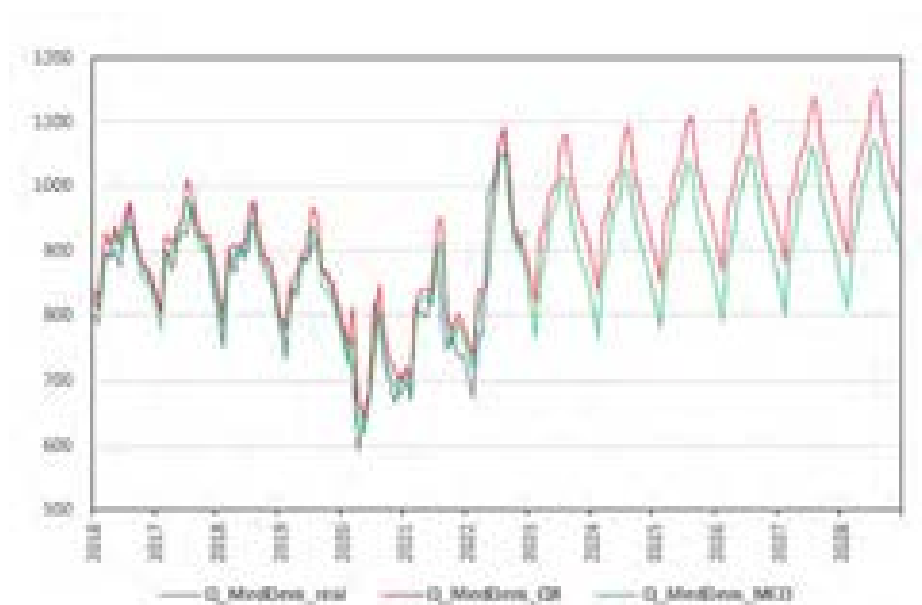




Figura 3.13 - Q_MedDem estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Estudio de Demanda DPE v2.docx	Fecha: 18/11/2023	Página: 28 de 49
TDF CFI RTI 2023-2028 Estudio de Demanda Dirección Provincial de Energía			

3.4.4. Sector Grandes Demandas - Q_GranDem

Pronostico por MCO para Q_GranDem

El consumo de energía eléctrica del grupo Grandes Demandas ha tenido un comportamiento estable entre 2016 y 2020. En el año 2020 y principios de 2021 se observa el impacto de la pandemia por Covid-19. Finalmente se observa la recuperación económica a partir de mediados de 2021 producto de la eliminación de las restricciones sanitarias de la pandemia. Se debe tener en cuenta que esta demanda satisface la producción de bienes tanto para el mercado interno como al externo, es muy importante resaltar que el nivel industrial está fuertemente afectado por las políticas nacionales de promoción industrial para la provincia de Tierra del Fuego. El modelo queda conformado por las siguientes variables: EMAE, dicotómicas mensuales D7, D8 y D9 correspondiente a los meses julio, agosto y septiembre respectivamente. Se modelo el impacto de la variable precio del Bitcoin, pero no fue significativa en el modelo por lo que decidió no ser considerada en la modelación final. El EMAE resultó ser estadísticamente significativo, con el signo adecuado (+). En cuanto a las variables dicotómicas mensuales, resultaron ser significativas las correspondientes al periodo entre los meses de julio a septiembre, estas variables ayudan a modelar el periodo de actividad industrial que abarca el periodo mencionado. El rezago del consumo en el periodo anterior resultó ser significativo en el ajuste del modelo.

Tabla 3.12 - Q_GranDem estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Q_GranDem				
Method: Least Squares				
Date: 06/12/2023				
Sample (adjusted): 2016(M01) 2022(M12)				
Included observations: 84				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-1388,58	800,09	-1,736	0,086597
EMAE	37,81	5,73	6,590	4,69e-09
D7	765,69	191,48	3,999	0,000144
D8	620,64	199,37	3,113	0,002589
D9	499,15	205,31	2,431	0,017342
Lag1	0,5154	0,0669	7,693	3.70e-11
R-squared	0,7394	Mean dependent var.		8648,65
Adjusted R-squared	0,7227	S.D. dependent var.		910,78
S.E. of regression	479,5785	Akaike info criterion		1283,20
Sum squared resid.	17939656	Schwarz criterion		1300,22
Log likelihood	-634,6026	Durbin-Watson stat		1,78401
F-statistic	44,2712			
Prob(F-statistic)	<2,2e-16			

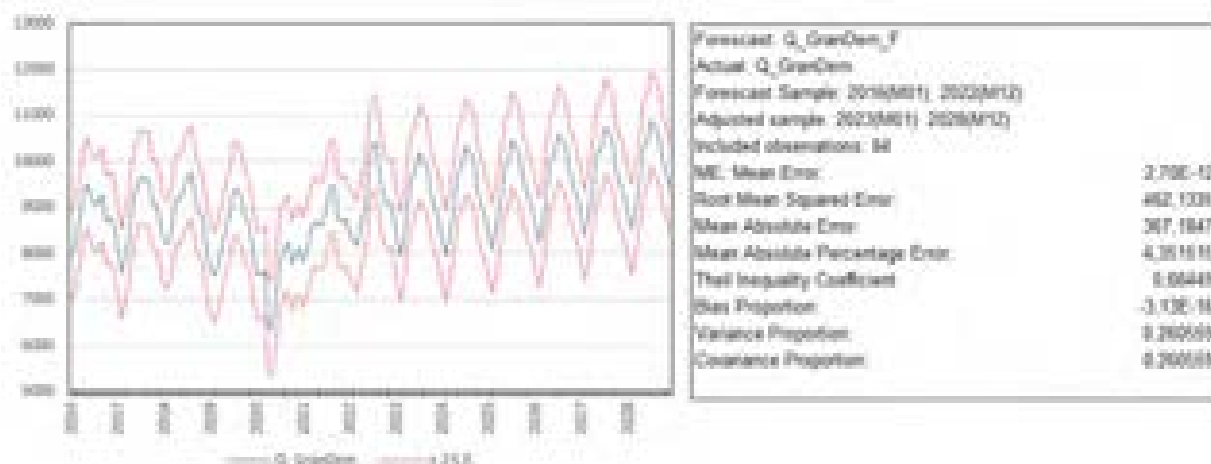


Figura 3.14 – Q_GranDem estimaciones MCO y pronóstico

Regresión por cuantiles para Q_GranDem

En esta estimación por cuantiles (QR), para versión optimista, se observa que, el modelo queda expresado por el precio para las Grandes Demandas, la actividad económica, variables dicotómicas: los meses entre julio y septiembre, ambos significativos y de signo positivo. El rezago en 1 periodo de tiempo (mes) es importante en el consumo de grandes demandas.

Tabla 3.13 - Q_GranDem estimaciones QR y pronóstico

Dependent Variable: Q_GranDem
 Method: Quantile Regression (tau = 0.75)
 Date: 06/12/2023
 Sample (adjusted): 2016(M01) 2022(M12)
 Included observations: 84
 Huber Sandwich Standard Errors & Covariance
 Sparsity method: Kernel (Epanechnikov) using residuals
 Bandwidth method: Hall-Sheather, bw=0.1245
 Estimation successful but solution may not be unique

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-420.11209	1491,61654	-0,28165	0,77896
EMAE	28.01975	10,65185	2,63051	0,01027
D7	688,72073	298,25498	2,30917	0,02358
D8	426.94539	289.38403	1.47536	0.14414
D9	136.19588	276.14460	0.49320	0.62325
Lag1	0.60654	0.10237	5.92493	0.00000
R-squared	0,4388	Mean dependent var.		8648,65
Adjusted R-squared	0,4250	S.D. dependent var.		910,78
S.E. of regression	480,52	Objective		12021,12
Quantile dependent var	230587,80	Quasi-LR statistic		97,07
Prob(Quasi-LR stat)	0,000000			

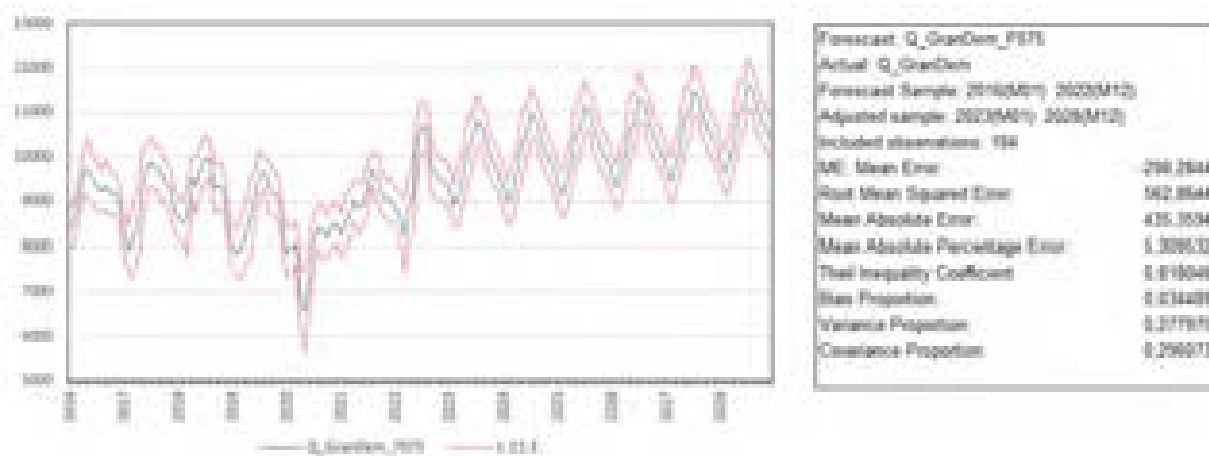


Figura 3.15 – Q_GranDem estimaciones QR y pronóstico

Comparación dos métodos de estimación para Q_T3-T5-T6

De la Tabla 3.14 y la Figura 3.16, se presentan dos escenarios para la proyección a futuro: el criterio conservador, a través del método MCO, muestra un crecimiento moderado, por otra parte, el escenario optimista, muestra una tendencia levemente superior al primero. En el promedio 2024/2028 se observa una diferencia de 0,1 punto porcentual entre MCO y el método de Regresión por Cuantiles (QR). Se observa que la capacidad instalada por porte de los clientes, en promedio, rondaría los 1,43% para el escenario moderado y un 1,53% para el escenario optimista

Tabla 3.14 - Q_GranDem estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (promedio de tasas interanuales)	
	GranDem Moderado MCO	GranDem Optimista Quarile Regression
2023	-0,27%	4,30%
2024	1,11%	1,32%
2025	1,54%	1,62%
2026	1,52%	1,60%
2027	1,49%	1,57%
2028	1,47%	1,55%
2024-2028	1,43%	1,53%

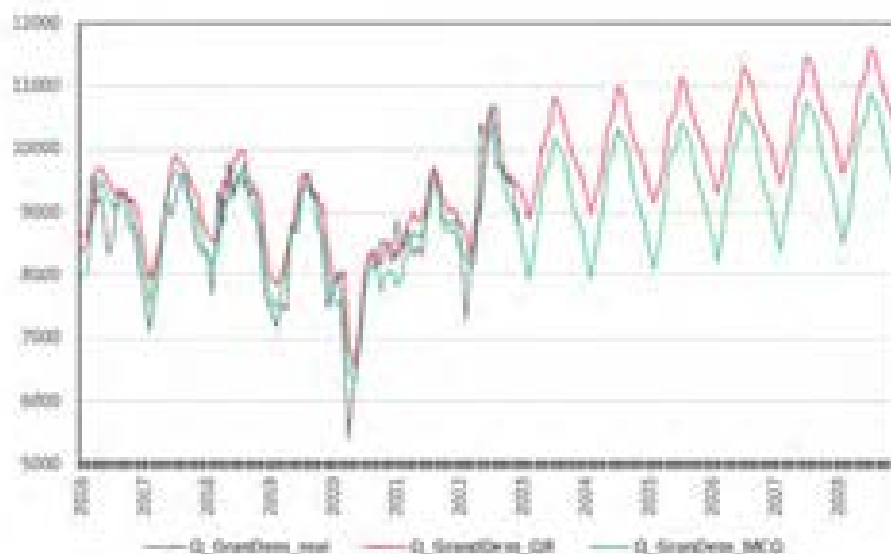


Figura 3.16 - Q_GranDem estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

3.4.5. Sector Alumbrado Público - Q_AIPub

Pronostico por MCO para Q_AIPub

El modelo de demanda para alumbrado público obtuvo una bondad del ajuste es muy buena ($R^2=97\%$) y no se presentan problemas de autocorrelación en los residuos. La actividad económica (EMAE) resultó ser estadísticamente no significativa por lo que no fue considerada en el modelo final. La variable HorasLuz, horas de luz natural al mes, es significativa y con signo correcto. A mayor cantidad de horas de sol, menor consumo de alumbrado público. Resultados significativas variables dicotómicas correspondientes a los meses de diciembre y enero (D12 y D1 respectivamente).

Tabla 3.15 - Q_AIPub estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Q_Res				
Method: Least Squares				
Date: 28/11/2023				
Sample (adjusted): 2016(M01) 2022(M12)				
Included observations: 84				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	1446.8610	16.6512	86.892	< 2e-16
HorasLuz	-2.0836	0.0482	-43.232	< 2e-16
D1	63.3869	16.1403	3.927	0.000181
D12	68.5126	16.6728	4.109	9.54e-05
R-squared	0,9726	Mean dependent var.		697,1183
Adjusted R-squared	0,9715	S.D. dependent var.		206,5018
S.E. of regression	34,8387	Akaike info criterion		840,8057
Sum squared resid.	97098,80	Schwarz criterion		852,9598
Log likelihood	-415,4029	Durbin-Watson stat		2,5423
F-statistic	495,3662			
Prob(F-statistic)	<2,2e-16			

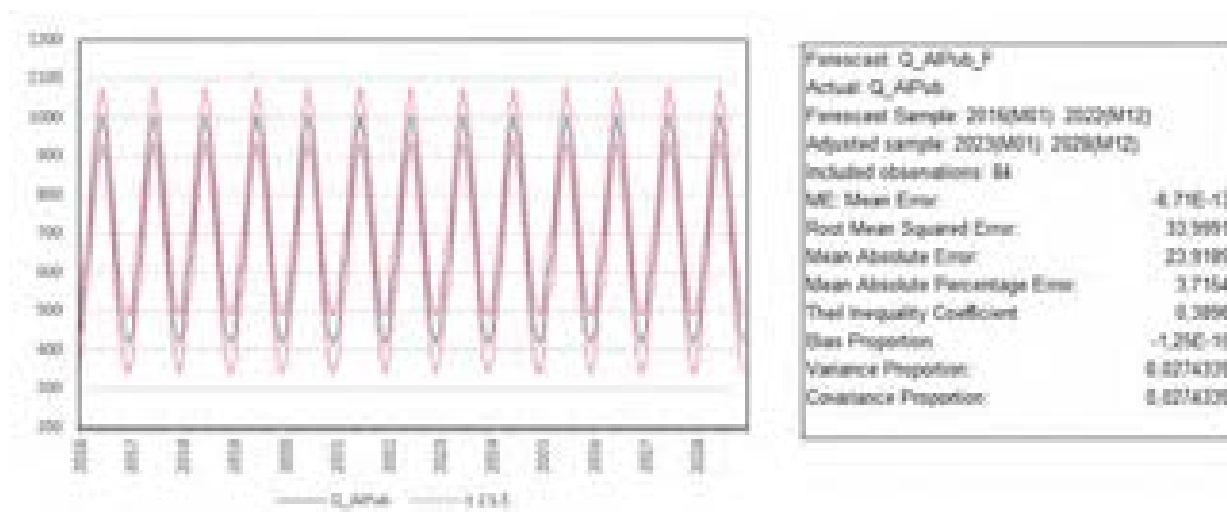


Figura 3.17 – Q_AIPub estimaciones MCO y pronóstico

Regresión por cuantiles para Q_AIPub

El modelo estimado por Regresión por Cuantiles (QR en inglés), presenta las mismas características que el estimado como escenario moderado por Mínimos Cuadrado Ordinarios (MCO). El pronóstico de esta estimación es más parsimonioso, dado que prioriza los valores ubicados en el cuarto superior de la serie, es decir, le dan una mayor probabilidad de ocurrencia. Esto permite estimar la posible demanda máxima de la tarifa de alumbrado público.

Tabla 3.16 - Q_TAP estimaciones QR y pronóstico

Dependent Variable: Q_AIPub
 Method: Quantile Regression (tau = 0.75)
 Date: 05/12/2023
 Sample (adjusted): 2016(M01) 2022(M12)
 Included observations: 84
 Huber Sandwich Standard Errors & Covariance
 Sparsity method: Kernel (Epanechnikov) using residuals
 Bandwidth method: Hall-Sheather, bw=0.1245
 Estimation successful but solution may not be unique

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	1450.7385	24.38130	59.50210	0.00000
HorasLuz	-2.00338	0.07211	-27.78366	0.00000
D1	20.07897	18.39709	1.09142	0.27836
D12	24.34586	19.47938	1.24983	0.21501
R-squared	0,8947	Mean dependent var.		697,1183
Adjusted R-squared	0,8752	S.D. dependent var.		206,5018
S.E. of regression	36,45	Objective		594,2517
Quantile depend. var.	1328,7101	Quasi-LR statistic		378,2308
Prob(Quasi-LR stat)	0,000000			

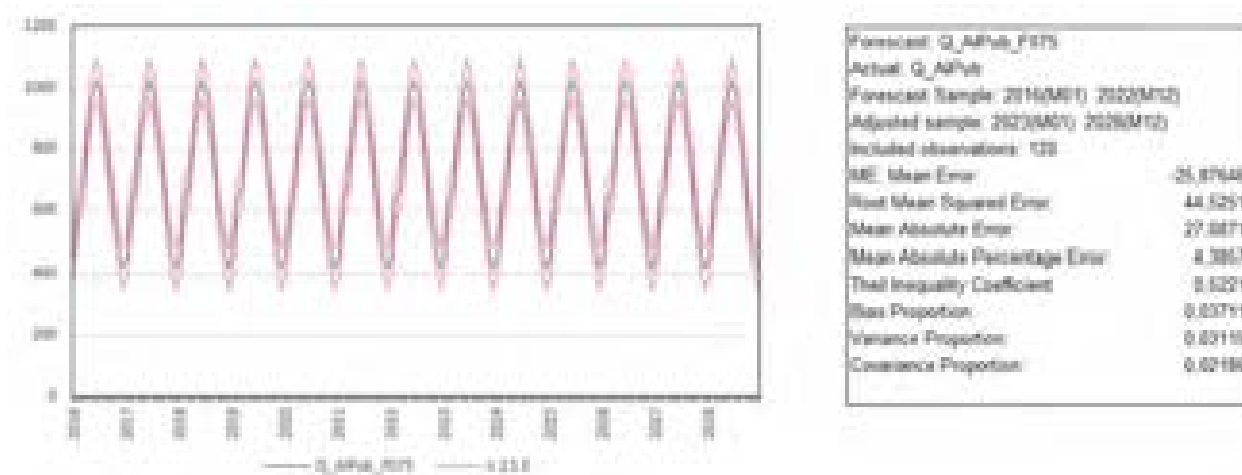


Figura 3.18 – Q_AIPub estimaciones QR y pronóstico

Comparación dos métodos de estimación para Q_AIPub

Se debe destacar que, el alumbrado público es considerado un servicio importante para la comunidad al permitir reducir el riesgo de sufrir algún hecho de inseguridad por lo que, más allá de las variaciones en el precio, en algunas zonas, hay una inversión y mejora en las luminarias públicas. El método de estimación por MCO se espera un crecimiento del consumo del orden 0,30% en promedio y bajo el escenario optimista un crecimiento del 0,74% en promedio para el periodo 2024-2028

Tabla 3.17 - Q_AIPub estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (promedio de tasas interanuales)	
	Q_AIPub Alumbrado Público Moderado MCO	Q_AIPub Alumbrado Público Optimista QR
2023	0,15%	0,42%
2024	0,11%	0,72%
2025	0,60%	0,95%
2026	0,35%	0,82%
2027	0,31%	0,78%
2028	0,13%	0,44%
2024-2028	0,30%	0,74%

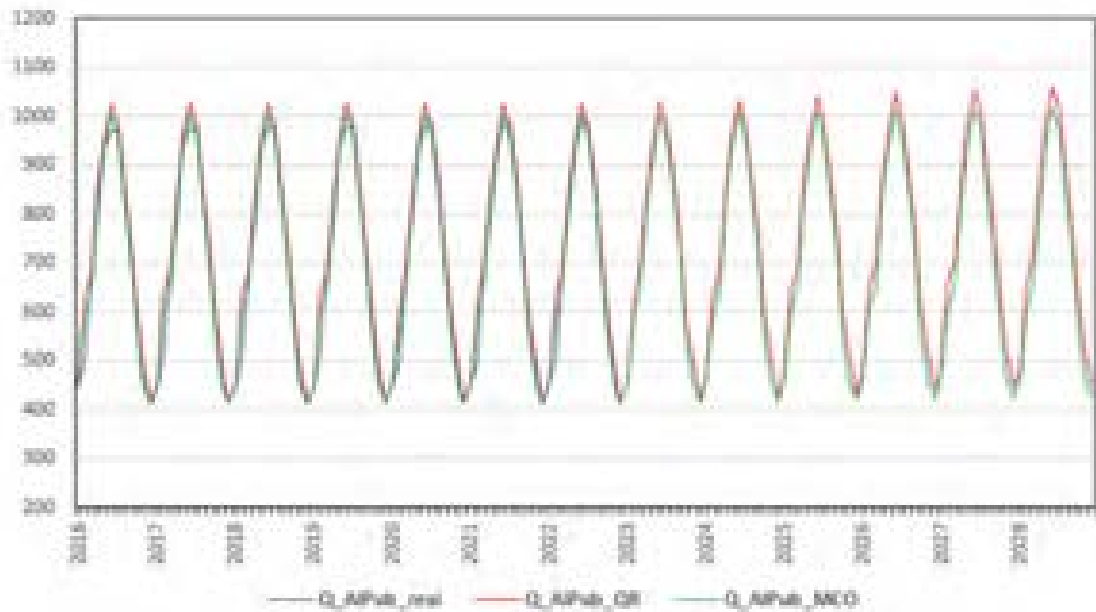


Figura 3.19 – Q_AIPub estimaciones y pronóstico (MCO y QR)

3.5. Estimación de energía eléctrica total

En esta sección se presentan las estimaciones para la Demanda Total del sistema de distribución de la empresa Dirección Provincial de Energía y que abastece a la ciudad de Usuahia, y las localidades de Tolhuin, San Sebastián y Almanza. Los estudios no fueron consideradas las localidades de Almanza y San Sebastián porque se carecía de registros históricos de consumos de energía y número de usuarios.

La demanda energética se estima a partir del agregado mensual de las cinco tarifas consideradas: Residencial; General; Medianas Demandas, Grandes Demandas y Alumbrado Público. Como ya se expresó, a lo largo del documento, el método de estimación por MCO se utiliza para un escenario moderado en la proyección del consumo y el método de estimación de Regresión por Cuantiles para los consumos optimistas. La proyección es para el período 2024/2028. Las tasas de crecimiento anual promedio para el periodo de estudio resultaron de 1,84% para el escenario moderado y de 2,12 para el escenario optimista.

Tabla 3.18 - Demanda Total estimaciones y pronóstico (MOD y OPT)

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (promedio de tasas interanuales)	
	DEMANDA TOTAL	DEMANDA TOTAL
	Moderado	Optimista
2023	0,97%	3,40%
2024	1,78%	2,16%
2025	1,93%	2,23%
2026	1,82%	2,07%
2027	1,92%	2,21%
2028	1,72%	1,93%
2024-2028	1,84%	2,12%

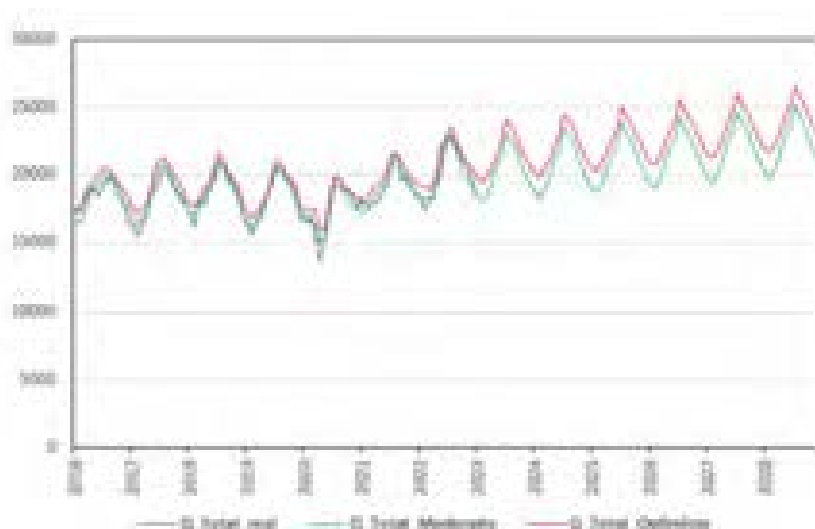


Figura 3.20 – Demanda Total estimaciones y pronóstico (MOD y OPT) [MWh]

A continuación, se presentan los cuadros resúmenes de los valores observados y los pronosticados en sus escenarios moderados y optimistas para las categorías tarifarias analizadas.

Tabla 3.19 - Q_Res y Q_Gen consumos observados y pronosticados

Año	Tasas de Crecimiento anual promedio Quinquenal Observadas y Estimadas					
	Q_Res Observado	Q_Res Moderado	Q_Res Optimista	Q_Gen Observado	Q_Gen Moderado	Q_Gen Optimista
2018-2022	4,01%	3,44%	3,26%	2,48%	1,31%	1,18%
2024-2028	-	2,55%	3,05%	-	1,95%	2,26%

En la categoría Residencial, la tasa de crecimiento promedio, para el quinquenio 2017-2018 fue de 4,01%. En cuanto a los valores estimados, se espera una tasa de crecimiento promedio del orden de 2,55% y 3,05% anual para los escenarios Moderado y Optimista. En el caso del consumo General, la tasa promedio de crecimiento anual del quinquenio 2018/2022 resultó del 2,48%. Se estima que para el periodo 2024-2028 la tasa de crecimiento sea de 1,85% para el escenario moderado y de 2,26 para el escenario optimista.

Tabla 3.20 - Q_MedDem y Q_GranDem consumos observados y pronosticados

Año	Tasas de Crecimiento anual promedio Quinquenal Observadas y Estimadas					
	Q_MedDem Observado	Q_MedDem Moderado	Q_MedDem Optimista	Q_GranDem Observado	Q_GranDem Moderado	Q_GranDem Optimista
2018-2022	0,81%	0,45%	0,36%	1,94%	1,21%	1,18%
2024-2028	-	1,08%	1,48%	-	1,43%	1,53%

Los consumos de las Medianas y Grandes Demandas para el quinquenio 2018-2022 se vieron afectado por las restricciones sanitarias de la pandemia COVID-19, totalizando unas tasas promedias de 0,81% y 1,94% respectivamente. Para el quinquenio 2024-2028 se espera una tasa de crecimiento del 1,08% y 1,43% para los sectores Medianas Demandas y Grandes demandas respectivamente bajo un escenario Moderado. Bajo un escenario optimista, las proyecciones resultan en tasas que rondan un crecimiento del 1,48% y 1,53% anual, en las categorías Medianas y Grandes Demandas respectivamente.

Tabla 3.21 - Q_AIPub consumos observados y pronosticados

Año	Tasas de Crecimiento anual promedio Quinquenal Observadas y Estimadas		
	Q_AIPub Ovservado	Q_AIPub Optimista	Q_AIPub Optimista
2018-2022	0,10%	0,00%	0,00%
2024-2028	-	0,30%	0,74%

Tabla 3.22 - Demanda Total Agregada: consumos observados y pronosticados

Año	Tasas de Crecimiento anual promedio Quinquenal Observadas y Estimadas		
	DEMANDA TOTAL Observado	DEMANDA TOTAL Moderado	DEMANDA TOTAL Optimista
2018-2022	2,45%	1,78%	1,75%
2024-2028	-	1,84%	2,12%

El resultado de los agregados de consumo de energía eléctrica, resalta el crecimiento en el consumo moderado del 2,45% para el período 2018-2022 y las previsiones para el periodo 2024-2028 son del 1,84% en promedio para el escenario moderado y un 2,12% promedio anual para el escenario optimista.

4. ESTIMACIÓN DEL NÚMERO DE USUARIOS

4.1. Variable explicada

A diferencia de la estimación de los consumos de energía, la base de datos del número de usuarios solamente está constituida por los registros de la cantidad total de usuarios de la Dirección Provincial de Energía. Esta base de datos fue construida por información proporcionada por la DPE y por información de la base de datos del IPCM y la Secretaría de Energía de República Argentina.

Adicionalmente se cuenta con información detallada del número de usuarios por categoría tarifaria para la ciudad de Ushuaia y las localidades de Tolhuin, San Sebastián y Almanza para el periodo 2021, 2022 y parcialmente el 2023. Esta información fue provista por la DPE y se utilizará durante la metodología para determinar el número de usuarios por localidad, estimados proporcionalmente a partir del número total de usuarios de la empresa distribuidora.

En la tabla 4.1 se muestra el número de usuarios totales de la DPE, incluye la ciudad de Ushuaia y Tolhuin, en el periodo 2010-2023.

Tabla 4.1 – Número de Usuarios para el periodo 2010-2022

Año	Total	Variación
2010	21824	-
2011	22746	4,22%
2012	23774	4,52%
2013	24576	3,37%
2014	25486	3,70%
2015	26847	5,34%
2016	28222	5,12%
2017	28967	2,64%
2018	29604	2,20%
2019	30232	2,12%
2020	30718	1,61%
2021	31709	3,23%
2022	32852	3,60%
2023*	33624	-

* Número de usuarios hasta julio de 2023

A partir de la información proporcionada por la empresa distribuidora DPE del número de usuarios por ciudad y por categoría tarifaria para el periodo 2021, 2022 y 2023 (a julio) se ponderó la participación de los distintos sectores tarifarios en el número total de usuarios. La tabla 4.2 presenta de distribución de usuarios por categoría tarifaria. Por otra parte, la Tabla 4.3 representa el número total de usuarios por Ciudad/Localidad.

Tabla 4.2 – Número de Usuarios y participación según categoría tarifaria

Categoría	2021		2022		2023*	
	Cantidad	Particip.	Cantidad	Particip	Cantidad	Particip.
Residencial	28505	90,2%	29600	90,4%	30117	89,7%
General	2783	8,8%	2822	8,6%	3124	9,3%
Medinas Demanda	173	0,5%	170	0,5%	168	0,5%
Grandes Demandas	144	0,5%	153	0,5%	164	0,5%
Alumbrado Público	46	0,1%	47	0,1%	51	0,2%

* Número de usuarios hasta julio de 2023

Tabla 4.3 – Número Total de Usuarios por ciudad y/o localidad

Ciudad	2021		2022		2023*	
	Cantidad	Particip.	Cantidad	Particip	Cantidad	Particip.
Ushuaia	29002	91,46%	29884	90,97%	30573	90,93%
Tolhuin	2649	8,35%	2908	8,85%	2988	8,89%
San Sebastián	30	0,09%	32	0,10%	35	0,10%
Almanza	28	0,09%	28	0,09%	28	0,08%
Total	31709	100%	47	0,1%	51	0,2%

* Número de usuarios hasta julio de 2023

4.2. Variables independientes o explicativas

Para la estimación del número de usuarios se utilizaron las siguientes variables explicativas:

- Población de Tierra del Fuego
- Producto Bruto Interno de Argentina
- Empleo Total, Industrial y de Servicios de Tierra del Fuego

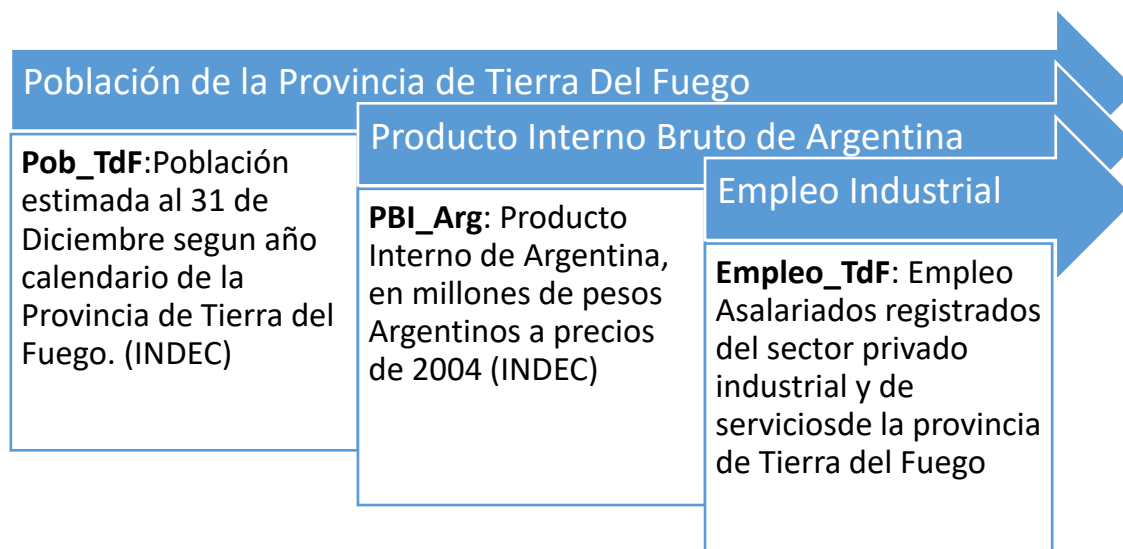


Figura 4.1 –Variables explicativas del número de usuarios

4.3. Modelos de análisis y proyección adoptados

Para estimar la proyección del número de usuarios de la empresa DPE se utilizan dos métodos. Por un lado, la regresión de Mínimos Cuadrados Ordinarios y por el otro el análisis de series de tiempo a partir de la metodología de suavización exponencial de Holt-Winters. Ambos modelos estiman el número total de usuarios (al mes de diciembre de cada año), el número de usuarios por sector tarifario se puede estimar a partir del porcentaje de cada sector tarifario en el número total, según los valores encontrados en el apartado 4.1.

4.4. Estimación del número de usuarios total

4.4.1. Pronostico por MCO

La Tabla 4.4 y la Figura 4.2 muestra la estimación del número de usuarios de energía eléctrica totales (U_{Total}), por el Método MCO. Se trata de un modelo doble logarítmico, donde la cantidad de usuarios depende de la población de provincia de Tierra del Fuego. Su coeficiente resulta significativo al 5%; el signo es el esperado. El número de usuarios ha seguido el patrón demográfico de la provincia. Por otro lado, se ha estudiado el impacto de las variables PBI y Empleo de la provincia de Tierra del Fuego, pero resultaron ser no significativas, en consecuencia, no fueron consideradas en el modelo final.

La bondad del ajuste del modelo es muy alta ($R^2=97,8\%$), el test d de Durbin-Watson, cae en zona de duda sobre la autocorrelación, al correrse el correlograma de los residuos se comprueba que cumplen con el supuesto de ruido blanco.

Tabla 4.4 - U_Total estimaciones MCO y pronóstico

Dependent Variable: Log(U_Total)

Method: Least Squares

Date: 21/11/2023

Sample (adjusted): 2010 2022

Included observations: 13

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Probability
(Intercept)	-1,5804	0,5317	-2,972	0,0127
Log_Pob_TdF	0,9864	0,0444	22,181	1,76e-10
R-squared	0,9781	Mean dependent var.		10,2128
Adjusted R-squared	0,9761	S.D. dependent var.		0,131
S.E. of regression	0,0220	Akaike info criterion		-60,727
Sum squared resid.	0,0045	Schwarz criterion		-59,032
Log likelihood	33,36	Durbin-Watson stat		1.406
F-statistic	492			
Prob(F-statistic)	1,756-10			

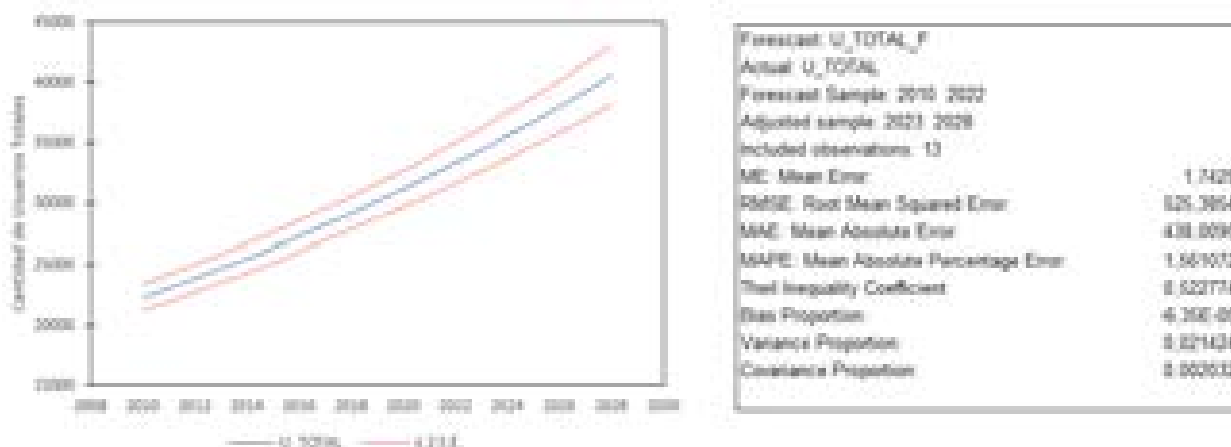


Figura 4.2 - U_Total estimaciones MCO y pronóstico

4.4.2. Suavización Exponencial Multiplicativa Holt-Winters

El Método de Suavización Exponencial de Holt-Winters multiplicativo para el número total de usuarios sigue una trayectoria creciente estable, como se observa entre el periodo 2010- 2022. El modelo muestra estabilidad y permite estimar el número de usuarios para el periodo 2023-2028. La Figura 4.3 muestra la proyección del número de usuarios y el intervalo de confianza para un nivel de significancia del 95%

Tabla 4.5 – U_TOTAL estimaciones HW y pronóstico

Sample: 2016 2022

Included observations: 13
 Method: Holt-Winters Multiplicative Seasonal
 Original Series: U_Total
 Forecast Series: U_Total_F

Parameters:	Alpha	1
	Beta	0,617072
	Gamma	-
Sum of Squared Residuals		1664159
Root Mean Squared Error		152,0307

End of Period Levels:	Mean	32542
	Trend	912,3749

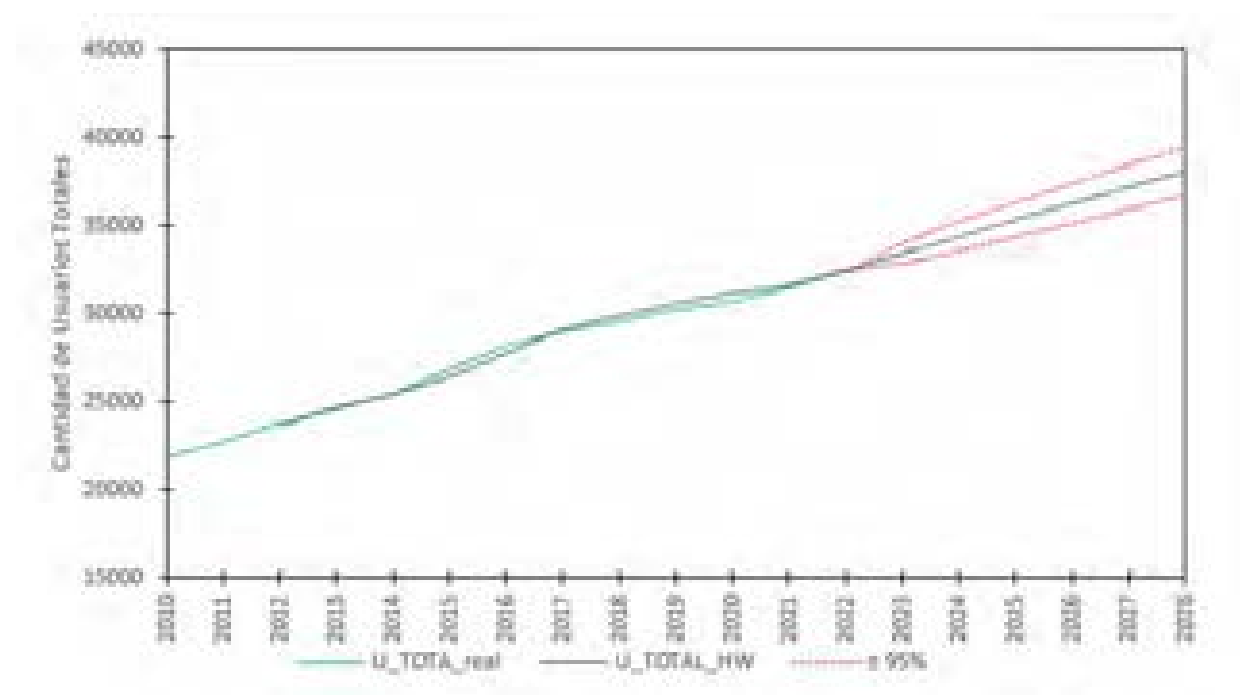


Figura 4.3 - U_TOTAL estimaciones HW y pronóstico

4.5. Número de Usuarios Total

En esta sección se presentan las estimaciones para la cantidad de Usuarios Total de la empresa Dirección Provincial de Energía. Para la proyección de los datos, se consideraron dos escenarios futuros: uno moderado o conservador y otro optimista. En el primer caso, las estimaciones por el método de Holt-Winters muestran que el consumo estimado sigue la misma tendencia que la serie histórica. Por su parte, el escenario optimista se modela a partir de MCO y muestra el crecimiento del número de usuarios en función del crecimiento esperado de la población de Tierra del Fuego. El método MCO muestra un escenario de máxima cuyo nivel está por encima de la estimación por Holt-Winters, influenciado por una tasa de crecimiento de la población mayor.

La tabla 4.6 y la Figura 4.4, muestran las comparaciones de la estimación del número de usuarios para los escenarios moderado y optimista.

Tabla 4.6 – U_Total estimaciones y pronóstico (MCO y HW)

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (tasas interanuales)			
	Moderado HW		Optimista MCO	
	U_Total	Variación	U_Total	Variación
2010		-	22327	-
2011		-	23081	3,38%
2012	23668	-	23861	3,38%
2013	24696	4,34%	24666	3,38%
2014	25498	3,25%	25500	3,38%
2015	26408	3,57%	26361	3,38%
2016	27769	5,15%	27251	3,38%
2017	29144	4,95%	28172	3,38%
2018	29889	2,56%	29123	3,38%
2019	30526	2,13%	30107	3,38%
2020	31154	2,06%	31124	3,38%
2021	31641	1,56%	32175	3,38%
2022	32415	2,45%	33262	3,38%
2023	33464	3,24%	34377	3,35%
2024	34386	2,76%	35530	3,35%
2025	35308	2,68%	36721	3,35%
2026	36230	2,61%	37952	3,35%
2027	37152	2,54%	39225	3,35%
2028	38074	2,48%	40541	3,35%
2023-2028		2,72%		3,356%

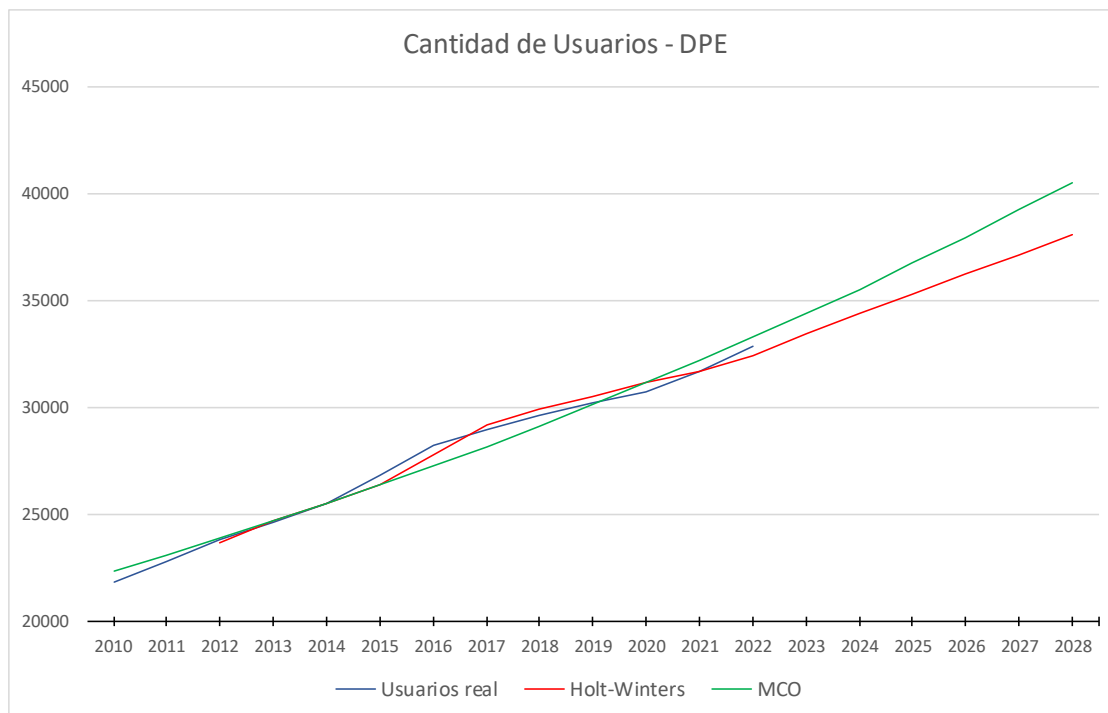


Figura 4.4 – U_Total estimaciones y pronóstico (HW y MCO)

Finalmente, en función de los porcentajes de participación de los 4 conglomerados urbanos descriptos en la sección 4.1 se puede estimar el crecimiento del número de usuarios totales para el periodo 2023-2024. La tabla 4.7 y 8.4 muestra la distribución de usuarios para la ciudad de Ushuaia y las localidades de Tolhuin, San Sebastián y Almanza para los escenarios Moderado y Optimista respectivamente.

Tabla 4.7 – Estimaciones y pronóstico Modelo Holt-Winters (Escenario Moderado)

Año	Ushuaia 90,91%	Tolhuin 8,90%	San Sebastian 0,10%	Almanza 0,09%	Total 100,00%
2023	30422	2978	33	30	33464
2024	31260	3060	34	31	34386
2025	32099	3142	35	32	35308
2026	32937	3224	36	33	36230
2027	33775	3307	37	33	37152
2028	34613	3389	38	34	38074

Tabla 4.8 – Estimaciones y pronóstico Modelo MCO (Escenario Optimista)

Año	Ushuaia 90,91%	Tolhuin 8,90%	San Sebastian 0,10%	Almanza 0,09%	Total 100,00%
2023	31252	3060	34	31	34377
2024	32300	3162	36	32	35530
2025	33383	3268	37	33	36721
2026	34503	3378	38	34	37952
2027	35660	3491	39	35	39225
2028	36855	3608	41	36	40541

5. CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA

5.1. Metodología de determinación de demanda máxima

La proyección de la Demanda Máxima se calcula a partir de los resultados de las proyecciones de energía de la empresa Dirección Provincial de Energía, el factor de pérdidas y el factor de carga estimado para el periodo de análisis. En esta ocasión la proyección se realiza solamente sobre la ciudad de Ushuaia dado que del resto de las localidades (Tolhuin, San Sebastián y Almanza) no se contaba con los registros de información necesaria para el estudio.

Para el cálculo de las pérdidas y el factor de carga se utiliza información histórica de compra de energía y facturación de energía y potencias máximas contratadas.

La metodología de trabajo se basa en los siguientes pasos:

- Estimación de las pérdidas de energías mensuales a partir de la relación entre las ventas totales de energía y la generación, para el periodo 2021-2022.
- Estimación del factor de carga anual a partir de la relación las compras de energía y la demanda máxima registrada para los últimos dos años (2021-2022).
- En base a las estimaciones de ventas de energía para el periodo 2023-2028 y el factor de pérdidas estimado se determina el monto total de compra de energía para el periodo proyectado.
- Finalmente, a partir de las proyecciones de compras de energía y el factor de carga se determina la demanda máxima para el periodo proyectado.

La Tabla 5.1 presenta de manera resumida la información suministrada por la Dirección Provincial de Energía (DPE). Las figuras 5.1 y 5.2 presentan el porcentaje de pérdidas anuales y el factor de carga anual de la empresa distribuidora DPE respectivamente, para el periodo 2021-2022.

Tabla 5.1 – Serie histórica de compras de energía más generación propia y demanda máxima

Año	Generación de Energía MWh/año	Facturación de Energía MWh/año	Pérdidas de Energía %	Potencia Máxima MW	Factor de Carga
2021	245.406	219.755	10,45%	39,27	0,71
2022	257.856	233.474	9,46%	41,22	0,71
Promedio 2021-2022			9,95%		0,71

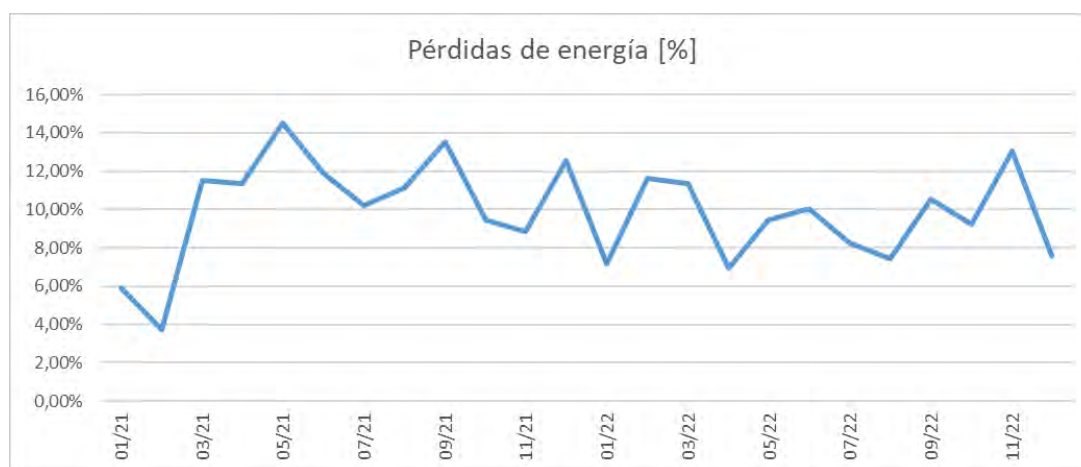


Figura 5.1 - Porcentaje de pérdidas de energía anuales de DPE (Ushuaia)

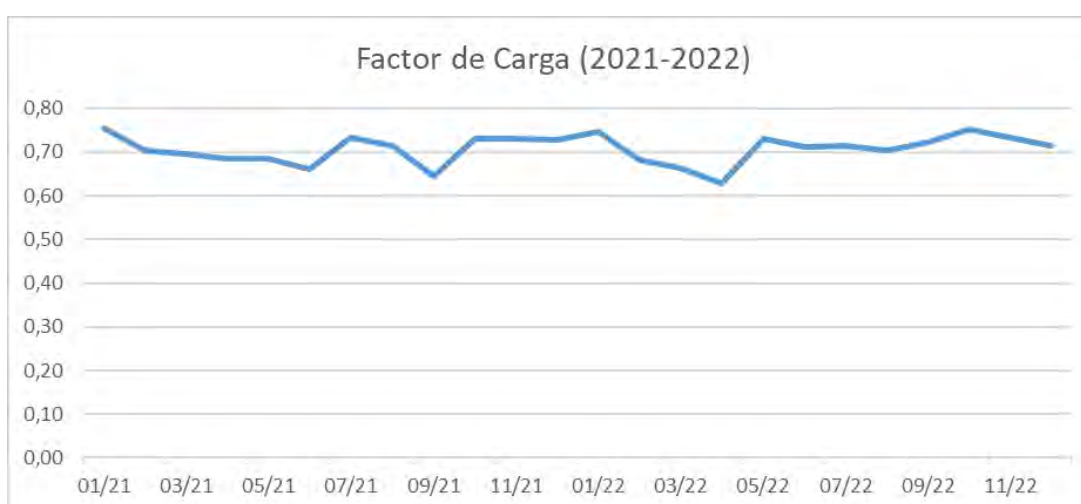


Figura 5.2 - Factor de Carga anual de DPE (Ushuaia)

5.2. Cálculo de demanda máxima

5.2.1. Escenario Moderado

En base a la información histórica se obtuvo el promedio de pérdidas en el sistema de distribución (Ushuaia) para el periodo 2021-2022. El valor promedio de pérdidas de energía del sistema de distribución fue de 9,95%

Seguidamente se calculó el factor de carga anual cuyo valor fue de 0,71.

En base a estos valores y a la energía pronosticada para el periodo 2024-2028 bajo un escenario Moderado se estimó la potencia máxima para el sistema para dicho periodo.

Tabla 5.2 – Potencia máxima escenario moderado (Ushuaia)

Año	Facturación de Energía	Pérdidas de Energía	Generación de Energía	Factor de Carga	Potencia Máxima
	MWh	%	MWh		MW
2021	219.755	10,45%	245.406	0,71	39,27
2022	233.474	9,46%	257.856	0,71	41,22
2023	233.489	9,95%	259.288	0,71	41,69
2024	237.627	9,95%	263.884	0,71	42,43
2025	242.237	9,95%	269.002	0,71	43,25
2026	246.656	9,95%	273.910	0,71	44,04
2027	251.392	9,95%	279.169	0,71	44,89
2028	255.703	9,95%	283.957	0,71	45,66

5.2.2. Escenario Optimista

En base a la información histórica se obtuvo el promedio de pérdidas en el sistema de distribución (Ushuaia) para el periodo 2021-2022. El valor promedio de pérdidas de energía del sistema de distribución fue de 9,95%

Seguidamente se calculó el factor de carga anual cuyo valor fue de 0,71.

En base a estos valores y a la energía pronosticada para el periodo 2024-2028 bajo un escenario Optimista se estimó la potencia máxima para el sistema para dicho periodo.

Tabla 5.3 – Potencia máxima escenario optimista (Ushuaia)

Año	Facturación de Energía	Pérdidas de Energía	Compra de Energía + Generación	Factor de Carga	Potencia Máxima
	GWh	%	GWh		MW
2021	219.755	10,45%	245.406	0,71	39,27
2022	233.474	9,46%	257.856	0,71	41,22
2023	246.916	9,95%	274.199	0,71	44,09
2024	252.230	9,95%	280.099	0,71	45,03
2025	257.879	9,95%	286.373	0,71	46,04
2026	263.215	9,95%	292.299	0,71	47,00
2027	269.030	9,95%	298.756	0,71	48,03
2028	274.227	9,95%	304.527	0,71	48,96

5.2.3. Resultados finales

Finalmente, la tabla a continuación exhibe los resultados de la proyección de las compras de energía más generación propia y la demanda máxima para la Empresa Provincial de Energía en la ciudad de Ushuaia. Se recuerda que la misma fue calculada a partir de los resultados de las proyecciones de demanda de energía, la información histórica de compras de energía más generación propia y la información histórica de demanda máxima.

Tabla 5.3 – Estimación de potencia máxima periodo 2024-2028 (DPE-Ushuaia)

Año	MODERADO		OPTIMISTA	
	Pot. max. [MW]	Crec. Pmax [%]	Pot. max. [MW]	Crec. Pmax [%]
2021	39,3		39,27	
2022	41,2	4,95%	41,22	4,95%
2023	41,7	1,15%	44,09	6,97%
2024	42,4	1,77%	45,03	2,15%
2025	43,3	1,94%	46,04	2,24%
2026	44,0	1,82%	47,00	2,07%
2027	44,9	1,92%	48,03	2,21%
2028	45,7	1,71%	48,96	1,93%
2024 - 2028		1,83%		2,13%

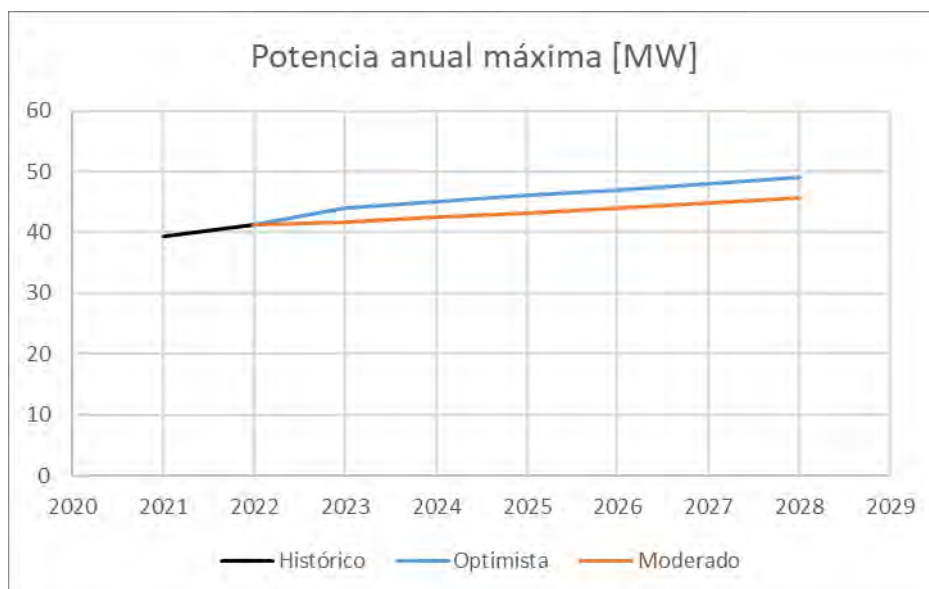

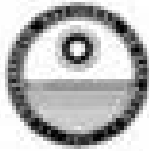



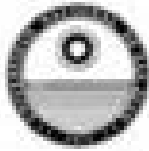
Figura 5.3 – Potencia máxima escenario moderado y optimista para DPE (Ushuaia)

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 1 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

ANEXO MANUAL DE COSTOS

Contenido

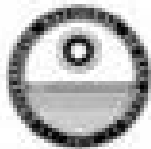
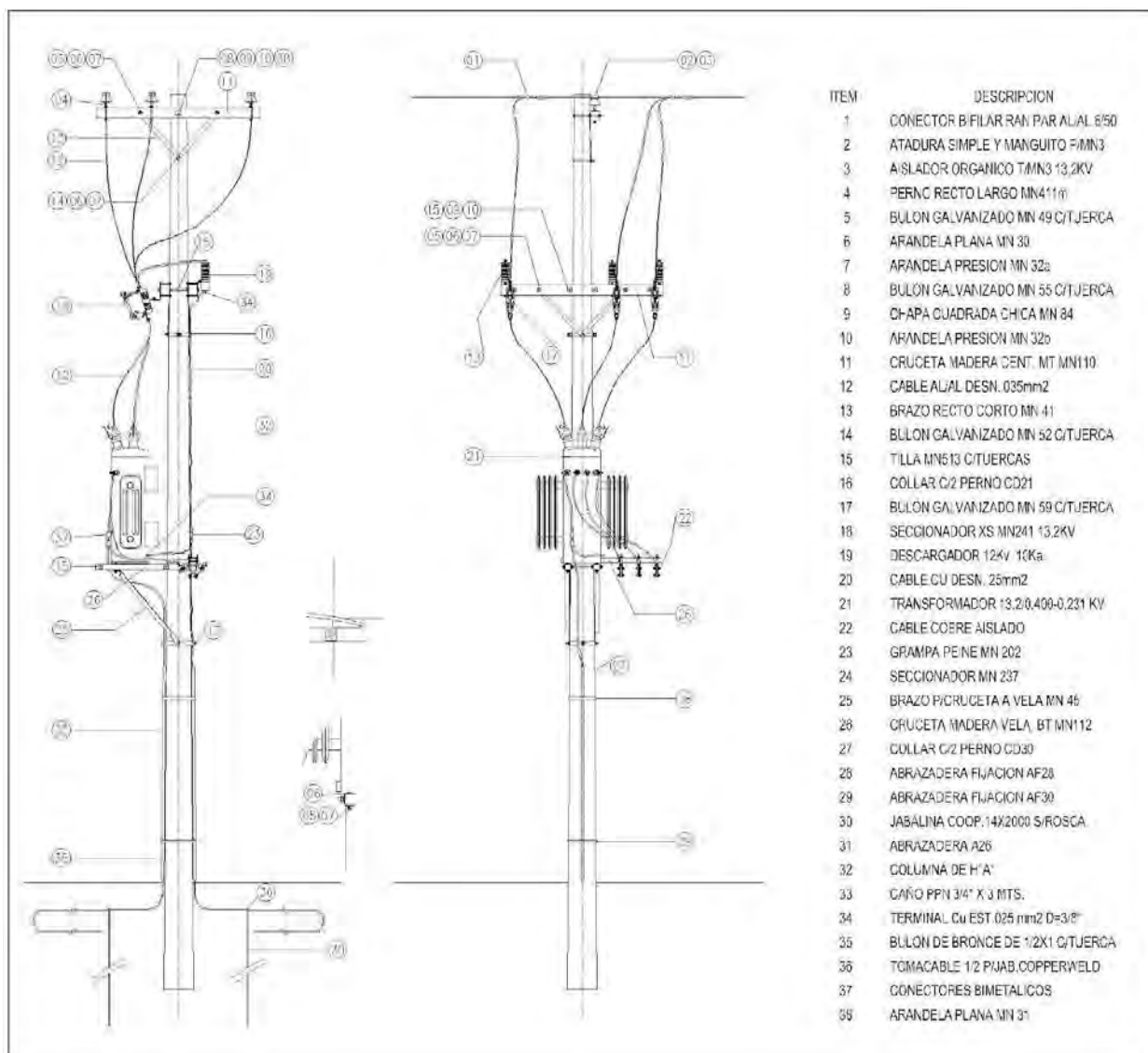
1: Centros de Transformación MT/BT.....	2
2: Transformadores de Distribución.....	19
3: Cables Subterráneos de BT	22
4: Línea de MT – Aérea y Subterránea.....	29
5: Línea Aérea de BT.....	57
6: Centros de Distribución MT	71
7: Acometidas y Medidores	77
8: Equipos de Protección y Maniobra	84


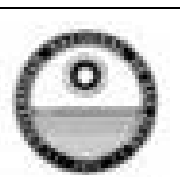
  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 2 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

1: Centros de Transformación MT/BT

CUADRO RESUMEN


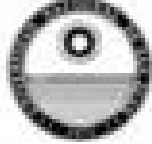
Centros de Transformación MT-BT		
Descripción	Unidad	Costo Total [\$] Jul. 2023
Aérea Monoposte 13,2 kV - HºAº	1 estructura	2.430.066
Aérea Monoposte 13,2 kV - Madera	1 estructura	771.510
Aérea Biposte 13,2 kV - HºAº	1 estructura	3.782.424
Aérea Monoposte 33 kV - HºAº	1 estructura	2.854.765
Aérea Biposte 33 kV - HºAº	1 estructura	3.954.890
Subterránea 13,2 kV - 630 kVA - s/Vereda	1 estructura	23.009.672
Subterránea 13,2 kV - 800 kVA - s/Vereda	1 estructura	23.903.755
Subterránea 13,2 kV - 1000 kVA - s/Vereda	1 estructura	26.239.108
Subterránea 13,2 kV - 1250 kVA - s/Vereda	1 estructura	26.665.455
Subterránea 13,2 kV - 630 kVA - s/Calzada	1 estructura	23.624.659
Subterránea 13,2 kV - 800 kVA - s/Calzada	1 estructura	24.709.686
Subterránea 13,2 kV - 1000 kVA - s/Calzada	1 estructura	27.033.340
Subterránea 13,2 kV - 1250 kVA - s/Calzada	1 estructura	27.453.178

Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de
Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego**TÍPICO CONSTRUCTIVO
SETA AÉREA MONOPOSTE**

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 4 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


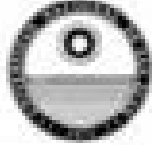
Seta Aérea Monoposte 13,2 kV - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Estribo conjunto 635297 p/cond 95 o 120 mm2 a Estrib. de Cu 50 mm2	3,0	4.969	14.907	3.130	2.534	5.664	103	132	2.164	22.970
Grampa bifilar bimetalica Al/Cu 1981/4B 10 mm2-95 mm2	1,0	2.810	2.810	590	478	1.068	19	25	408	4.330
Grampa Paralela peine 1986/4 25 mm2-70 mm2	1,0	3.688	3.688	774	627	1.401	25	33	535	5.683
Grampa para trabajo c/tensión de 25/70 mm2 (pico de pato)	3,0	17.190	51.570	10.830	8.767	19.597	356	455	7.487	79.465
Terminal de cobre de 50 mm2 Φ 1/2"	12,0	1.832	21.982	4.616	3.737	8.353	152	194	3.191	33.872
Terminal de cobre de 70 mm2 Φ 1/2"	6,0	2.015	12.090	2.539	2.055	4.594	83	107	1.755	18.629
Cruceta de H° A° MN 112	1,0	23.009	23.009	4.832	3.911	8.743	159	203	3.340	35.454
Separador de H° A° 13 kV	2,0	95.989	191.978	40.315	32.636	72.951	1.325	1.696	27.871	295.820
Cable de Cu desnudo de 35 mm2 IRAM 2004	21,0	3.000	63.001	13.230	10.710	23.940	435	556	9.146	97.078
Cable de Cu desnudo de 50 mm2 IRAM 2004	35,0	3.560	124.605	26.167	21.183	47.350	860	1.101	18.090	192.004
Cable de Cu unipolar Aisl/PVC Flex. 50 mm2 IRAM 2103	20,0	4.026	80.513	16.908	13.687	30.595	556	711	11.689	124.063
Cable de Cu unipolar Aisl/PVC Flex. 70 mm2 IRAM 2103	14,0	5.636	78.903	16.570	13.413	29.983	544	697	11.455	121.582
Aislador porcelana MN 3A 13,2 kV perno rígido IRAM 2077	3,0	8.300	24.900	5.229	4.233	9.462	172	220	3.615	38.369
Perno recto MN 411	3,0	3.700	11.100	2.331	1.887	4.218	77	98	1.611	17.104
Esparrago de bronce con 2 Tuercas MN 1101B	6,0	683	4.098	861	697	1.558	28	36	595	6.315
Seccionador portafusible APR p/630 A p/NH	3,0	17.100	51.300	10.773	8.721	19.494	354	453	7.448	79.049
Seccionador XS portaf. Autodescon. Unip. 13,2 kV 100 A	3,0	50.397	151.192	31.750	25.703	57.453	1.043	1.335	21.949	232.973
Descargador de 15 kV-10 kA	3,0	23.918	71.753	15.068	12.198	27.266	495	634	10.417	110.564
Jabalina Ac/Cu JL18 x 2000 (3/4") IRAM 2309	4,0	3.951	15.803	3.319	2.687	6.006	109	140	2.294	24.352
Soldadura Cuproaluminitermica N° 65	18,0	773	13.910	2.921	2.365	5.286	96	123	2.019	21.435
Apoya escalera MN 335 de hierro galvanizado	1,0	12.000	12.000	2.520	2.040	4.560	83	106	1.742	18.491
Caño de polipropileno de 1" (25,4 mm)	1,5	786	1.180	248	201	449	8	10	171	1.818
Columna de H°A° 13/600/3	1,0	580.000	580.000	60.900	49.300	110.200	3.451	4.417	72.609	770.677
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	2,3	22.000	50.600	10.626	8.602	19.228	349	447	7.346	77.970
TOTAL			1.656.890			519.419				2.430.066

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 5 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

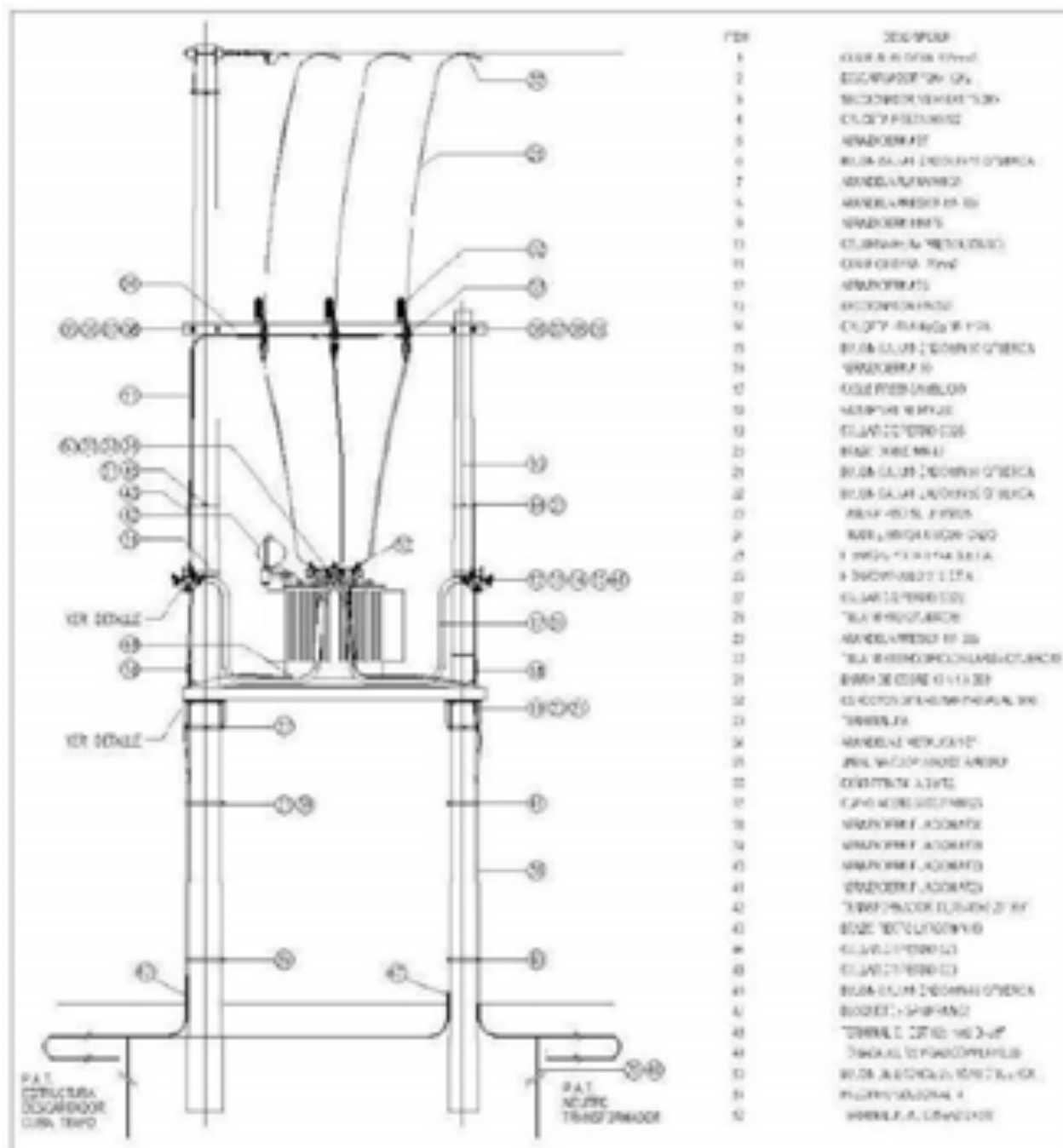
Seta Aérea Monoposte 13,2 kV - Madera


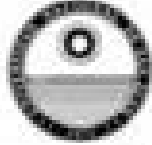
Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Aislador porcelana MN 3A 13,2 kV perno rígido IRAM 2077	4,0	8.300	33.200	12.284	7.636	19.920	266	340	5.588	59.314
Aislador IRAM 2230 - MN 17	5,0	1.700	8.500	3.145	1.955	5.100	68	87	1.431	15.186
Cable de Cu desnudo 16 mm² 7H	17,0	1.492	25.359	9.383	5.833	15.216	203	260	4.268	45.306
Cable de Cu desnudo 25 mm² 7H	9,0	2.143	19.286	7.136	4.436	11.572	154	197	3.246	34.456
Cable de Cu 50 mm² 19H recubierto con PVC	2,0	4.026	8.051	2.979	1.852	4.831	64	82	1.355	14.384
Descargador 15KV-10KA Tipo MN 421	2,0	23.918	47.835	17.699	11.002	28.701	383	490	8.052	85.460
Seccionador fusible Kearney Tipo MN 241	2,0	50.397	100.794	37.294	23.183	60.477	806	1.032	16.966	180.076
Conectores bifilares para líneas aéreas	4,0	2.035	8.139	3.011	1.872	4.883	65	83	1.370	14.541
Seccionador fusible de baja tensión Tipo MN 233	1,0	17.100	17.100	6.327	3.933	10.260	137	175	2.878	30.550
Brazo recto liviano Tipo MN 41L	8,0	3.100	24.800	9.176	5.704	14.880	198	254	4.174	44.307
Cruceta de madera Tipo MN 111	3,0	8.000	24.000	8.880	5.520	14.400	192	246	4.040	42.877
Collar Tipo MN 251	4,0	3.300	13.200	4.884	3.036	7.920	106	135	2.222	23.583
Perno recto MN 411	4,0	3.700	14.800	5.476	3.404	8.880	118	152	2.491	26.441
Rack para 2 aisladores Tipo MN 481	2,0	4.600	9.200	3.404	2.116	5.520	74	94	1.549	16.436
Rack para 1 aislador Tipo MN 482	1,0	2.500	2.500	925	575	1.500	20	26	421	4.466
Abrazadera Tipo TIPO II LBT 250 mm	3,0	961	2.882	1.066	663	1.729	23	30	485	5.148
Poste de eucaliptus 11.00 mts	1,0	37.245	37.245	7.200	5.600	12.800	250	320	5.265	55.880
Bulon de bronce 5/16" x 1" con tuerca y arandela	2,0	103	207	76	48	124	2	2	35	370
Caño Hº Gº ¾" de 3,2 mts p/antena BT	2,0	4.304	8.609	3.185	1.980	5.165	69	88	1.449	15.380
Apoyo escalera	1,0	12.000	12.000	4.440	2.760	7.200	96	123	2.020	21.439
Soporte para aislador	1,0	3.700	3.700	1.369	851	2.220	30	38	623	6.610
Terminal de indentar p/cable Cu 25 mm²	12,0	450	5.400	1.998	1.242	3.240	43	55	909	9.647
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	1	22.000	11.000	4.070	2.530	6.600	88	113	1.852	19.652
TOTAL			437.807			253.139				771.510

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 6 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

Seta Aérea Monoposte 33 kV - H°A°


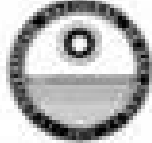
Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Estribo conjunto 635297 p/cond 95 o 120 mm2 a Estrib. de Cu 50 mm2	3	4.969	14.907	3.130	2.534	5.665	103	132	2.164	22.970
Grampa bifilar bimetalica Al/Cu 1981/4B 10 mm2-95 mm2	1	2.810	2.810	590	478	1.068	19	25	408	4.330
Grampa Paralela peine 1986/4 25 mm2-70 mm2	1	3.688	3.688	774	627	1.401	25	33	535	5.683
Grampa para trabajo c/tensión de 25/70 mm2 (pico de pato)	3	17.190	51.570	10.830	8.767	19.597	356	455	7.487	79.465
Terminal de cobre de 50 mm2 Φ 1/2"	12	1.832	21.982	4.616	3.737	8.353	152	194	3.191	33.872
Terminal de cobre de 70 mm2 Φ 1/2"	6	2.015	12.090	2.539	2.055	4.594	83	107	1.755	18.630
Cruceta de H° A° MN 112	1	23.009	23.009	4.832	3.911	8.743	159	203	3.340	35.454
Separador de H° A° 33 kV	2	115.187	230.373	48.378	39.163	87.542	1.590	2.035	33.445	354.984
Cable de Cu desnudo de 35 mm2 IRAM 2004	21	3.000	63.001	13.230	10.710	23.940	435	556	9.146	97.078
Cable de Cu desnudo de 50 mm2 IRAM 2004	40	3.560	142.405	29.905	24.209	54.114	983	1.258	20.674	219.433
Cable de Cu unipolar Aisl/PVC Flex. 50 mm2 IRAM 2103	20	5.636	112.718	23.671	19.162	42.833	778	996	16.364	173.689
Cable de Cu unipolar Aisl/PVC Flex. 70 mm2 IRAM 2103	14	5.636	78.903	16.570	13.413	29.983	544	697	11.455	121.582
Aislador porcelana MN 14 33 kV perno rígido IRAM 2077	3	21.694	65.083	13.667	11.064	24.731	449	575	9.448	100.286
Perno recto MN 414	3	4.440	13.320	2.797	2.264	5.062	92	118	1.934	20.525
Esparrago de bronce con 2 Tuercas MN 1101B	6	683	4.098	861	697	1.557	28	36	595	6.315
Seccionador portafusible APR p/630 A p/NH	3	17.100	51.300	10.773	8.721	19.494	354	453	7.448	79.049
Seccionador XS portaf. Autodescon. Unip. 33 kV 100 A	3	75.596	226.787	47.625	38.554	86.179	1.565	2.003	32.924	349.459
Juego de 3 descargadores de 36 kV-10 kA	1	107.629	107.629	22.602	18.297	40.899	743	951	15.625	165.846
Jabalina Ac/Cu JL18 x 2000 (3/4") IRAM 2309	4	5.136	20.544	4.314	3.493	7.807	142	181	2.983	31.657
Soldadura Cuproaluminítermica N° 65	18	773	13.910	2.921	2.365	5.286	96	123	2.019	21.435
Apoya escalera MN 335 de hierro galvanizado	1	12.000	12.000	2.520	2.040	4.560	83	106	1.742	18.491
Caño de polipropileno de 1" (25,4 mm)	2	786	1.180	248	201	448	8	10	171	1.818
Columna de H°A° 13/600/3	1	580.000	580.000	60.900	49.300	110.200	3.451	4.417	72.609	770.677
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	4	22.000	79.200	16.632	13.464	30.096	546	699	11.498	122.040
TOTAL			1.932.507			624.152				2.854.765

Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de
Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego**TÍPICO CONSTRUCTIVO
SETA AÉREA BIPOSTE**

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 8 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


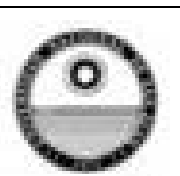
Seta Aérea Biposte 13.2 kV - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Estribo conjunto 635297 p/cond 95 o 120 mm2 a Estrib. de Cu 50 mm2	3,0	4.969	14.907	2.683	2.236	4.919	99	127	2.086	22.138
Grampa bifilar bimetalica Al/Cu 1981/4B 10 mm2-95 mm2	4,0	2.810	11.240	2.023	1.686	3.709	75	96	1.573	16.692
Grampa Paralela peine 1986/4 25 mm2-70 mm2	3,0	3.688	11.064	1.992	1.660	3.652	74	94	1.548	16.431
Grampa para trabajo c/tensión de 25/70 mm2 (pico de pato)	3,0	17.190	51.570	9.283	7.736	17.019	343	439	7.216	76.586
Terminal de cobre de 35 mm2 Φ 1/2"	6,0	1.649	9.892	1.781	1.484	3.265	66	84	1.384	14.690
Terminal de cobre de 50 mm2 Φ 1/2"	10,0	1.832	18.318	3.297	2.748	6.045	122	156	2.563	27.204
Terminal de cobre de 70 mm2 Φ 1/2"	4,0	2.015	8.060	1.451	1.209	2.660	54	69	1.128	11.970
Terminal de cobre de 120 mm2 Φ 1/2"	24,0	2.620	62.868	11.316	9.430	20.746	418	535	8.796	93.364
Cruceta de H° A° MN 112	2,0	20.511	41.023	7.384	6.153	13.537	273	349	5.740	60.921
Dado de H° A° entero MN 173	1,0	70.998	70.998	12.780	10.650	23.430	472	604	9.934	105.438
Dado de H° A° partido MN 173 A	1,0	76.590	76.590	13.786	11.489	25.275	509	652	10.716	113.743
Separador de H° A° 13,2 kV	1,0	171.140	171.140	30.805	25.671	56.476	1.138	1.457	23.945	254.156
Biela de H° A° de 2,5 m MN 172 A	1,0	70.249	70.249	12.645	10.537	23.182	467	598	9.829	104.325
Columna de H°A° 10,5/300/3	1,0	290.000	290.000	52.200	43.500	95.700	1.929	2.468	40.576	430.673
Cable de Cu desnudo de 35 mm2 IRAM 2004	22,0	3.000	66.001	11.880	9.900	21.780	439	562	9.235	98.016
Cable de Cu desnudo de 50 mm2 IRAM 2004	45,0	3.560	160.206	28.837	24.031	52.868	1.065	1.364	22.415	237.918
Cable de Cu unipolar Aisl/PVC Flex. 50 mm2 IRAM 2103	20,0	4.026	80.513	14.492	12.077	26.569	535	685	11.265	119.568
Cable de Cu unipolar Aisl/PVC Flex. 70 mm2 IRAM 2103	10,0	5.636	56.359	10.145	8.454	18.599	375	480	7.886	83.698
Aislador porcelana MNA 3 13,2 kV perno rígido IRAM 2077	4,0	8.300	33.200	5.976	4.980	10.956	221	283	4.645	49.305
Abrazaderas MN 104	1,0	4.500	4.500	810	675	1.485	30	38	630	6.683
Perno recto MN 411	4,0	3.700	14.800	2.664	2.220	4.884	98	126	2.071	21.979
Esparrago de bronce con 2 Tuercas MN 1101B	4,0	683	2.732	492	410	902	18	23	382	4.058
Perfil P.N.U. N° 14 por 6 metros	1,5	53.966	80.949	14.571	12.142	26.713	538	689	11.326	120.216
Seccionador portafusible APR p/630 A p/NH	12,0	17.100	205.200	36.936	30.780	67.716	1.365	1.747	28.711	304.738
Seccionador XS portaf. Autodescon. Unip. 13,2 kV 100 A	3,0	50.397	151.192	27.214	22.679	49.893	1.005	1.287	21.154	224.532
Descargador de 13,2 kV-100 A	3,0	23.918	71.753	12.915	10.763	23.678	477	611	10.039	106.558
Jabalina Ac/Cu JL18 x 2000 (3/4") IRAM 2309	3,5	3.951	13.828	2.489	2.074	4.563	92	118	1.935	20.535
Soldadura Cuproaluminitérmica N° 65	21,0	773	16.229	2.921	2.434	5.355	108	138	2.271	24.101
Apoya escalera MN 335 de hierro galvanizado	1,0	12.000	12.000	2.160	1.800	3.960	80	102	1.679	17.821
Caño de polipropileno de 1" (25,4 mm)	2,0	786	1.573	283	236	519	10	13	220	2.336
Columna de H°A° 13/600/3	1,0	580.000	580.000	104.400	87.000	191.400	3.857	4.937	81.151	861.345
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	4,0	22.000	88.000	15.840	13.200	29.040	585	749	12.313	130.687
TOTAL			2.546.953			840.495				3.782.424

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 9 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


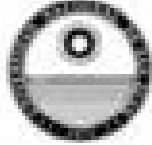
Seta Aérea Biposte 33 kV - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Estribo conjunto 635297 p/cond 95 o 120 mm2 a Estrib. de Cu 50 mm2	3,0	4.969	14.907	2.683	2.385	5.068	100	128	2.101	22.304
Grampa bifilar bimetalica Al/Cu 1981/4B 10 mm2-95 mm2	4,0	2.810	11.240	2.023	1.798	3.821	75	96	1.584	16.817
Grampa Paralela peine 1986/4 25 mm2-70 mm2	3,0	3.688	11.064	1.992	1.770	3.762	74	95	1.560	16.554
Grampa para trabajo c/tensión de 25/70 mm2 (pico de pato)	3,0	17.190	51.570	9.283	8.251	17.534	346	442	7.270	77.161
Terminal de cobre de 35 mm2 Φ 1/2"	6,0	1.649	9.892	1.781	1.583	3.363	66	85	1.394	14.801
Terminal de cobre de 50 mm2 Φ 1/2"	12,0	1.832	21.982	3.957	3.517	7.474	147	189	3.099	32.890
Terminal de cobre de 70 mm2 Φ 1/2"	4,0	2.015	8.060	1.451	1.290	2.740	54	69	1.136	12.060
Terminal de cobre de 120 mm2 Φ 1/2"	24,0	2.620	62.868	11.316	10.059	21.375	421	539	8.862	94.066
Cruceta de H° A° MN 112	2,0	20.511	41.023	7.384	6.564	13.948	275	352	5.783	61.380
Dado de H° A° entero MN 173	1,0	70.998	70.998	12.780	11.360	24.139	476	609	10.008	106.231
Dado de H° A° partido MN 173 A	1,0	76.590	76.590	13.786	12.254	26.040	513	657	10.797	114.597
Separador de H° A° 33 kV	1,0	115.187	115.187	20.734	18.430	39.163	772	988	16.238	172.347
Biela de H° A° de 2,5 m MN 172 A	1,0	70.249	70.249	12.645	11.240	23.885	471	602	9.903	105.110
Columna de H°A° 10,5/300/3	1,0	290.000	290.000	52.200	46.400	98.600	1.943	2.487	40.881	433.911
Cable de Cu desnudo de 35 mm2 IRAM 2004	24,0	3.000	72.001	12.960	11.520	24.480	482	617	10.150	107.731
Cable de Cu desnudo de 50 mm2 IRAM 2004	40,0	3.560	142.405	25.633	22.785	48.418	954	1.221	20.075	213.073
Cable de Cu unipolar Aisl/PVC Flex. 50 mm2 IRAM 2103	20,0	4.026	80.513	14.492	12.882	27.374	539	690	11.350	120.467
Cable de Cu unipolar Aisl/PVC Flex. 70 mm2 IRAM 2103	10,0	5.636	56.359	10.145	9.017	19.162	378	483	7.945	84.327
Aislador porcelana MNA 3 13,2 kV perno rígido IRAM 2077	4,0	21.694	86.777	15.620	13.884	29.504	581	744	12.233	129.839
Abrazaderas MN 104	1,0	4.500	4.500	810	720	1.530	30	39	634	6.733
Perno recto MN 411	4,0	4.440	17.760	3.197	2.842	6.038	119	152	2.504	26.573
Esparrago de bronce con 2 Tuercas MN 1101B	6,0	683	4.098	738	656	1.393	27	35	578	6.132
Perfil P.N.U. N° 14 por 6 metros	1,5	53.966	80.949	14.571	12.952	27.523	542	694	11.411	121.120
Seccionador portafusible APR p/630 A p/NH	12,0	17.100	205.200	36.936	32.832	69.768	1.375	1.760	28.927	307.029
Seccionador XS portaf. Autodescon. Unip. 33 kV 100 A	3,0	75.596	226.787	40.822	36.286	77.108	1.519	1.945	31.970	339.329
Juego de 3 descargadores de 36 kV-10 KA	1,0	107.629	107.629	19.373	17.221	36.594	721	923	15.172	161.039
Jabalina Ac/Cu JL18 x 2000 (3/4") IRAM 2309	4,0	3.951	15.803	2.845	2.529	5.373	106	136	2.228	23.645
Soldadura Cuproaluminítermica N° 65	21,0	773	16.229	2.921	2.597	5.518	109	139	2.288	24.283
Apoya escalera MN 335 de hierro galvanizado	1,0	12.000	12.000	2.160	1.920	4.080	80	103	1.692	17.955
Caño de polipropileno de 1" (25,4 mm)	2,0	786	1.573	283	252	535	11	13	222	2.354
Columna de H°A° 13/600/3	1,0	580.000	580.000	104.400	92.800	197.200	3.886	4.974	81.761	867.822
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	3,5	22.000	77.000	13.860	12.320	26.180	516	660	10.855	115.211
TOTAL			2.643.213			898.692				3.954.890

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 11 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


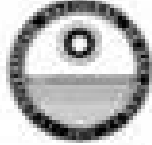
SET Subterránea 13.2kV - 630 kVA - Sobre Vereda

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Obra Civil subterránea en vereda, incluidos excavación, mampostería, hormigón, impermeabilización y herrería	13,5	155.428	2.098.284	1.002.867	668.578	1.671.445	18.849	24.126	396.576	4.209.280
Celda con seccionador fusible	2,0	2.767.590	5.535.180	553.518	110.704	664.222	30.997	39.676	652.177	6.922.252
Celda de Trafo Compacta c/seccionador /interruptor y protección	1,0	4.011.000	4.011.000	401.100	80.220	481.320	22.462	28.751	472.592	5.016.125
Interruptor BT Gral Masterpack 4X1000A - 150 kA	1,0	2.734.773	2.734.773	273.477	8.204	281.681	15.082	19.305	317.331	3.368.172
Interruptor desalida Compact NS 4X250A - 150 kA	4,0	506.439	2.025.758	202.576	6.077	208.653	11.172	14.300	235.060	2.494.943
Gabinete estanco	1,0	250.000	250.000	25.000	12.500	37.500	1.438	1.840	30.245	321.023
PAT	1,0	32.974	32.974	16.487	1.000	17.487	252	323	5.308	56.345
Tablero Gral (Protecc, Ilumin y desagote)	1,0	98.956	98.956	27.708	3.500	31.208	651	833	13.693	145.342
Bomba de desagote	1,0	120.000	120.000	33.600	14.760	48.360	842	1.078	17.711	187.991
Extractor de aire	1,0	123.967	123.967	34.711	15.248	49.959	870	1.113	18.297	194.206
Materiales varios BT	1,0	60.000	60.000	16.800	7.380	24.180	421	539	8.856	93.995
TOTAL			17.090.892			3.516.015				23.009.672

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 12 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


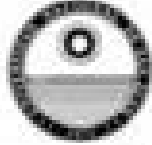
SET Subterránea 13,2 kV - 800 kVA - Sobre Vereda

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Obra Civil subterránea en vereda, incluidos excavación, mampostería, hormigón, impermeabilización y herrería	13,5	155.428	2.098.284	1.002.867	668.578	1.671.445	18.849	24.126	396.576	4.209.280
Celda con seccionador fusible	2,0	2.767.590	5.535.180	553.518	110.704	664.222	30.997	39.676	652.177	6.922.252
Celda de Trafo Compacta c/seccionador /interruptor y protección	1,0	4.011.000	4.011.000	401.100	80.220	481.320	22.462	28.751	472.592	5.016.125
Interruptor BT Gral Masterpack 4X1250A - 150 kA	1,0	3.008.250	3.008.250	300.825	9.025	309.850	16.591	21.236	349.064	3.704.990
Interruptor desalida Compact NS 4X400A - 150 kA	4,0	607.727	2.430.909	243.091	7.293	250.384	13.406	17.160	282.072	2.993.932
Gabinete estanco	1,0	250.000	250.000	25.000	12.500	37.500	1.438	1.840	30.245	321.023
PAT	1,0	32.974	32.974	16.487	1.000	17.487	252	323	5.308	56.345
Tablero Gral (Protecc, Ilumin y desagote)	1,0	120.000	120.000	33.600	3.500	37.100	786	1.005	16.527	175.418
Bomba de desagote	1,0	120.000	120.000	33.600	14.760	48.360	842	1.078	17.711	187.991
Extractor de aire	1,0	123.967	123.967	34.711	15.248	49.959	870	1.113	18.297	194.206
Materiales varios BT	1,3	60.000	78.000	21.840	9.594	31.434	547	700	11.512	122.194
TOTAL			17.808.564			3.599.061				23.903.755

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 13 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


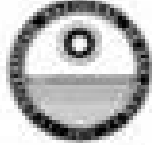
SET Subterránea 13.2 kV - 1000 kVA - Sobre Vereda

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Obra Civil subterránea en vereda, incluidos excavación, mampostería, hormigón, impermeabilización y herrería	13,5	155.428	2.098.284	1.002.867	668.578	1.671.445	18.849	24.126	396.576	4.209.280
Celda con seccionador fusible	2,0	2.767.590	5.535.180	553.518	110.704	664.222	30.997	39.676	652.177	6.922.252
Celda de Trafo Compacta c/seccionador /interruptor y protección	1,0	4.011.000	4.011.000	401.100	80.220	481.320	22.462	28.751	472.592	5.016.125
Interruptor BT Gral Masterpack 4X1600A - 150 kA	1,0	3.309.075	3.309.075	330.908	9.927	340.835	18.250	23.359	383.971	4.075.490
Interruptor desalida Compact NS 4X630A - 150 kA	6,0	668.500	4.011.000	401.100	12.033	413.133	22.121	28.314	465.419	4.939.987
Gabinete estanco	1,0	250.000	250.000	25.000	12.500	37.500	1.438	1.840	30.245	321.023
PAT	1,0	32.974	32.974	16.487	1.000	17.487	252	323	5.308	56.345
Tablero Gral (Protecc, Ilumin y desagote)	1,0	120.000	120.000	33.600	3.500	37.100	786	1.005	16.527	175.418
Bomba de desagote	1,0	120.000	120.000	33.600	14.760	48.360	842	1.078	17.711	187.991
Extractor de aire	1,0	123.967	123.967	34.711	15.248	49.959	870	1.113	18.297	194.206
Materiales varios BT	1,5	60.000	90.000	25.200	11.070	36.270	631	808	13.284	140.993
TOTAL			19.701.480			3.797.631				26.239.108

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 14 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


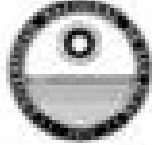
SET Subterránea 13.2 kV - 1250 kVA - Sobre Vereda

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Obra Civil subterránea en vereda, incluidos excavación, mampostería, hormigón, impermeabilización y herrería	13,5	155.428	2.098.284	1.002.867	668.578	1.671.445	18.849	24.126	396.576	4.209.280
Celda con seccionador fusible	2,0	2.767.590	5.535.180	553.518	110.704	664.222	30.997	39.676	652.177	6.922.252
Celda de Trafo Compacta c/seccionador /interruptor y protección	1,0	4.011.000	4.011.000	401.100	80.220	481.320	22.462	28.751	472.592	5.016.125
Interruptor BT Gral Masterpack 4X2000A - 150 kA	1,0	3.639.983	3.639.983	363.998	10.920	374.918	20.075	25.695	422.368	4.483.038
Interruptor desalida Compact NS 4X630A - 150 kA	6,0	668.500	4.011.000	401.100	12.033	413.133	22.121	28.314	465.419	4.939.987
Gabinete estanco	1,0	250.000	250.000	25.000	12.500	37.500	1.438	1.840	30.245	321.023
PAT	1,0	32.974	32.974	16.487	1.000	17.487	252	323	5.308	56.345
Tablero Gral (Protecc, Ilumin y desagote)	1,0	120.000	120.000	33.600	3.500	37.100	786	1.005	16.527	175.418
Bomba de desagote	1,0	120.000	120.000	33.600	14.760	48.360	842	1.078	17.711	187.991
Extractor de aire	1,0	123.967	123.967	34.711	15.248	49.959	870	1.113	18.297	194.206
Materiales varios BT	1,7	60.000	102.000	28.560	12.546	41.106	716	916	15.055	159.792
TOTAL			20.044.388			3.836.550				26.665.455

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 15 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


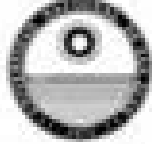
SET Subterránea 13.2kV - 630 kVA - Sobre Calzada

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Obra Civil subterránea en Calzada, incluidos excavación, mampostería, hormigón, impermeabilización, herrería y reposición parcial pavimento de hormigón.	13,5	180.297	2.434.010	1.143.269	762.179	1.905.448	21.697	27.773	456.511	4.845.439
Celda con seccionador fusible	2,0	2.767.590	5.535.180	553.518	110.704	664.222	30.997	39.676	652.177	6.922.252
Celda de Trafo Compacta c/seccionador/interruptor y protección	1,0	4.011.000	4.011.000	401.100	80.220	481.320	22.462	28.751	472.592	5.016.125
Interruptor BT Gral Masterpack 4X1000A - 150 kA	1,0	2.734.773	2.734.773	273.477		273.477	15.041	19.253	316.468	3.359.012
Interruptor desalida Compact NS 4X250A - 150 kA	4,0	506.439	2.025.758	202.576		202.576	11.142	14.261	234.421	2.488.157
Gabinete estanco	1,0	250.000	250.000	25.000	12.500	37.500	1.438	1.840	30.245	321.023
PAT	1,0	32.974	32.974	16.487	1.000	17.487	252	323	5.308	56.345
Tablero Gral (Protecc, Ilumin y desagote)	1,0	98.956	98.956	27.708	500	28.208	636	814	13.378	141.992
Bomba de desagote	1,0	120.000	120.000	33.600	14.760	48.360	842	1.078	17.711	187.991
Extractor de aire	1,0	123.967	123.967	34.711	15.248	49.959	870	1.113	18.297	194.206
Materiales varios BT	1,0	60.000	60.000	20.000	2.500	22.500	413	528	8.679	92.120
TOTAL			17.426.617			3.731.057				23.624.659

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 16 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


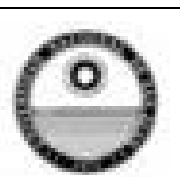
SET Subterránea 13,2 kV - 800 kVA - Sobre Calzada

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Obra Civil subterránea en Calzada, incluidos excavación, mampostería, hormigón, impermeabilización, herrería y reposición parcial pavimento de hormigón.	14,5	180.297	2.614.307	1.143.269	762.179	1.905.448	22.599	28.926	475.478	5.046.758
Celda con seccionador fusible	2,0	2.767.590	5.535.180	553.518	110.704	664.222	30.997	39.676	652.177	6.922.252
Celda de Trafo Compacta c/seccionador, /interruptor y protección	1,0	4.011.000	4.011.000	401.100	80.220	481.320	22.462	28.751	472.592	5.016.125
Interruptor BT Gral Masterpack 4X1250A - 150 kA	1,0	3.008.250	3.008.250	300.825		300.825	16.545	21.178	348.115	3.694.913
Interruptor desalida Compact NS 4X400A - 150 kA	4,0	607.727	2.430.909	243.091		243.091	13.370	17.114	281.305	2.985.788
Gabinete estanco	1,0	250.000	250.000	25.000	12.500	37.500	1.438	1.840	30.245	321.023
PAT	1,0	32.974	32.974	16.487	1.000	17.487	252	323	5.308	56.345
Tablero Gral (Protecc, Ilumin y desagote)	1,0	120.000	120.000	33.600	500	34.100	771	986	16.211	172.068
Bomba de desagote	1,0	120.000	120.000	33.600	14.760	48.360	842	1.078	17.711	187.991
Extractor de aire	1,0	123.967	123.967	34.711	15.248	49.959	870	1.113	18.297	194.206
Materiales varios BT	1,3	60.000	78.000	20.000	2.500	22.500	503	643	10.573	112.218
TOTAL			18.324.587			3.804.812				24.709.686

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 17 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


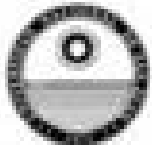
SET Subterránea 13.2 kV - 1000 kVA - Sobre Calzada

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Obra Civil subterránea en Calzada, incluidos excavación, mampostería, hormigón, impermeabilización, herrería y reposición parcial pavimento de hormigón.	14,5	180.297	2.614.307	1.143.269	762.179	1.905.448	22.599	28.926	475.478	5.046.758
Celda con seccionador fusible	2,0	2.767.590	5.535.180	553.518	110.704	664.222	30.997	39.676	652.177	6.922.252
Celda de Trafo Compacta c/seccionador, /interruptor y protección	1,0	4.011.000	4.011.000	401.100	80.220	481.320	22.462	28.751	472.592	5.016.125
Interruptor BT Gral Masterpack 4X1600A - 150 kA	1,0	3.309.075	3.309.075	330.908		330.908	18.200	23.296	382.926	4.064.405
Interruptor desalida Compact NS 4X630A - 150 kA	6,0	668.500	4.011.000	401.100		401.100	22.061	28.237	464.153	4.926.551
Gabinete estanco	1,0	250.000	250.000	25.000	12.500	37.500	1.438	1.840	30.245	321.023
PAT	1,0	32.974	32.974	16.487	1.000	17.487	252	323	5.308	56.345
Tablero Gral (Protecc, Ilumin y desagote)	1,0	120.000	120.000	33.600	500	34.100	771	986	16.211	172.068
Bomba de desagote	1,0	120.000	120.000	33.600	14.760	48.360	842	1.078	17.711	187.991
Extractor de aire	1,0	123.967	123.967	34.711	15.248	49.959	870	1.113	18.297	194.206
Materiales varios BT	1,5	60.000	90.000	20.000	2.500	22.500	563	720	11.835	125.618
TOTAL			20.217.503			3.992.904				27.033.340

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 18 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

SET Subterránea 13.2 kV - 1250 kVA - Sobre Calzada

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Obra Civil subterránea en Calzada, incluidos excavación, mampostería, hormigón, impermeabilización, herrería y reposición parcial pavimento de hormigón.	14,5	180.297	2.614.307	1.143.269	762.179	1.905.448	22.599	28.926	475.478	5.046.758
Celda con seccionador fusible	2,0	2.767.590	5.535.180	553.518	110.704	664.222	30.997	39.676	652.177	6.922.252
Celda de Trafo Compacta c/seccionador /interruptor y protección	1,0	4.011.000	4.011.000	401.100	80.220	481.320	22.462	28.751	472.592	5.016.125
Interruptor BT Gral Masterpack 4X2000A - 150 kA	1,0	3.639.983	3.639.983	363.998		363.998	20.020	25.625	421.219	4.470.845
Interruptor desalida Compact NS 4X630A - 150 kA	6,0	668.500	4.011.000	401.100		401.100	22.061	28.237	464.153	4.926.551
Gabinete estanco	1,0	250.000	250.000	25.000	12.500	37.500	1.438	1.840	30.245	321.023
PAT	1,0	32.974	32.974	16.487	1.000	17.487	252	323	5.308	56.345
Tablero Gral (Protecc, Ilumin y desagote)	1,0	120.000	120.000	33.600	500	34.100	771	986	16.211	172.068
Bomba de desagote	1,0	120.000	120.000	33.600	14.760	48.360	842	1.078	17.711	187.991
Extractor de aire	1,0	123.967	123.967	34.711	15.248	49.959	870	1.113	18.297	194.206
Materiales varios BT	1,7	60.000	102.000	20.000	2.500	22.500	623	797	13.097	139.017
TOTAL			20.560.410			4.025.994				27.453.178

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 19 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


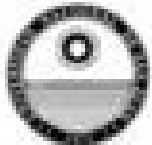
2: Transformadores de Distribución

Costo de Transformadores de MT/BT - 13,2/0,231 kV

Descripción	Potencia Nominal [kVA]	Precio Unitario [\$]	Precio Unitario [USD]	MDO Instalación [\$]	Costo Total [\$] Jul. 2023
13,2/0,231-1 kVA	1	246.241,0	859,0	30.780,0	677.022,0
13,2/0,231-3 kVA	3	354.281,0	1.237,0	31.885,0	786.166,0
13,2/0,231-5 kVA	5	434.203,0	1.516,0	35.605,0	869.808,0
13,2/0,231-10 kVA	10	561.540,0	1.960,0	47.731,0	1.009.271,0
13,2/0,231-15 kVA	15	704.790,0	2.460,0	59.907,0	1.164.697,0
13,2/0,231-16 kVA	16	704.790,0	2.460,0	59.907,0	1.164.697,0
13,2/0,231-25 kVA	25	786.156,0	2.744,0	60.534,0	1.246.690,0
13,2/0,231-37 kVA	37	926.837,0	3.235,0	70.440,0	1.397.276,0
13,2/0,231-38 kVA	38	926.837,0	3.235,0	70.440,0	1.397.276,0
13,2/0,231-40 kVA	40	926.837,0	3.235,0	70.440,0	1.397.276,0
13,2/0,231-50 kVA	50	1.006.043,0	3.511,0	77.465,0	1.483.509,0
13,2/0,231-63 kVA	63	1.006.043,0	3.511,0	77.465,0	1.483.509,0
13,2/0,231-150 kVA	150	1.331.441,0	4.647,0	103.852,0	1.835.293,0
13,2/0,231-160 kVA	160	1.331.441,0	4.647,0	103.852,0	1.835.293,0
13,2/0,231-200 kVA	200	1.454.093,0	5.075,0	109.057,0	1.963.150,0

Costo de Transformadores de MT/BT - 13,2/0,400/0,231 kV

Descripción	Potencia Nominal [kVA]	Precio Unitario [\$]	Precio Unitario [USD]	MDO Instalación [\$]	Costo Total [\$] Jul. 2023
13,2/0,400/0,231-5 kVA	5,0	799.967,0	2.792,0	63.997,0	952.853,0
13,2/0,400/0,231-10 kVA	10,0	999.959,0	3.490,0	79.997,0	1.179.955,0
13,2/0,400/0,231-15 kVA	15,0	1.137.119,0	3.969,0	90.969,0	1.339.199,0
13,2/0,400/0,231-16 kVA	16,0	1.137.119,0	3.969,0	90.969,0	1.350.310,0
13,2/0,400/0,231-25 kVA	25,0	1.384.655,0	4.833,0	110.772,0	1.628.760,0
13,2/0,400/0,231-27 kVA	27,0	1.384.655,0	4.833,0	110.772,0	1.628.760,0
13,2/0,400/0,231-30 kVA	30,0	1.384.655,0	4.833,0	110.772,0	1.628.760,0
13,2/0,400/0,231-40 kVA	40,0	1.582.078,0	5.522,0	126.566,0	1.846.422,0
13,2/0,400/0,231-50 kVA	50,0	1.829.278,0	6.385,0	146.342,0	2.120.064,0
13,2/0,400/0,231-63 kVA	63,0	1.829.278,0	6.385,0	146.342,0	2.131.175,0
13,2/0,400/0,231-75 kVA	75,0	2.150.057,0	7.505,0	163.404,0	2.480.128,0
13,2/0,400/0,231-80 kVA	80,0	2.200.320,0	7.680,0	167.224,0	2.545.322,0
13,2/0,400/0,231-100 kVA	100,0	2.280.540,0	7.960,0	173.321,0	2.642.750,0
13,2/0,400/0,231-125 kVA	125,0	2.467.837,0	8.614,0	197.427,0	2.865.264,0
13,2/0,400/0,231-150 kVA	150,0	2.648.998,0	9.246,0	193.377,0	3.086.819,0
13,2/0,400/0,231-160 kVA	160,0	3.008.250,0	10.500,0	219.602,0	3.494.519,0
13,2/0,400/0,231-200 kVA	200,0	3.125.715,0	10.910,0	240.680,0	3.655.284,0
13,2/0,400/0,231-250 kVA	250,0	3.246.294,0	11.331,0	259.704,0	3.817.109,0
13,2/0,400/0,231-260 kVA	260,0	3.246.294,0	11.331,0	259.704,0	3.839.331,0
13,2/0,400/0,231-300 kVA	300,0	3.996.675,0	13.950,0	319.734,0	4.716.409,0
13,2/0,400/0,231-315 kVA	315,0	3.996.675,0	13.950,0	319.734,0	4.760.853,0
13,2/0,400/0,231-400 kVA	400,0	4.138.222,0	14.444,0	364.164,0	4.969.052,0
13,2/0,400/0,231-500 kVA	500,0	5.182.735,0	18.090,0	497.543,0	6.169.166,0
13,2/0,400/0,231-525 kVA	525,0	5.182.735,0	18.090,0	497.543,0	6.202.499,0
13,2/0,400/0,231-630 kVA	630,0	5.776.802,0	20.163,0	433.260,0	6.765.617,0
13,2/0,400/0,231-700 kVA	700,0	6.455.842,0	22.533,0	548.747,0	7.715.700,0
13,2/0,400/0,231-750 kVA	750,0	6.945.479,0	24.243,0	597.311,0	8.365.013,0
13,2/0,400/0,231-800 kVA	800,0	7.165.418,0	25.010,0	573.233,0	7.738.651,0
13,2/0,400/0,231-1000 kVA	1.000,0	9.030.239,0	31.519,0	812.721,0	9.842.960,0
13,2/0,400/0,231-1250 kVA	1.250,0	9.882.305,0	34.493,0	889.407,0	10.771.713,0


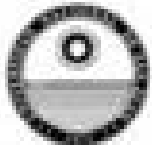
  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 20 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		

Costo de Transformadores de MT/BT - 33/0,231 kV

Descripción	Potencia Nominal [kVA]	Precio Unitario [\$]	Precio Unitario [USD]	MDO Instalación [\$]	Costo Total [\$] Jul. 2023
33/0,231-1 kVA	1	527.672,0	1.842,0	60.682,0	988.354,0
33/0,231-2 kVA	2	667.175,0	2.329,0	61.380,0	1.128.555,0
33/0,231-5 kVA	5	939.049,0	3.278,0	70.429,0	1.409.477,0
33/0,231-10 kVA	10	1.239.113,0	4.325,0	92.933,0	1.732.046,0
33/0,231-16 kVA	16	1.410.710,0	4.924,0	101.571,0	1.912.281,0
33/0,231-25 kVA	25	1.688.332,0	5.893,0	109.742,0	2.198.074,0


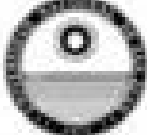
Costo de Transformadores de MT/BT - 33/0,400/0,231 kV

Descripción	Potencia Nominal [kVA]	Precio Unitario [\$]	Precio Unitario [USD]	MDO Instalación [\$]	Costo Total [\$] Jul. 2023
33/0,400/0,231-10 kVA	10	2.228.052,0	7.777,0	100.262,0	2.439.425,0
33/0,400/0,231-16 kVA	16	2.268.794,0	7.919,0	113.440,0	2.515.567,0
33/0,400/0,231-25 kVA	25	2.445.446,0	8.536,0	134.500,0	2.724.390,0
33/0,400/0,231-30 kVA	30	2.503.057,0	8.737,0	152.686,0	2.811.299,0
33/0,400/0,231-31 kVA	31	2.503.057,0	8.737,0	155.190,0	2.813.802,0
33/0,400/0,231-40 kVA	40	2.696.261,0	9.411,0	156.383,0	3.019.311,0
33/0,400/0,231-50 kVA	50	3.074.712,0	10.732,0	190.632,0	3.443.122,0
33/0,400/0,231-63 kVA	63	3.074.712,0	10.732,0	190.632,0	3.454.233,0
33/0,400/0,231-75 kVA	75	3.119.273,0	10.888,0	208.991,0	3.528.264,0
33/0,400/0,231-80 kVA	80	3.396.188,0	11.854,0	210.564,0	3.806.751,0
33/0,400/0,231-100 kVA	100	3.396.188,0	11.854,0	210.564,0	3.840.085,0
33/0,400/0,231-160 kVA	160	4.220.261,0	14.730,0	295.418,0	4.771.235,0
33/0,400/0,231-200 kVA	200	4.384.687,0	15.304,0	293.774,0	4.956.238,0
33/0,400/0,231-250 kVA	250	5.016.300,0	17.509,0	336.092,0	5.696.836,0
33/0,400/0,231-315 kVA	315	5.209.695,0	18.184,0	380.308,0	5.956.669,0
33/0,400/0,231-400 kVA	400	7.225.573,0	25.220,0	469.662,0	8.150.790,0
33/0,400/0,231-500 kVA	500	8.176.314,0	28.539,0	588.695,0	9.287.231,0
33/0,400/0,231-630 kVA	630	9.443.757,0	32.963,0	661.063,0	10.715.932,0

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 21 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		

Costo de Transformadores de Rebaje - 33/13,2 kV


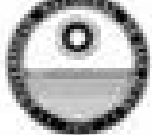
Descripción	Potencia Nominal [kVA]	Precio Unitario [\$]	Precio Unitario [USD]	MDO Instalación [\$]	Costo Total [\$] Jul. 2023
33/13,2-63 kVA	63	2.696.261,0	9.411,0	215.701,0	3.100.851,0
33/13,2-100 kVA	100	3.207.509,0	11.195,0	256.601,0	3.686.332,0
33/13,2-150 kVA	150	3.491.996,0	12.188,0	338.724,0	4.097.386,0
33/13,2-160 kVA	160	3.491.996,0	12.188,0	338.724,0	4.119.608,0
33/13,2-200 kVA	200	4.061.562,0	14.176,0	406.156,0	4.778.829,0
33/13,2-250 kVA	250	4.632.312,0	16.169,0	458.599,0	5.424.244,0
33/13,2-300 kVA	300	4.791.281,0	16.723,0	527.041,0	5.707.211,0
33/13,2-315 kVA	315	4.791.281,0	16.723,0	527.041,0	5.751.655,0
33/13,2-500 kVA	500	7.509.649,0	26.212,0	690.888,0	8.744.981,0
33/13,2-630 kVA	630	8.880.966,0	30.998,0	799.287,0	10.346.919,0
33/13,2-800 kVA	800	10.560.554,0	36.861,0	950.450,0	12.244.337,0
33/13,2-1250 kVA	1.250	13.119.832,0	45.793,0	1.180.785,0	15.311.727,0
33/13,2-2500 kVA	2.500	21.361.078,0	74.559,0	1.986.580,0	24.969.880,0
33/13,2-5000 kVA	5.000	38.116.413,0	133.042,0	3.659.176,0	44.371.144,0
33/13,2-7500 kVA	7.500	39.746.396,0	138.731,0	3.815.654,0	47.714.939,0
33/13,2-15000 kVA	15.000	60.455.702,0	211.015,0	5.924.659,0	73.024.983,0
33/13,2-20000 kVA	20.000	74.300.551,0	259.339,0	7.281.454,0	81.582.005,0

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 22 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

3: Cables Subterráneos de BT

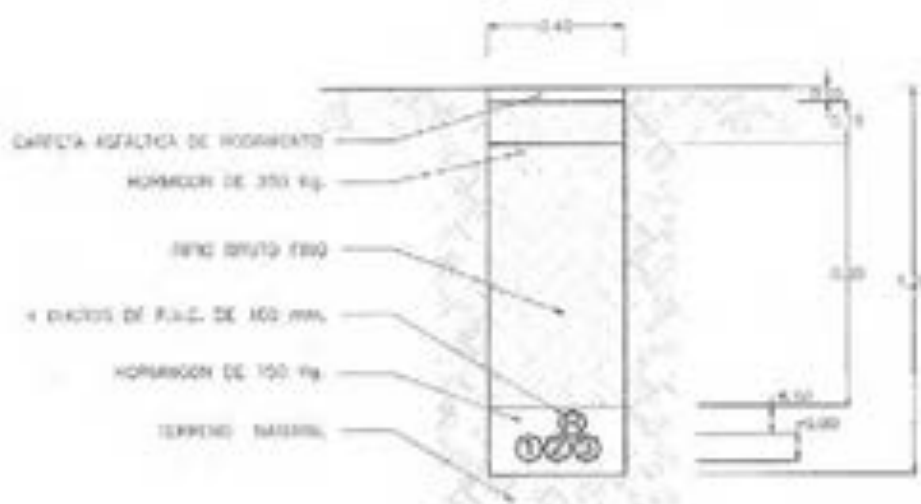
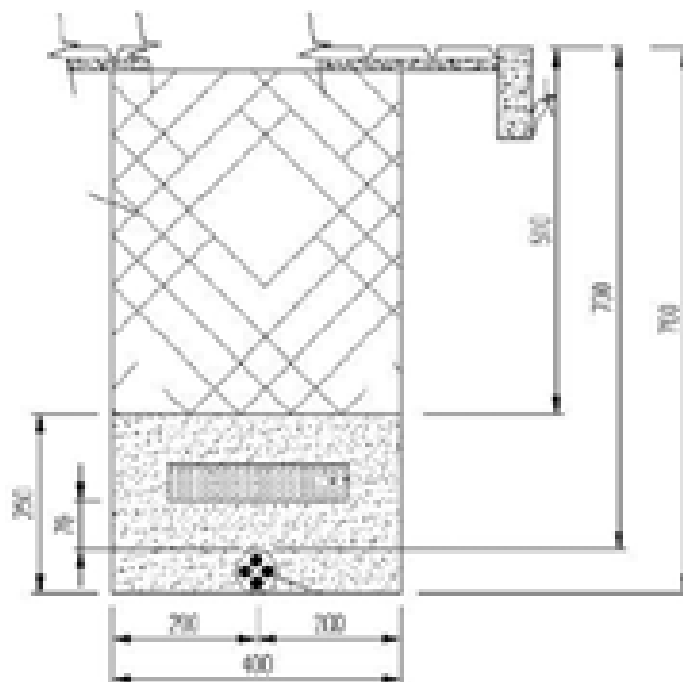
CUADRO RESUMEN


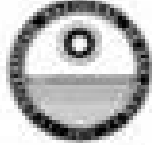
LBT Subterránea		
Descripción	Unidad	Costo Total [\$] Jul. 2023
LBT Subterránea 1x35/16 Al	1 km	16.382.337
LBT Subterránea 1x50/25 Al	1 km	17.253.209
LBT Subterránea 1x70/35 Al	1 km	18.494.381
LBT Subterránea 1x95/50 Al	1 km	20.476.349
LBT Subterránea 1x120/70 Al	1 km	21.910.677

 CONICET  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 23 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		

TÍPICO CONSTRUCTIVO


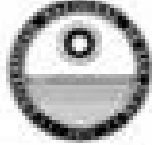
LBT SUBTERRÁNEA



  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 24 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


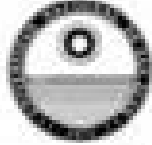
Costo de Línea de BT Subterránea 1x35/16 AL

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tend.Cable armado subt. BT 1x35 mm2 Al	3150,0	712,3	2.243.830,1	300.800,0	150.000,0	450.800,0	26.946,3	26.137,9	229.582,5	2.977.296,7
Tend.Cable armado subt. BT 1x16 mm2 Al	1050,0	391,8	411.368,8	100.266,7	50.000,0	150.266,7	5.616,4	5.447,9	47.851,3	620.551,1
Tarea: rotura de veredas y contrapisos, zona urbana por m2	440,0	-	-	992.640,0	319.440,0	1.312.080,0	13.120,8	12.727,2	111.789,2	1.449.717,2
Tarea excavación, tapado y compactado (por vereda) por ml 0,40 m x 0,65 m. Zona urbana, sin rotura veredas	940,0	-	-	1.684.480,0	1.002.000,0	2.686.480,0	26.864,8	26.058,9	228.888,1	2.968.291,8
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	50,0	-	-	537.900,0	107.580,0	645.480,0	6.454,8	6.261,2	54.994,9	713.190,9
Provisión y colocación de losetas de protección en tendidos de cables subterráneos de BT por ml	900,0	450,0	405.000,0	72.900,0	89.100,0	162.000,0	5.670,0	5.499,9	48.308,4	626.478,3
Ejecución de empalme recto en cable subterráneo tetrapolar de B.T. Por empalme. Incluye pintado de leyendas necesarias en C.T. 3x25+1x16 a 3x50 + 1x25 mm2 Al	1,0	15.358,1	15.358,1	2.764,5	3.379,0	6.143,5	215,0	208,6	1.831,9	23.757,1
Ejecución de terminal en cable subterráneo de B.T. tetrapolar (conjunto Interior) 3x25+1x16 a 3x50+1x25 mm2 Al	12,0	2.986,0	35.831,4	6.449,7	7.883,0	14.332,7	501,6	486,6	4.274,0	55.426,3
Ejecución de terminales en cable subterráneo de B.T. (Conjunto) (Exterior) menor 1x3x50+1x25 mm2 Al	6,0	31.611,6	189.669,4	34.140,5	41.727,0	75.867,5	2.655,4	2.575,7	22.623,7	293.391,7
Tarea retiro mat. sobrante de obra (escombros,suelos) por m3	40,0	-	-	-	60.000,0	60.000,0	600,0	582,0	5.112,0	66.294,0
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	326,0	-	-	489.000,0	97.800,0	586.800,0	5.868,0	5.692,0	49.995,4	648.355,3
Tarea de encajonamiento de tierra resultante excavación	276,0	-	-	225.600,0	170.000,0	395.600,0	3.956,0	3.837,3	33.705,1	437.098,4
Cañería de PVC diámetro 110 mm - e:2,8 mm - (enterrada) por metro	60,0	1.652,9	99.173,4	-	21.818,0	21.818,0	1.209,9	1.173,6	10.308,5	133.683,4
Ejecución de túnel bajo calzada h/20 m de long. y hasta 3 m de profundidad	60,0	-	-	600.000,0	240.000,0	840.000,0	8.400,0	8.148,0	71.568,0	928.116,0
Acometida a Buzón existente	24,0	34.112,0	818.687,0	-	-	-	8.186,9	7.941,3	69.752,1	904.567,3
Provisión de mosaico y cemento p/vereda común (mat unic.) por m2	326,0	8.400,0	2.738.400,0	-	-	-	27.384,0	26.562,5	233.311,7	3.025.658,2
Provisión mosaico y cemento p/vereda especial (mat unic) por m2	50,0	9.240,0	462.000,0	-	-	-	4.620,0	4.481,4	39.362,4	510.463,8
TOTAL			7.419.318			7.407.668				16.382.337

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 25 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


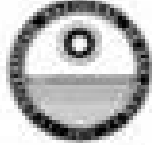
Costo de Línea de BT Subterránea 1x50/25 AL

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tend.Cable armado sub. BT 1x50 mm2 Al	3150,0	925,1	2.914.065,0	300.800,0	150.000,0	450.800,0	33.648,7	32.639,2	286.686,5	3.717.839,3
Tend.Cable armado sub. BT 1x25 mm2 Al	1050,0	508,8	534.245,3	100.267,0	50.000,0	150.267,0	6.845,1	6.639,8	58.320,4	756.317,6
Tarea: rotura de veredas y contrapisos, zona urbana por m2	440,0	-	-	992.640,0	319.440,0	1.312.080,0	13.120,8	12.727,2	111.789,2	1.449.717,2
Tarea excavación, tapado y compactado (por vereda) por ml 0,40 m x 0,65 m. Zona urbana, sin rotura veredas	940,0	-	-	1.684.480,0	1.002.000,0	2.686.480,0	26.864,8	26.058,9	228.888,1	2.968.291,8
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	50,0	-	-	537.900,0	107.580,0	645.480,0	6.454,8	6.261,2	54.994,9	713.190,9
Provisión y colocación de losetas de protección en tendidos de cables subterráneos de BT por ml	900,0	450,0	405.000,0	72.900,0	89.100,0	162.000,0	5.670,0	5.499,9	48.308,4	626.478,3
Ejecución de empalme recto en cable subterráneo tetrapolar de B.T. Por empalme. Incluye pintado de leyendas necesarias en C.T. 3x25+1x16 a 3x50 + 1x25 mm2 Al	1,0	15.358,1	15.358,1	18.430,0	3.379,0	21.809,0	371,7	360,5	3.166,6	41.066,0
Ejecución de terminal en cable subterráneo de B.T. tetrapolar (conjunto Interior) 3x25+1x16 a 3x50+1x25 mm2 Al	12,0	2.986,0	35.831,4	6.450,0	7.883,0	14.333,0	501,6	486,6	4.274,0	55.426,6
Ejecución de terminales en cable subterráneo de B.T. (Conjunto) (Exterior) menor 1x3x50+1x25 mm2 Al	6,0	31.611,6	189.669,4	34.140,0	41.727,0	75.867,0	2.655,4	2.575,7	22.623,7	293.391,2
Tarea retiro mat. sobrante de obra (escombros,suelos) por m3	40,0	-	-	-	60.000,0	60.000,0	600,0	582,0	5.112,0	66.294,0
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	326,0	-	-	489.000,0	97.800,0	586.800,0	5.868,0	5.692,0	49.995,4	648.355,3
Tarea de encajonamiento de tierra resultante excavación	276,0	-	-	225.600,0	170.000,0	395.600,0	3.956,0	3.837,3	33.705,1	437.098,4
Cañería de PVC diámetro 110 mm - e:2,8 mm - (enterrada) por metro	60,0	1.652,9	99.173,6	-	21.818,0	21.818,0	1.209,9	1.173,6	10.308,5	133.683,6
Ejecución de túnel bajo calzada h/20 m de long. y hasta 3 m de profundidad	60,0	-	-	600.000,0	240.000,0	840.000,0	8.400,0	8.148,0	71.568,0	928.116,0
Acometida a Buzón existente	24,0	33.254,2	798.099,9	-	-	-	7.981,0	7.741,6	67.998,1	881.820,5
Provisión de mosaico y cemento p/vereda común (mat unic.) por m2	326,0	8.400,0	2.738.400,0	-	-	-	27.384,0	26.562,5	233.311,7	3.025.658,2
Provisión mosaico y cemento p/vereda especial (mat unic) por m2	50,0	9.240,0	462.000,0	-	-	-	4.620,0	4.481,4	39.362,4	510.463,8
TOTAL			8.191.843			7.423.334				17.253.209

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 26 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


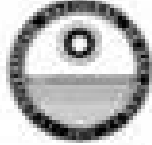
Costo de Línea de BT Subterránea 1x70/35 AL

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tend.Cable armado subt. BT 1x70 mm2 Al	3150,0	1.213,9	3.823.701,8	300.800,0	150.000,0	450.800,0	42.745,0	41.462,7	364.187,6	4.722.897,1
Tend.Cable armado subt. BT 1x35 mm2 Al	1050,0	712,3	747.943,4	100.266,7	50.000,0	150.266,7	8.982,1	8.712,6	76.527,5	992.432,3
Tarea: rotura de veredas y contrapisos, zona urbana por m2	440,0	-	-	992.640,0	319.440,0	1.312.080,0	13.120,8	12.727,2	111.789,2	1.449.717,2
Tarea excavación, tapado y compactado (por vereda) por ml 0,40 m x 0,65 m. Zona urbana, sin rotura veredas	940,0	-	-	1.684.480,0	1.002.000,0	2.686.480,0	26.864,8	26.058,9	228.888,1	2.968.291,8
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	50,0	-	-	537.900,0	107.580,0	645.480,0	6.454,8	6.261,2	54.994,9	713.190,9
Provisión y colocación de losetas de protección en tendidos de cables subterráneos de BT por ml	900,0	450,0	405.000,0	72.900,0	89.100,0	162.000,0	5.670,0	5.499,9	48.308,4	626.478,3
Ejecución de empalme recto en cable subterráneo tetrapolar de B.T. Por empalme. Incluye pintado de leyendas necesarias en C.T. 3x70+1x25 a 3x150 + 1x70 mm2 Al	1,0	15.358,1	15.358,1	18.429,8	3.379,0	21.808,8	371,7	360,5	3.166,6	41.065,7
Ejecución de terminal en cable subterráneo de B.T. tetrapolar (conjunto Interior) 3x70+1x35 a 3x150+1x70 mm2 Al	12,0	2.986,0	35.831,4	6.449,7	7.883,0	14.332,7	501,6	486,6	4.274,0	55.426,3
Ejecución de terminales en cable subterráneo de B.T. (Conjunto) (Exterior) menor 1x3x50+1x25 a 1x3x120+1x75 mm2 Al	6,0	31.611,6	189.669,4	34.140,5	41.727,0	75.867,5	2.655,4	2.575,7	22.623,7	293.391,7
Tarea retiro mat. sobrante de obra (escombros,suelos) por m3	40,0	-	-	-	60.000,0	60.000,0	600,0	582,0	5.112,0	66.294,0
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	326,0	-	-	489.000,0	97.800,0	586.800,0	5.868,0	5.692,0	49.995,4	648.355,3
Tarea de encajonamiento de tierra resultante excavación	276,0	-	-	225.600,0	170.000,0	395.600,0	3.956,0	3.837,3	33.705,1	437.098,4
Cañería de PVC diámetro 110 mm - e:2,8 mm - (enterrada) por metro	60,0	1.652,9	99.173,6	-	21.818,0	21.818,0	1.209,9	1.173,6	10.308,5	133.683,6
Ejecución de túnel bajo calzada h/20 m de long. y hasta 3 m de profundidad	60,0	-	-	600.000,0	240.000,0	840.000,0	8.400,0	8.148,0	71.568,0	928.116,0
Acometida a Buzón existente	24,0	33.254,2	798.099,9	-	-	-	7.981,0	7.741,6	67.998,1	881.820,5
Provisión de mosaico y cemento p/vereda común (mat unic.) por m2	326,0	8.400,0	2.738.400,0	-	-	-	27.384,0	26.562,5	233.311,7	3.025.658,2
Provisión mosaico y cemento p/vereda especial (mat unic) por m2	50,0	9.240,0	462.000,0	-	-	-	4.620,0	4.481,4	39.362,4	510.463,8
TOTAL			9.315.178			7.423.334				18.494.381

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 27 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


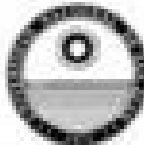
Costo de Línea de BT Subterránea 1x95/50 AL

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tend.Cable armado sub. BT 1x95 mm2 Al	3150,0	1.647,4	5.189.310,0	300.800,0	150.000,0	450.800,0	56.401,1	54.709,1	480.537,4	6.231.757,5
Tend.Cable armado sub. BT 1x50 mm2 Al	1050,0	925,1	971.355,0	100.266,7	50.000,0	150.266,7	11.216,2	10.879,7	95.562,2	1.239.279,8
Tarea: rotura de veredas y contrapisos, zona urbana por m2	440,0	-	-	992.640,0	319.440,0	1.312.080,0	13.120,8	12.727,2	111.789,2	1.449.717,2
Tarea excavación, tapado y compactado (por vereda) por ml 0,40 m x 0,65 m. Zona urbana, sin rotura veredas	940,0	-	-	1.684.480,0	1.002.000,0	2.686.480,0	26.864,8	26.058,9	228.888,1	2.968.291,8
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	50,0	-	-	537.900,0	107.580,0	645.480,0	6.454,8	6.261,2	54.994,9	713.190,9
Provisión y colocación de losetas de protección en tendidos de cables subterrneos de BT por ml	900,0	450,0	405.000,0	72.900,0	89.100,0	162.000,0	5.670,0	5.499,9	48.308,4	626.478,3
Ejecución de empalme recto en cable subterráneo tetrapolar de B.T. Por empalme. Incluye pintado de leyendas necesarias en C.T. 3x70+1x35 a 3x150 + 1x70 mm2 Al	1,0	31.198,4	31.198,4	37.438,0	6.864,0	44.302,0	755,0	732,4	6.432,6	83.420,4
Ejecución terminal en cable subterráneo tetrapolar de B.T. (conjunto Interior) 3x70+1x35 a 3x150+1x75 mm2 Al	12,0	5.558,7	66.704,2	12.006,7	14.675,0	26.681,7	933,9	905,8	7.956,5	103.182,1
Ejecución terminal en cable subterráneo unipolar de B.T. (conjunto exterior) 1x3x50+1x25 a 1x3x120+1x75 mm2 Al	6,0	46.281,0	277.685,9	49.983,5	61.091,0	111.074,5	3.887,6	3.771,0	33.122,4	429.541,4
Tarea retiro mat. sobrante de obra (escombros,suelos) por m3	40,0	-	-	-	60.000,0	60.000,0	600,0	582,0	5.112,0	66.294,0
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	326,0	-	-	489.000,0	97.800,0	586.800,0	5.868,0	5.692,0	49.995,4	648.355,3
Tarea de encajonamiento de tierra resultante excavación	276,0	-	-	225.600,0	170.000,0	395.600,0	3.956,0	3.837,3	33.705,1	437.098,4
Cañería de PVC diámetro 110 mm - e:2,8 mm - (enterrada) por metro	60,0	1.652,9	99.173,4	-	21.818,0	21.818,0	1.209,9	1.173,6	10.308,5	133.683,4
Ejecución de túnel bajo calzada h/20 m de long. y hasta 3 m de profundidad	60,0	-	-	600.000,0	240.000,0	840.000,0	8.400,0	8.148,0	71.568,0	928.116,0
Acometida a Buzón existente	24,0	33.254,2	798.099,9	-	-	-	7.981,0	7.741,6	67.998,1	881.820,5
Provisión de mosaico y cemento p/vereda común (mat unic.) por m2	326,0	8.400,0	2.738.400,0	-	-	-	27.384,0	26.562,5	233.311,7	3.025.658,2
Provisión mosaico y cemento p/vereda especial (mat unic) por m2	50,0	9.240,0	462.000,0	-	-	-	4.620,0	4.481,4	39.362,4	510.463,8
TOTAL			11.038.927			7.493.383				20.476.349

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 28 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		

Costo de Línea de BT Subterránea 1x120/70 AL

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tend.Cable armado subt. BT 1x120 mm2 Al	3150,0	1.990,1	6.268.815,0	360.960,0	180.000,0	540.960,0	68.097,8	66.054,8	580.192,8	7.524.120,4
Tend.Cable armado subt. BT 1x70 mm2 Al	1050,0	1.213,9	1.274.567,4	120.320,0	60.000,0	180.320,0	14.548,9	14.112,4	123.956,4	1.607.505,0
Tarea: rotura de veredas y contrapisos, zona urbana por m2	440,0	-	-	992.640,0	319.440,0	1.312.080,0	13.120,8	12.727,2	111.789,2	1.449.717,2
Tarea excavación, tapado y compactado (por vereda) por ml 0,40 m x 0,65 m. Zona urbana, sin rotura veredas	940,0	-	-	1.684.480,0	1.002.000,0	2.686.480,0	26.864,8	26.058,9	228.888,1	2.968.291,8
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	50,0	-	-	537.900,0	107.580,0	645.480,0	6.454,8	6.261,2	54.994,9	713.190,9
Provisión y colocación de losetas de protección en tendidos de cables subterráneos de BT por ml	900,0	450,0	405.000,0	72.900,0	89.100,0	162.000,0	5.670,0	5.499,9	48.308,4	626.478,3
Ejecución de empalme recto en cable subterráneo tetrapolar de B.T. Por empalme. Incluye pintado de leyendas necesarias en C.T. 3x70+1x35 a 3x150 + 1x70 mm2 Al	1,0	15.358,1	15.358,1	18.429,8	3.379,0	21.808,8	371,7	360,5	3.166,6	41.065,7
Ejecución terminal en cable subterráneo tetrapolar de B.T. (conjunto Interior) 3x70+1x35 a 3x150+1x75 mm2 Al	12,0	2.986,0	35.831,4	6.449,7	7.883,0	14.332,7	501,6	486,6	4.274,0	55.426,3
Ejecución terminal en cable subterráneo unipolar de B.T. (conjunto exterior) 1x3x50+1x25 a 1x3x120+1x75 mm2 Al	6,0	31.611,6	189.669,4	34.140,5	41.727,0	75.867,5	2.655,4	2.575,7	22.623,7	293.391,7
Tarea retiro mat. sobrante de obra (escombros,suelos) por m3	40,0	-	-	-	60.000,0	60.000,0	600,0	582,0	5.112,0	66.294,0
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	326,0	-	-	489.000,0	97.800,0	586.800,0	5.868,0	5.692,0	49.995,4	648.355,3
Tarea de encajonamiento de tierra resultante excavación	276,0	-	-	225.600,0	170.000,0	395.600,0	3.956,0	3.837,3	33.705,1	437.098,4
Cañería de PVC diámetro 110 mm - e:2,8 mm - (enterrada) por metro	60,0	1.652,9	99.173,6	-	21.818,0	21.818,0	1.209,9	1.173,6	10.308,5	133.683,6
Ejecución de túnel bajo calzada h/20 m de long. y hasta 3 m de profundidad	60,0	-	-	600.000,0	240.000,0	840.000,0	8.400,0	8.148,0	71.568,0	928.116,0
Acometida a Buzón existente	24,0	33.254,2	798.099,9	-	-	-	7.981,0	7.741,6	67.998,1	881.820,5
Provisión de mosaico y cemento p/vereda común (mat unic.) por m2	326,0	8.400,0	2.738.400,0	-	-	-	27.384,0	26.562,5	233.311,7	3.025.658,2
Provisión mosaico y cemento p/vereda especial (mat unic) por m2	50,0	9.240,0	462.000,0	-	-	-	4.620,0	4.481,4	39.362,4	510.463,8
TOTAL			12.286.915			7.543.547				21.910.677


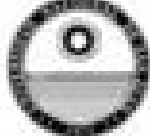
  CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 29 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

4: Línea de MT – Aérea y Subterránea

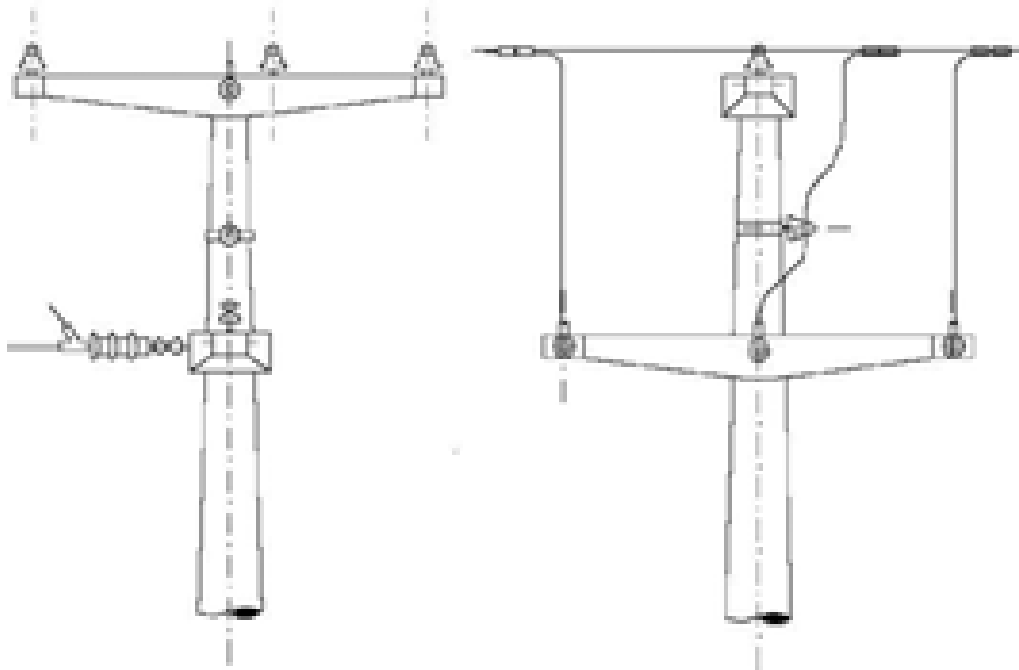
CUADROS RESUMEN


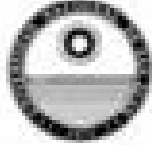
LMT Desnuda 13,2 kV (Vano = 71 m)		
Descripción	Unidad	Costo Total [\$] Jul. 2023
LMT 13,2 kV Desnuda 35/6 Al/Ac - HºAº	1 km	15.288.543
LMT 13,2 kV Desnuda 50/8 Al/Ac - HºAº	1 km	15.867.195
LMT 13,2 kV Desnuda 70/12 Al/Ac - HºAº	1 km	16.259.297
LMT 13,2 kV Desnuda 95/15 Al/Ac - HºAº	1 km	17.712.964
LMT 13,2 kV Desnuda 120/20 Al/Ac - HºAº	1 km	19.172.244
LMT 13,2 kV Desnuda 35/6 Al/Ac - Mixto	1 km	9.570.322
LMT 13,2 kV Desnuda 50/8 Al/Ac - Mixto	1 km	10.167.817
LMT 13,2 kV Desnuda 70/12 Al/Ac - Mixto	1 km	10.965.515
LMT 13,2 kV Desnuda 95/15 Al/Ac - Mixto	1 km	12.171.196
LMT 13,2 kV Desnuda 120/20 Al/Ac - Mixto	1 km	13.192.612

LMT Desnuda 13,2 kV (Vano = 52 m)		
Descripción	Unidad	Costo Total [\$] Jul. 2023
LMT 13,2 kV Desnuda 35/6 Al/Ac - HºAº	1 km	20.153.266
LMT 13,2 kV Desnuda 50/8 Al/Ac - HºAº	1 km	20.730.844
LMT 13,2 kV Desnuda 70/12 Al/Ac - HºAº	1 km	21.503.520
LMT 13,2 kV Desnuda 95/15 Al/Ac - HºAº	1 km	23.594.857
LMT 13,2 kV Desnuda 120/20 Al/Ac - HºAº	1 km	25.285.335
LMT 13,2 kV Desnuda 35/6 Al/Ac - Mixto	1 km	12.125.479
LMT 13,2 kV Desnuda 50/8 Al/Ac - Mixto	1 km	12.726.980
LMT 13,2 kV Desnuda 70/12 Al/Ac - Mixto	1 km	13.529.033
LMT 13,2 kV Desnuda 95/15 Al/Ac - Mixto	1 km	14.814.954
LMT 13,2 kV Desnuda 120/20 Al/Ac - Mixto	1 km	15.841.929

  <p>INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA</p>	<p>Documento: Manual de Costos.docx</p>	<p>Fecha: 01/11/2023</p>	<p>Página: 30 de 84</p>
<p>Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego</p>			


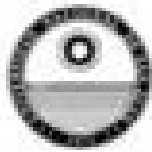
TÍPICO CONSTRUCTIVO
LMT DESNUDA DE 13,2 kV (Urbana)



  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 31 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


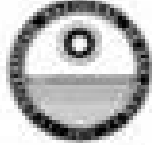
Costo de Línea de 13,2 KV aérea horizontal Al/Ac 35/6 - H° A° (Vano = 71 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 1x35/6 mm2	3150,0	364,6	1148616,0	351466,7	310117,6	661584,3	18102,0	17558,9	154229,1	2000090,3
Terminal -simple tema-cruceta central de H°A°-columna doble	0,2	156100,0	31220,0	5307,4	4683,0	9990,4	412,1	399,7	3511,1	45533,4
Suspensión -simple terna-cruceta central de H°A°	12,9	91000,0	1169350,0	198789,5	175403,0	374192,5	15435,4	14972,4	131509,8	1705460,1
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	12,9	9108,4	117042,9	19897,3	17556,0	37453,3	1545,0	1498,6	13163,1	170702,9
Retención-simple tema-cruceta central de H°A° columna doble	0,5	209800,0	104900,0	17833,0	15735,0	33568,0	1384,7	1343,1	11797,5	152993,3
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	0,5	81972,5	40986,2	6967,7	6148,0	13115,7	541,0	524,8	4609,5	59777,2
Suspensión ángulo -simple tema- estructura H°A°	0,5	127000,0	57150,0	9715,5	8573,0	18288,5	754,4	731,8	6427,4	83352,0
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,2	18216,8	3643,4	619,4	547,0	1166,4	48,1	46,7	409,8	5314,3
s/separador de H°A°	0,3	153235,6	38308,9	6512,5	5746,0	12258,5	505,7	490,5	4308,3	55871,9
Estructura 2x12/300/3	0,2	1420000,0	284000,0	48280,0	42600,0	90880,0	3748,8	3636,3	31939,8	414204,9
Columna de H°A° de 12/350/3	12,9	470000,0	6039500,0	1026715,0	905925,0	1932640,0	79721,4	77329,8	679226,3	8808417,5
Columna de H°A° de 12/700/3	1,0	580000,0	551000,0	93670,0	82650,0	176320,0	7273,2	7055,0	61967,7	803615,9
Reparación de piso especial y contrapiso por m2	16,1	0,0	0,0	175865,8	0,0	175865,8	1758,7	1705,9	14983,8	194314,2
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	16,1	8400,0	135281,3	22997,8	20292,0	43289,8	1785,7	1732,1	15214,3	197303,3
Remoción escombros y limpieza	29,3	0,0	0,0	40584,4	0,0	40584,4	405,8	393,7	3457,8	44841,7
Fundación de hormigón p/columnas por m3	17,0	22000,0	374880,0	63729,6	56232,0	119961,6	4948,4	4800,0	42160,5	546750,5
TOTAL			10.095.879			3.741.159				15.288.543

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 32 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


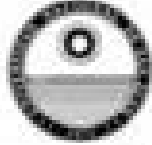
Costo de Línea de 13,2 KV aérea horizontal Al/Ac 50/8 - H° A° (Vano = 71 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 1x50/8 mm2	3150	520,90	1.640.828	368201,88	324884,01	693.086	23.339	22.639	198.849	2.578.742
Terminal -simple tema-cruceta central de H°A°-columna doble	0,20	156.100,00	31.220	5307,40	4.683	9.990	412	400	3.511	45.533
Suspensión -simple tema-cruceta central de H°A°	13	91.000,00	1.169.350	198789,50	175.403	374.193	15.435	14.972	131.510	1.705.460
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	13	9.108,40	117.043	19897,30	17.556	37.453	1.545	1.499	13.163	170.703
Retención-simple tema-cruceta central de H°A° columna doble	0,50	209.800,00	104.900	17833,00	15.735	33.568	1.385	1.343	11.797	152.993
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	1	81.972,47	40.986	6967,66	6.148	13.116	541	525	4.609	59.777
Suspensión ángulo -simple tema- estructura H°A°	0,45	127.000,00	57.150	9715,50	8.573	18.289	754	732	6.427	83.352
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,20	18.216,80	3.643	619,37	547	1.166	48	47	410	5.314
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV	0	153.235,59	38.309	6512,51	5.746	12.259	506	491	4.308	55.872
Estructura 2x12/300/3	0	1.420.000,00	284.000	48280,00	42.600	90.880	3.749	3.636	31.940	414.205
Columna de H°A° de 12/350/3	13	470.000,00	6.039.500	1026715,00	905.925	1.932.640	79.721	77.330	679.226	8.808.417
Columna de H°A° de 12/700/3	0,95	580.000,00	551.000	93670,00	82.650	176.320	7.273	7.055	61.968	803.616
Reparación de piso especial y contrapiso por m2	16,10	-	-	175865,83	-	175.866	1.759	1.706	14.984	194.314
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	16,10	8.400,00	135.281	22997,84	20.292	43.290	1.786	1.732	15.214	197.303
Remoción escombros y limpieza	29,28	-	-	40584,42	-	40.584	406	394	3.458	44.842
Fundación de hormigón p/columnas por m3	17,04	22.000,00	374.880	63729,60	56.232	119.962	4.948	4.800	42.161	546.750
TOTAL			10.588.091			3.772.661				15.867.195

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 33 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


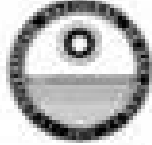
Costo de Línea de 13,2 KV aérea horizontal Al/Ac 70/12 - H° A° (Vano = 71 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 1x70/12 mm2	3150	729,26	2.297.160	390517,14	344573,95	735.091	30.323	29.413	181.935	3.273.921
Terminal -simple tema-cruceta central de H°A°-columna doble	0,20	156.100,00	31.220	5307,40	4.683	9.990	412	400	2.473	44.495
Suspensión -simple tema-cruceta central de H°A°	13	91.000,00	1.169.350	198789,50	175.403	374.193	15.435	14.972	92.613	1.666.563
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	13	9.108,40	117.043	19897,30	17.556	37.453	1.545	1.499	9.270	166.810
Retención-simple tema-cruceta central de H°A° columna doble	0,50	209.800,00	104.900	17833,00	15.735	33.568	1.385	1.343	8.308	149.504
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	1	81.972,47	40.986	6967,66	6.148	13.116	541	525	3.246	58.414
Suspensión ángulo -simple tema- estructura H°A°	0,45	127.000,00	57.150	9715,50	8.573	18.289	754	732	4.526	81.451
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,20	18.216,80	3.643	619,37	547	1.166	48	47	289	5.193
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV	0	153.235,59	38.309	6512,51	5.746	12.259	506	491	3.034	54.598
Estructura 2x12/300/3	0	1.420.000,00	284.000	48280,00	42.600	90.880	3.749	3.636	22.493	404.758
Columna de H°A° de 12/350/3	13	470.000,00	6.039.500	1026715,00	905.925	1.932.640	79.721	77.330	478.328	8.607.519
Columna de H°A° de 12/700/3	0,95	580.000,00	551.000	93670,00	82.650	176.320	7.273	7.055	43.639	785.287
Reparación de piso especial y contrapiso por m2	16,10	-	-	175865,83	-	175.866	1.759	1.706	10.552	189.882
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	16,10	8.400,00	135.281	22997,84	20.292	43.290	1.786	1.732	10.714	192.803
Remoción escombros y limpieza	29,28	-	-	40584,42	-	40.584	406	394	2.435	43.819
Fundación de hormigón p/columnas por m3	17,04	22.000,00	374.880	63729,60	56.232	119.962	4.948	4.800	29.690	534.280
TOTAL			11.244.422			3.814.666				16.259.297

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 34 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


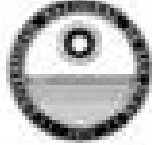
Costo de Línea de 13,2 KV aérea horizontal Al/Ac 95/15 - H° A° (Vano = 71 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 1x90/15 mm2	3150	989,67	3.117.466	418407,58	369183,16	787.591	39.051	37.879	332.711	4.314.698
Terminal -simple tema-cruceta central de H°A°-columna doble	0,20	156.100,00	31.220	5307,40	4.683	9.990	412	400	3.511	45.533
Suspensión -simple tema-cruceta central de H°A°	13	91.000,00	1.169.350	198789,50	175.403	374.193	15.435	14.972	131.510	1.705.460
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	13	9.108,40	117.043	19897,30	17.556	37.453	1.545	1.499	13.163	170.703
Retención-simple tema-cruceta central de H°A° columna doble	0,50	209.800,00	104.900	17833,00	15.735	33.568	1.385	1.343	11.797	152.993
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	1	81.972,47	40.986	6967,66	6.148	13.116	541	525	4.609	59.777
Suspensión ángulo -simple tema- estructura H°A°	0,45	127.000,00	57.150	9715,50	8.573	18.289	754	732	6.427	83.352
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,20	18.216,80	3.643	619,37	547	1.166	48	47	410	5.314
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV	1	153.235,59	76.618	7815,02	6.896	14.711	913	886	7.781	100.909
Estructura 2x12/300/3	0	1.420.000,00	284.000	48280,00	42.600	90.880	3.749	3.636	31.940	414.205
Columna de H°A° de 12/350/3	13	470.000,00	6.039.500	1026715,00	905.925	1.932.640	79.721	77.330	679.226	8.808.417
Columna de H°A° de 12/1000/3	0,95	638.000,00	606.100	95543,40	84.303	179.846	7.859	7.624	66.963	868.392
Reparación de piso especial y contrapiso por m2	16,10	-	-	175865,83	-	175.866	1.759	1.706	14.984	194.314
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	16,10	8.400,00	135.281	22997,84	20.292	43.290	1.786	1.732	15.214	197.303
Remoción escombros y limpieza	29,28	-	-	40584,42	-	40.584	406	394	3.458	44.842
Fundación de hormigón p/columnas por m3	17,04	22.000,00	374.880	63729,60	56.232	119.962	4.948	4.800	42.161	546.750
TOTAL			12.158.138			3.873.145				17.712.964

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 35 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


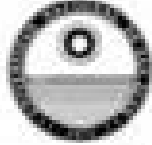
Costo de Línea de 13,2 KV aérea horizontal Al/Ac 120/20 - H° A° (Vano = 71 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Gales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 1x120/20 mm2	3150	1.250,15	3.937.988	446305,31	393798,80	840.104	47.781	46.347	407.093	5.279.314
Terminal -simple tema-cruceta central de H°A°-columna doble	0,20	156.100,00	31.220	5307,40	4.683	9.990	412	400	3.511	45.533
Suspensión -simple tema-cruceta central de H°A°	13	91.000,00	1.169.350	198789,50	175.403	374.193	15.435	14.972	131.510	1.705.460
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	13	9.108,40	117.043	19897,30	17.556	37.453	1.545	1.499	13.163	170.703
Retención-simple tema-cruceta central de H°A° columna doble	0,50	209.800,00	104.900	17833,00	15.735	33.568	1.385	1.343	11.797	152.993
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	1	81.972,47	81.972	6967,66	6.148	13.116	951	922	8.102	105.063
Suspensión ángulo -simple tema- estructura H°A°	0,45	127.000,00	57.150	9715,50	8.573	18.289	754	732	6.427	83.352
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,20	18.216,80	3.643	619,37	547	1.166	48	47	410	5.314
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV	1	153.235,59	76.618	7815,02	6.896	14.711	913	886	7.781	100.909
Estructura 2x12/400/3	0	1.519.400,00	303.880	48955,92	43.196	92.152	3.960	3.842	33.742	437.576
Columna de H°A° de 12/400/3	13	498.200,00	6.401.870	1039035,58	916.796	1.955.832	83.577	81.070	712.076	9.234.424
Columna de H°A° de 12/1000/3	0,95	638.000,00	606.100	95543,40	84.303	179.846	7.859	7.624	66.963	868.392
Reparación de piso especial y contrapiso por m2	16,10	-	-	175865,83	-	175.866	1.759	1.706	14.984	194.314
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	16,10	8.400,00	135.281	22997,84	20.292	43.290	1.786	1.732	15.214	197.303
Remoción escombros y limpieza	29,28	-	-	40584,42	-	40.584	406	394	3.458	44.842
Fundación de hormigón p/columnas por m3	17,04	22.000,00	374.880	63729,60	56.232	119.962	4.948	4.800	42.161	546.750
TOTAL			13.401.896			3.950.121				19.172.244

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 36 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


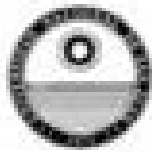
Costo de Línea de 13.2 KV aérea horizontal Al/Ac 35/6 - Mixto (Vano = 71 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 35/6 mm2, 13,2 kV	3150,0	364,6	1148616,0	537537,2	496188,2	1033725,4	21823,4	21168,7	185935,5	2411269,0
Cabezal T- ST, Estrc. Doble H°A°,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al/AI desnudo hasta 120 mm2	0,2	156100,0	31220,0	8117,2	7492,8	15610,0	468,3	454,3	3989,9	51742,5
Cabezal S Madera,disposición coplanar, conductor Al/Ac desnudo y Al/AI desnudo	10,9	65300,0	708505,0	184211,3	170041,2	354252,5	10627,6	10308,7	90546,9	1174240,8
Cabezal R- RA, Estrc. Doble H°A°,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al desnudo hasta 120 mm2	1,5	209800,0	314700,0	81822,0	75528,0	157350,0	4720,5	4578,9	40218,7	521568,0
Cabezal SA (<60)- ST, Estrc. H°A°,disposición coplanar conductor Al/AI Al/Ac, desnudo o protegido hasta 120 mm2	1,5	127000,0	184150,0	47879,0	44196,0	92075,0	2762,3	2679,4	23534,4	305201,0
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	3,0	9108,4	26869,8	6986,1	6448,8	13434,9	403,0	391,0	3434,0	44532,6
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	0,5	81972,5	40986,2	10656,4	9836,7	20493,1	614,8	596,3	5238,0	67928,5
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,2	18216,8	3643,4	947,3	874,4	1821,7	54,7	53,0	465,6	6038,3
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV s/separador de H°A°	0,5	153235,6	76617,8	19920,6	18388,3	38308,9	1149,3	1114,8	9791,8	126982,5
Estructura 2x12/300/3	0,2	1420000,0	284000,0	73840,0	68160,0	142000,0	4260,0	4132,2	36295,2	470687,4
Poste de eucalipto de 14 metros	10,9	74453,4	807818,8	210032,9	193876,5	403909,4	12117,3	11753,8	103239,2	1338838,6
Columna de H°A° de 12/700/3	3,0	580000,0	1711000,0	444860,0	410640,0	855500,0	25665,0	24895,1	218665,8	2835725,9
Tarea de excavación manual, sin rot/veredas, manual, por m3	8,7	5000,0	43400,0	8624,5	10416,0	19040,5	624,4	605,7	5319,9	68990,5
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona rural H17	4,0	22000,0	88440,0	22994,4	21225,6	44220,0	1326,6	1286,8	11302,6	146576,0
TOTAL			5.469.967			3.191.741				9.570.322

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 37 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


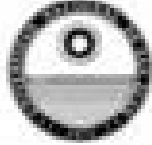
Costo de Línea de 13.2 KV aérea horizontal Al/Ac 50/8 - Mixto (Vano = 71 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Gales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 50/8 mm2, 13,2 kV	3150,0	520,90	1640828,1	563132,3	519814,4	1082946,7	27237,7	26420,6	232065,6	3009498,8
Cabezal T- ST, Estrc. Doble HºAº,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al/AI desnudo hasta 120 mm2	0,2	156100,0	31220,0	8117,2	7492,8	15610,0	468,3	454,3	3989,9	51742,5
Cabezal S Madera,disposición coplanar, conductor Al/Ac desnudo y Al/AI desnudo	10,9	65300,0	708505,0	184211,3	170041,2	354252,5	10627,6	10308,7	90546,9	1174240,8
Cabezal R- RA, Estrc. Doble HºAº,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al desnudo hasta 120 mm2	1,5	209800,0	314700,0	81822,0	75528,0	157350,0	4720,5	4578,9	40218,7	521568,0
Cabezal SA (<60)- ST, Estrc. HºAº,disposición coplanar conductor Al/AI Al/Ac, desnudo o protegido hasta 120 mm2	1,5	127000,0	184150,0	47879,0	44196,0	92075,0	2762,3	2679,4	23534,4	305201,0
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna HºAº)	3,0	9108,4	26869,8	6986,1	6448,8	13434,9	403,0	391,0	3434,0	44532,6
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	0,5	81972,5	40986,2	10656,4	9836,7	20493,1	614,8	596,3	5238,0	67928,5
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna HºAº)	0,2	18216,8	3643,4	947,3	874,4	1821,7	54,7	53,0	465,6	6038,3
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV s/separador de HºAº	0,5	153235,6	76617,8	19920,6	18388,3	38308,9	1149,3	1114,8	9791,8	126982,5
Estructura 2x12/300/3	0,2	1420000,0	284000,0	73840,0	68160,0	142000,0	4260,0	4132,2	36295,2	470687,4
Poste de eucalipto de 14 metros	10,9	74453,4	807818,8	210032,9	193876,5	403909,4	12117,3	11753,8	103239,2	1338838,6
Columna de HºAº de 12/700/3	3,0	580000,0	1711000,0	444860,0	410640,0	855500,0	25665,0	24895,1	218665,8	2835725,9
Tarea de excavación manual, sin rot/veredas, manual, por m3	8,7	5000,0	43400,0	7959,6	10416,0	18375,6	617,8	599,2	5263,3	68255,9
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona rural H17	4,0	22000,0	88440,0	22994,4	21225,6	44220,0	1326,6	1286,8	11302,6	146576,0
TOTAL			5.962.179			3.240.298				10.167.817

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 38 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


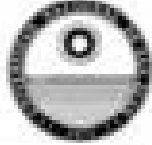
Costo de Línea de 13,2 KV aérea horizontal Al/Ac 70/12 - Mixto (Vano = 71 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Gales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 70/12 mm2, 13,2 kV	3150,0	729,26	2297159,6	597261,5	551318,3	1148579,8	34457,4	33423,7	293577,0	3807197,4
Cabezal T- ST, Estrc. Doble H°A°,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al/AI desnudo hasta 120 mm2	0,2	156100,0	31220,0	8117,2	7492,8	15610,0	468,3	454,3	3989,9	51742,5
Cabezal S Madera,disposición coplanar, conductor Al/Ac desnudo y Al/AI desnudo	10,9	65300,0	708505,0	184211,3	170041,2	354252,5	10627,6	10308,7	90546,9	1174240,8
Cabezal R- RA, Estrc. Doble H°A°,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al desnudo hasta 120 mm2	1,5	209800,0	314700,0	81822,0	75528,0	157350,0	4720,5	4578,9	40218,7	521568,0
Cabezal SA (<60)- ST, Estrc. H°A°,disposición coplanar conductor Al/AI Al/Ac, desnudo o protegido hasta 120 mm2	1,5	127000,0	184150,0	47879,0	44196,0	92075,0	2762,3	2679,4	23534,4	305201,0
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	3,0	9108,4	26869,8	6986,1	6448,8	13434,9	403,0	391,0	3434,0	44532,6
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	0,5	81972,5	40986,2	10656,4	9836,7	20493,1	614,8	596,3	5238,0	67928,5
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,2	18216,8	3643,4	947,3	874,4	1821,7	54,7	53,0	465,6	6038,3
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV s/separador de H°A°	0,5	153235,6	76617,8	19920,6	18388,3	38308,9	1149,3	1114,8	9791,8	126982,5
Estructura 2x12/300/3	0,2	1420000,0	284000,0	73840,0	68160,0	142000,0	4260,0	4132,2	36295,2	470687,4
Poste de eucaliptus de 14 metros	10,9	74453,4	807818,8	210032,9	193876,5	403909,4	12117,3	11753,8	103239,2	1338838,6
Columna de H°A° de 12/700/3	3,0	580000,0	1711000,0	444860,0	410640,0	855500,0	25665,0	24895,1	218665,8	2835725,9
Tarea de excavación manual, sin rot/veredas, manual, por m3	8,7	5000,0	43400,0	7959,6	10416,0	18375,6	617,8	599,2	5263,3	68255,9
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona rural H17	4,0	22000,0	88440,0	22994,4	21225,6	44220,0	1326,6	1286,8	11302,6	146576,0
TOTAL			6.618.511			3.305.931				10.965.515

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 39 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


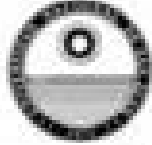
Costo de Línea de 13,2 KV aérea horizontal Al/Ac 95/15 - Mixto (Vano = 71 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Gales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 95/15 mm2, 13,2 kV	3150,0	989,67	3117466,5	639917,5	590693,1	1230610,5	43480,8	42176,3	370456,2	4804190,3
Cabezal T- ST, Estrc. Doble H°A°,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al/AI desnudo hasta 120 mm2	0,2	156100,0	31220,0	8117,2	7492,8	15610,0	468,3	454,3	3989,9	51742,5
Cabezal S Madera,disposición coplanar, conductor Al/Ac desnudo y Al/AI desnudo	10,9	65300,0	708505,0	184211,3	170041,2	354252,5	10627,6	10308,7	90546,9	1174240,8
Cabezal R- RA, Estrc. Doble H°A°,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al desnudo hasta 120 mm2	1,5	209800,0	314700,0	81822,0	75528,0	157350,0	4720,5	4578,9	40218,7	521568,0
Cabezal SA (<60)- ST, Estrc. H°A°,disposición coplanar conductor Al/AI Al/Ac, desnudo o protegido hasta 120 mm2	1,5	127000,0	184150,0	47879,0	44196,0	92075,0	2762,3	2679,4	23534,4	305201,0
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	3,0	9108,4	26869,8	6986,1	6448,8	13434,9	403,0	391,0	3434,0	44532,6
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	0,5	81972,5	40986,2	10656,4	9836,7	20493,1	614,8	596,3	5238,0	67928,5
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,2	18216,8	3643,4	947,3	874,4	1821,7	54,7	53,0	465,6	6038,3
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV s/separador de H°A°	0,5	153235,6	76617,8	19920,6	18388,3	38308,9	1149,3	1114,8	9791,8	126982,5
Estructura 2x12/300/3	0,2	1420000,0	284000,0	73840,0	68160,0	142000,0	4260,0	4132,2	36295,2	470687,4
Poste de eucaliptus de 14 metros	10,9	74453,4	807818,8	210032,9	193876,5	403909,4	12117,3	11753,8	103239,2	1338838,6
Columna de H°A° de 12/700/3	3,0	638000,0	1882100,0	453757,2	418852,8	872610,0	27547,1	26720,7	234701,3	3043679,1
Tarea de excavación manual, sin rot/veredas, manual, por m3	8,7	5000,0	43400,0	8624,5	10416,0	19040,5	624,4	605,7	5319,9	68990,5
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona rural H17	4,0	22000,0	88440,0	22994,4	21225,6	44220,0	1326,6	1286,8	11302,6	146576,0
TOTAL			7.609.918			3.405.737				12.171.196

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 40 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


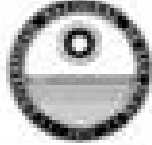
Costo de Línea de 13,2 KV aérea horizontal Al/Ac 120/20 - Mixto (Vano = 71 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 120/20 mm2, 13,2 kV	3150,0	1.250,15	3937987,9	682584,6	630078,1	1312662,7	52506,5	50931,3	447355,4	5801443,9
Cabezal T- ST, Estrc. Doble HºAº,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al/AI desnudo hasta 120 mm2	0,2	156100,0	31220,0	8117,2	7492,8	15610,0	468,3	454,3	3989,9	51742,5
Cabezal S Madera,disposición coplanar, conductor Al/Ac desnudo y Al/AI desnudo	10,9	65300,0	708505,0	184211,3	170041,2	354252,5	10627,6	10308,7	90546,9	1174240,8
Cabezal R- RA, Estrc. Doble HºAº,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al desnudo hasta 120 mm2	1,5	209800,0	314700,0	81822,0	75528,0	157350,0	4720,5	4578,9	40218,7	521568,0
Cabezal SA (<60)- ST, Estrc. HºAº,disposición coplanar conductor Al/AI Al/Ac, desnudo o protegido hasta 120 mm2	1,5	127000,0	184150,0	47879,0	44196,0	92075,0	2762,3	2679,4	23534,4	305201,0
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna HºAº)	3,0	9108,4	26869,8	6986,1	6448,8	13434,9	403,0	391,0	3434,0	44532,6
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	0,5	81972,5	40986,2	10656,4	9836,7	20493,1	614,8	596,3	5238,0	67928,5
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna HºAº)	0,2	18216,8	3643,4	947,3	874,4	1821,7	54,7	53,0	465,6	6038,3
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV s/separador de HºAº	0,5	153235,6	76617,8	19920,6	18388,3	38308,9	1149,3	1114,8	9791,8	126982,5
Estructura 2x12/300/3	0,2	1519400,0	303880,0	74873,8	69114,2	143988,0	4478,7	4344,3	38158,4	494849,4
Poste de eucalipto de 14 metros	10,9	74453,4	807818,8	210032,9	193876,5	403909,4	12117,3	11753,8	103239,2	1338838,6
Columna de HºAº de 12/700/3	3,0	638000,0	1882100,0	453757,2	418852,8	872610,0	27547,1	26720,7	234701,3	3043679,1
Tarea de excavación manual, sin rot/veredas, manual, por m3	8,7	5000,0	43400,0	8624,5	10416,0	19040,5	624,4	605,7	5319,9	68990,5
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona rural H17	4,0	22000,0	88440,0	22994,4	21225,6	44220,0	1326,6	1286,8	11302,6	146576,0
TOTAL			8.450.319			3.489.777				13.192.612

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 41 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


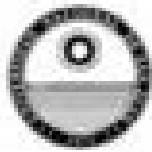
Costo de Línea de 13.2 KV aérea horizontal Al/Ac 35/6 - H° A° (Vano = 52 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 1x35/6 mm2	3150,0	364,6	1148616,0	351467,9	310118,8	661586,7	18102,0	17559,0	154229,3	2000093,0
Terminal -simple tema-cruceta central de H°A°-columna doble	0,2	156100,0	31220,0	5307,4	4683,0	9990,4	412,1	399,7	3511,1	45533,4
Suspensión -simple terna-cruceta central de H°A°	16,0	91000,0	1456000,0	247520,0	218400,0	465920,0	19219,2	18642,6	163747,6	2123529,4
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	18,8	9108,4	171237,9	29110,5	25686,0	54796,5	2260,3	2192,5	19258,1	249745,4
Retención-simple tema-cruceta central de H°A° columna doble	1,2	209800,0	251760,0	42799,2	37764,0	80563,2	3323,2	3223,5	28313,9	367183,9
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	0,5	81972,5	40986,2	6967,7	6148,0	13115,7	541,0	524,8	4609,5	59777,2
Suspensión ángulo -simple tema- estructura H°A°	1,3	127000,0	165100,0	28067,0	24765,0	52832,0	2179,3	2113,9	18567,8	240793,1
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,2	18216,8	3643,4	619,4	547,0	1166,4	48,1	46,7	409,8	5314,3
s/separador de H°A°	0,3	153235,6	38308,9	6512,5	5746,0	12258,5	505,7	490,5	4308,3	55871,9
Estructura 2x12/300/3	0,2	1420000,0	284000,0	48280,0	42600,0	90880,0	3748,8	3636,3	31939,8	414204,9
Columna de H°A° de 12/350/3	16,5	470000,0	7755000,0	1318350,0	1163250,0	2481600,0	102366,0	99295,0	872158,3	11310419,3
Columna de H°A° de 12/700/3	2,3	580000,0	1334000,0	226780,0	200100,0	426880,0	17608,8	17080,5	150027,0	1945596,3
Reparación de piso especial y contrapiso por m2	22,0	0,0	0,0	240124,5	0,0	240124,5	2401,2	2329,2	20458,6	265313,6
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	22,0	8400,0	184711,0	31400,9	27707,0	59107,9	2438,2	2365,0	20773,4	269395,5
Remoción escombros y limpieza	40,0	0,0	0,0	55413,4	0,0	55413,4	554,1	537,5	4721,2	61226,2
Fundación de hormigón p/columnas por m3	23,0	22000,0	506880,0	86169,6	76032,0	162201,6	6690,8	6490,1	57005,8	739268,3
TOTAL			13.371.463			4.868.437				20.153.266

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 42 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


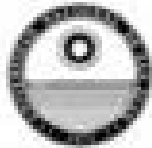
Costo de Línea de 13.2 KV aérea horizontal Al/Ac 50/8 - H° A° (Vano = 52 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 1x50/8 mm2	3150	520,90	1.640.835	368203,37	324885,33	693.089	23.339	22.639	198.850	2.578.752
Terminal -simple terna-cruceta central de H°A°-columna doble	0,20	156.100,00	31.220	5307,40	4.683	9.990	412	400	3.511	45.533
Suspensión -simple terna-cruceta central de H°A°	16	91.000,00	1.456.000	247520,00	218.400	465.920	19.219	18.643	163.748	2.123.529
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	19	9.108,40	171.238	29110,45	25.686	54.796	2.260	2.193	19.258	249.745
Retención-simple terna-cruceta central de H°A° columna doble	1,20	209.800,00	251.760	42799,20	37.764	80.563	3.323	3.224	28.314	367.184
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	1	81.972,47	40.986	6967,66	6.148	13.116	541	525	4.609	59.777
Suspensión ángulo -simple terna- estructura H°A°	1,30	127.000,00	165.100	28067,00	24.765	52.832	2.179	2.114	18.568	240.793
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,20	18.216,80	3.643	619,37	547	1.166	48	47	410	5.314
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV	0	153.235,59	38.309	6512,51	5.746	12.259	506	491	4.308	55.872
Estructura 2x12/300/3	0	1.420.000,00	284.000	48280,00	42.600	90.880	3.749	3.636	31.940	414.205
Columna de H°A° de 12/350/3	17	470.000,00	7.755.000	1318350,00	1.163.250	2.481.600	102.366	99.295	872.158	11.310.419
Columna de H°A° de 12/700/3	2,30	580.000,00	1.334.000	226780,00	200.100	426.880	17.609	17.081	150.027	1.945.596
Reparación de piso especial y contrapiso por m2	21,99	-	-	240124,50	-	240.125	2.401	2.329	20.459	265.314
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	21,99	8.400,00	184.711	30881,51	27.248	58.130	2.428	2.356	20.690	268.314
Remoción escombros y limpieza	39,98	-	-	55413,35	-	55.413	554	538	4.721	61.226
Fundación de hormigón p/columnas por m3	23,04	22.000,00	506.880	86169,60	76.032	162.202	6.691	6.490	57.006	739.268
TOTAL			13.863.682			4.898.960				20.730.844

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 43 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


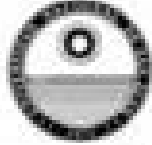
Costo de Línea de 13,2 KV aérea horizontal Al/Ac 70/12 - H° A° (Vano = 52 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 1x70/12 mm2	3150	729,26	2.297.169	390518,73	344575,35	735.094	30.323	29.413	258.349	3.350.347
Terminal -simple tema-cruceta central de H°A°-columna doble	0,20	156.100,00	31.220	5307,40	4.683	9.990	412	400	3.511	45.533
Suspensión -simple tema-cruceta central de H°A°	16	91.000,00	1.456.000	247520,00	218.400	465.920	19.219	18.643	163.748	2.123.529
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	19	9.108,40	171.238	29110,45	25.686	54.796	2.260	2.193	19.258	249.745
Retención-simple tema-cruceta central de H°A° columna doble	1,20	209.800,00	251.760	42799,20	37.764	80.563	3.323	3.224	28.314	367.184
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	1	81.972,47	40.986	6967,66	6.148	13.116	541	525	4.609	59.777
Suspensión ángulo -simple tema- estructura H°A°	1,30	127.000,00	165.100	28067,00	24.765	52.832	2.179	2.114	18.568	240.793
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,20	18.216,80	3.643	619,37	547	1.166	48	47	410	5.314
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV	0	153.235,59	38.309	6512,51	5.746	12.259	506	491	4.308	55.872
Estructura 2x12/300/3	0	1.420.000,00	284.000	48280,00	42.600	90.880	3.749	3.636	31.940	414.205
Columna de H°A° de 12/350/3	17	470.000,00	7.755.000	1318350,00	1.163.250	2.481.600	102.366	99.295	872.158	11.310.419
Columna de H°A° de 12/700/3	2,30	580.000,00	1.334.000	226780,00	200.100	426.880	17.609	17.081	150.027	1.945.596
Reparación de piso especial y contrapiso por m2	21,99	-	-	240124,50	-	240.125	2.401	2.329	20.459	265.314
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	21,99	8.400,00	184.711	31400,90	27.707	59.108	2.438	2.365	20.773	269.395
Remoción escombros y limpieza	39,98	-	-	55413,35	-	55.413	554	538	4.721	61.226
Fundación de hormigón p/columnas por m3	23,04	22.000,00	506.880	86169,60	76.032	162.202	6.691	6.490	57.006	739.268
TOTAL			14.520.016			4.941.944				21.503.520

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 44 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


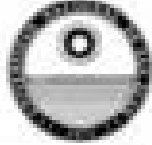
Costo de Línea de 13,2 KV aérea horizontal Al/Ac 95/15 - H° A° (Vano = 52 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 1x90/15 mm2	3150	989,67	3.117.461	418408,64	369184,10	787.593	39.051	37.879	332.711	4.314.693
Terminal -simple tema-cruceta central de H°A°-columna doble	0,20	156.100,00	31.220	5307,40	4.683	9.990	412	400	3.511	45.533
Suspensión -simple tema-cruceta central de H°A°	16	91.000,00	1.456.000	247520,00	218.400	465.920	19.219	18.643	163.748	2.123.529
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	19	9.108,40	171.238	29110,45	25.686	54.796	2.260	2.193	19.258	249.745
Retención-simple tema-cruceta central de H°A° columna doble	1,20	209.800,00	251.760	42799,20	37.764	80.563	3.323	3.224	28.314	367.184
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	1	81.972,47	40.986	6967,66	6.148	13.116	541	525	4.609	59.777
Suspensión ángulo -simple tema- estructura H°A°	1,30	127.000,00	165.100	28067,00	24.765	52.832	2.179	2.114	18.568	240.793
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,20	18.216,80	3.643	619,37	547	1.166	48	47	410	5.314
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV	0	153.235,59	38.309	6512,51	5.746	12.259	506	491	4.308	55.872
Estructura 2x12/300/3	0	1.420.000,00	284.000	48280,00	42.600	90.880	3.749	3.636	31.940	414.205
Columna de H°A° de 12/350/3	17	470.000,00	7.755.000	1318350,00	1.163.250	2.481.600	102.366	99.295	872.158	11.310.419
Columna de H°A° de 12/1000/3	2,30	1.019.763,44	2.345.456	231315,60	204.102	435.418	27.809	26.974	236.930	3.072.587
Reparación de piso especial y contrapiso por m2	21,99	-	-	240124,50	-	240.125	2.401	2.329	20.459	265.314
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	21,99	8.400,00	184.711	31400,90	27.707	59.108	2.438	2.365	20.773	269.395
Remoción escombros y limpieza	39,98	-	-	55413,35	-	55.413	554	538	4.721	61.226
Fundación de hormigón p/columnas por m3	23,04	22.000,00	506.880	86169,60	76.032	162.202	6.691	6.490	57.006	739.268
TOTAL			16.351.764			5.002.980				23.594.857

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 45 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


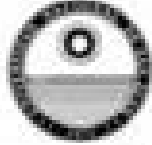
Costo de Línea de 13.2 KV aérea horizontal Al/Ac 120/20 - H° A° (Vano = 52 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 1x120/20 mm2	3150	1.250,15	3.937.973	446306,05	393799,46	840.106	47.781	46.347	407.092	5.279.298
Terminal -simple tema-cruceta central de H°A°-columna doble	0,20	156.100,00	31.220	5307,40	4.683	9.990	412	400	3.511	45.533
Suspensión -simple tema-cruceta central de H°A°	16	91.000,00	1.456.000	247520,00	218.400	465.920	19.219	18.643	163.748	2.123.529
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	19	9.108,40	171.238	29110,45	25.686	54.796	2.260	2.193	19.258	249.745
Retención-simple tema-cruceta central de H°A° columna doble	1,20	209.800,00	251.760	42799,20	37.764	80.563	3.323	3.224	28.314	367.184
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	1	81.972,47	40.986	6967,66	6.148	13.116	541	525	4.609	59.777
Suspensión ángulo -simple tema- estructura H°A°	1,30	127.000,00	165.100	28067,00	24.765	52.832	2.179	2.114	18.568	240.793
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,20	18.216,80	3.643	619,37	547	1.166	48	47	410	5.314
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV	0	153.235,59	38.309	6512,51	5.746	12.259	506	491	4.308	55.872
Estructura 2x12/400/3	0	1.519.400,00	303.880	48955,92	43.196	92.152	3.960	3.842	33.742	437.576
Columna de H°A° de 12/400/3	17	498.200,00	8.220.300	1334170,20	1.177.209	2.511.379	107.317	104.097	914.339	11.857.432
Columna de H°A° de 12/1000/3	2,30	1.080.949,25	2.486.183	231315,60	204.102	435.418	29.216	28.340	248.920	3.228.077
Reparación de piso especial y contrapiso por m2	21,99	-	-	240124,50	-	240.125	2.401	2.329	20.459	265.314
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	21,99	8.400,00	184.711	31400,90	27.707	59.108	2.438	2.365	20.773	269.395
Remoción escombros y limpieza	39,98	-	-	55413,35	-	55.413	554	538	4.721	61.226
Fundación de hormigón p/columnas por m3	23,04	22.000,00	506.880	86169,60	76.032	162.202	6.691	6.490	57.006	739.268
TOTAL			17.798.183			5.086.544				25.285.335

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 46 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


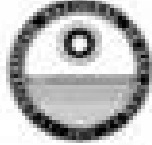
Costo de Línea de 13.2 KV aérea horizontal Al/Ac 35/6 - Mixto (Vano = 52 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 35/6 mm2, 13,2 kV	3150,0	364,6	1148616,0	599562,9	496190,0	1095753,0	22443,7	21770,4	191220,2	2479803,3
Cabezal T- ST, Estrc. Doble HºAº,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al/AI desnudo hasta 120 mm2	0,2	156100,0	31220,0	9053,8	7492,8	16546,6	477,7	463,3	4069,7	52777,3
Cabezal S Madera,disposición coplanar, conductor Al/Ac desnudo y Al/AI desnudo	14,8	65300,0	966440,0	280267,6	231945,6	512213,2	14786,5	14342,9	125981,3	1633763,9
Cabezal R- RA, Estrc. Doble HºAº,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al desnudo hasta 120 mm2	2,0	209800,0	419600,0	121684,0	100704,0	222388,0	6419,9	6227,3	54697,4	709332,5
Cabezal SA (<60)- ST, Estrc. HºAº,disposición coplanar conductor Al/AI Al/Ac, desnudo o protegido hasta 120 mm2	2,0	127000,0	254000,0	73660,0	60960,0	134620,0	3886,2	3769,6	33110,4	429386,2
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna HºAº)	4,0	9108,4	36433,6	10565,7	8744,1	19309,8	557,4	540,7	4749,3	61590,9
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	0,5	81972,5	40986,2	11886,0	9836,7	21722,7	627,1	608,3	5342,8	69287,1
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna HºAº)	0,2	18216,8	3643,4	1056,6	874,4	1931,0	55,7	54,1	474,9	6159,1
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV s/separador de HºAº	0,5	153235,6	76617,8	22219,2	18388,3	40607,4	1172,3	1137,1	9987,6	129522,2
Estructura 2x12/300/3	0,2	1420000,0	284000,0	82360,0	68160,0	150520,0	4345,2	4214,8	37021,1	480101,1
Poste de eucaliptus de 14 metros	14,8	74453,4	1101909,6	319553,8	264458,3	584012,1	16859,2	16353,4	143640,5	1862774,8
Columna de HºAº de 12/700/3	4,0	580000,0	2320000,0	672800,0	556800,0	1229600,0	35496,0	34431,1	302425,9	3921953,0
Tarea de excavación manual, sin rot/veredas, manual, por m3	11,8	5000,0	59200,0	10454,4	14208,0	24662,4	838,6	813,5	7145,1	92659,6
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona rural H17	5,3	22000,0	116160,0	33686,4	27878,4	61564,8	1777,2	1723,9	15142,2	196368,1
TOTAL			6.858.827			4.115.451				12.125.479

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 47 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


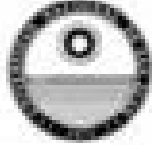
Costo de Línea de 13.2 KV aérea horizontal Al/Ac 50/8 - Mixto (Vano = 52 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Gales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 50/8 mm2, 13,2 kV	3150,0	520,90	1640835,0	628111,6	519816,5	1147928,2	27887,6	27051,0	237602,6	3081304,4
Cabezal T- ST, Estrc. Doble HºAº,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al/Al desnudo hasta 120 mm2	0,2	156100,0	31220,0	9053,8	7492,8	16546,6	477,7	463,3	4069,7	52777,3
Cabezal S Madera,disposición coplanar, conductor Al/Ac desnudo y Al/Al desnudo	14,8	65300,0	966440,0	280267,6	231945,6	512213,2	14786,5	14342,9	125981,3	1633763,9
Cabezal R- RA, Estrc. Doble HºAº,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al desnudo hasta 120 mm2	2,0	209800,0	419600,0	121684,0	100704,0	222388,0	6419,9	6227,3	54697,4	709332,5
Cabezal SA (<60)- ST, Estrc. HºAº,disposición coplanar conductor Al/Al Al/Ac, desnudo o protegido hasta 120 mm2	2,0	127000,0	254000,0	73660,0	60960,0	134620,0	3886,2	3769,6	33110,4	429386,2
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna HºAº)	4,0	9108,4	36433,6	10565,7	8744,1	19309,8	557,4	540,7	4749,3	61590,9
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	0,5	81972,5	40986,2	11886,0	9836,7	21722,7	627,1	608,3	5342,8	69287,1
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna HºAº)	0,2	18216,8	3643,4	1056,6	874,4	1931,0	55,7	54,1	474,9	6159,1
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV s/separador de HºAº	0,5	153235,6	76617,8	22219,2	18388,3	40607,4	1172,3	1137,1	9987,6	129522,2
Estructura 2x12/300/3	0,2	1420000,0	284000,0	82360,0	68160,0	150520,0	4345,2	4214,8	37021,1	480101,1
Poste de eucalipto de 14 metros	14,8	74453,4	1101909,6	319553,8	264458,3	584012,1	16859,2	16353,4	143640,5	1862774,8
Columna de HºAº de 12/700/3	4,0	580000,0	2320000,0	672800,0	556800,0	1229600,0	35496,0	34431,1	302425,9	3921953,0
Tarea de excavación manual, sin rot/veredas, manual, por m3	11,8	5000,0	59200,0	10454,4	14208,0	24662,4	838,6	813,5	7145,1	92659,6
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona rural H17	5,3	22000,0	116160,0	33686,4	27878,4	61564,8	1777,2	1723,9	15142,2	196368,1
TOTAL			7.351.046			4.167.626				12.726.980

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 48 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


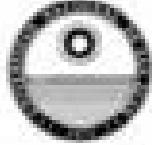
Costo de Línea de 13.2 KV aérea horizontal Al/Ac 70/12 - Mixto (Vano = 52 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 70/12 mm2, 13,2 kV	3150,0	729,26	2297169,0	666179,0	551320,6	1217499,6	35146,7	34092,3	299449,8	3883357,3
Cabezal T- ST, Estrc. Doble HºAº,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al/AI desnudo hasta 120 mm2	0,2	156100,0	31220,0	9053,8	7492,8	16546,6	477,7	463,3	4069,7	52777,3
Cabezal S Madera,disposición coplanar, conductor Al/Ac desnudo y Al/AI desnudo	14,8	65300,0	966440,0	280267,6	231945,6	512213,2	14786,5	14342,9	125981,3	1633763,9
Cabezal R- RA, Estrc. Doble HºAº,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al desnudo hasta 120 mm2	2,0	209800,0	419600,0	121684,0	100704,0	222388,0	6419,9	6227,3	54697,4	709332,5
Cabezal SA (<60)- ST, Estrc. HºAº,disposición coplanar conductor Al/AI Al/Ac, desnudo o protegido hasta 120 mm2	2,0	127000,0	254000,0	73660,0	60960,0	134620,0	3886,2	3769,6	33110,4	429386,2
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna HºAº)	4,0	9108,4	36433,6	10565,7	8744,1	19309,8	557,4	540,7	4749,3	61590,9
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	0,5	81972,5	40986,2	11886,0	9836,7	21722,7	627,1	608,3	5342,8	69287,1
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna HºAº)	0,2	18216,8	3643,4	1056,6	874,4	1931,0	55,7	54,1	474,9	6159,1
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV s/separador de HºAº	0,5	153235,6	76617,8	22219,2	18388,3	40607,4	1172,3	1137,1	9987,6	129522,2
Estructura 2x12/300/3	0,2	1420000,0	284000,0	82360,0	68160,0	150520,0	4345,2	4214,8	37021,1	480101,1
Poste de eucaliptus de 14 metros	14,8	74453,4	1101909,6	319553,8	264458,3	584012,1	16859,2	16353,4	143640,5	1862774,8
Columna de HºAº de 12/700/3	4,0	580000,0	2320000,0	672800,0	556800,0	1229600,0	35496,0	34431,1	302425,9	3921953,0
Tarea de excavación manual, sin rot/veredas, manual, por m3	11,8	5000,0	59200,0	10454,4	14208,0	24662,4	838,6	813,5	7145,1	92659,6
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona rural H17	5,3	22000,0	116160,0	33686,4	27878,4	61564,8	1777,2	1723,9	15142,2	196368,1
TOTAL			8.007.380			4.237.198				13.529.033

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 49 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


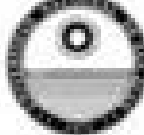
Costo de Línea de 13,2 KV aérea horizontal Al/Ac 95/15 - Mixto (Vano = 52 m)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Gales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 95/15 mm2, 13,2 kV	3150,0	989,67	3117460,5	713755,9	590694,6	1304450,5	44219,1	42892,5	376746,8	4885769,4
Cabezal T- ST, Estrc. Doble H°A°,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al/AI desnudo hasta 120 mm2	0,2	156100,0	31220,0	9053,8	7492,8	16546,6	477,7	463,3	4069,7	52777,3
Cabezal S Madera,disposición coplanar, conductor Al/Ac desnudo y Al/AI desnudo	14,8	65300,0	966440,0	280267,6	231945,6	512213,2	14786,5	14342,9	125981,3	1633763,9
Cabezal R- RA, Estrc. Doble H°A°,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al desnudo hasta 120 mm2	2,0	209800,0	419600,0	121684,0	100704,0	222388,0	6419,9	6227,3	54697,4	709332,5
Cabezal SA (<60)- ST, Estrc. H°A°,disposición coplanar conductor Al/AI Al/Ac, desnudo o protegido hasta 120 mm2	2,0	127000,0	254000,0	73660,0	60960,0	134620,0	3886,2	3769,6	33110,4	429386,2
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	4,0	9108,4	36433,6	10565,7	8744,1	19309,8	557,4	540,7	4749,3	61590,9
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	0,5	81972,5	40986,2	11886,0	9836,7	21722,7	627,1	608,3	5342,8	69287,1
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,2	18216,8	3643,4	1056,6	874,4	1931,0	55,7	54,1	474,9	6159,1
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV s/separador de H°A°	0,5	153235,6	76617,8	22219,2	18388,3	40607,4	1172,3	1137,1	9987,6	129522,2
Estructura 2x12/300/3	0,2	1420000,0	284000,0	82360,0	68160,0	150520,0	4345,2	4214,8	37021,1	480101,1
Poste de eucaliptus de 14 metros	14,8	74453,4	1101909,6	319553,8	264458,3	584012,1	16859,2	16353,4	143640,5	1862774,8
Columna de H°A° de 12/700/3	4,0	638000,0	2552000,0	686256,0	567936,0	1254192,0	38061,9	36920,1	324287,6	4205461,5
Tarea de excavación manual, sin rot/veredas, manual, por m3	11,8	5000,0	59200,0	10454,4	14208,0	24662,4	838,6	813,5	7145,1	92659,6
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona rural H17	5,3	22000,0	116160,0	33686,4	27878,4	61564,8	1777,2	1723,9	15142,2	196368,1
TOTAL			9.059.671			4.348.740				14.814.954

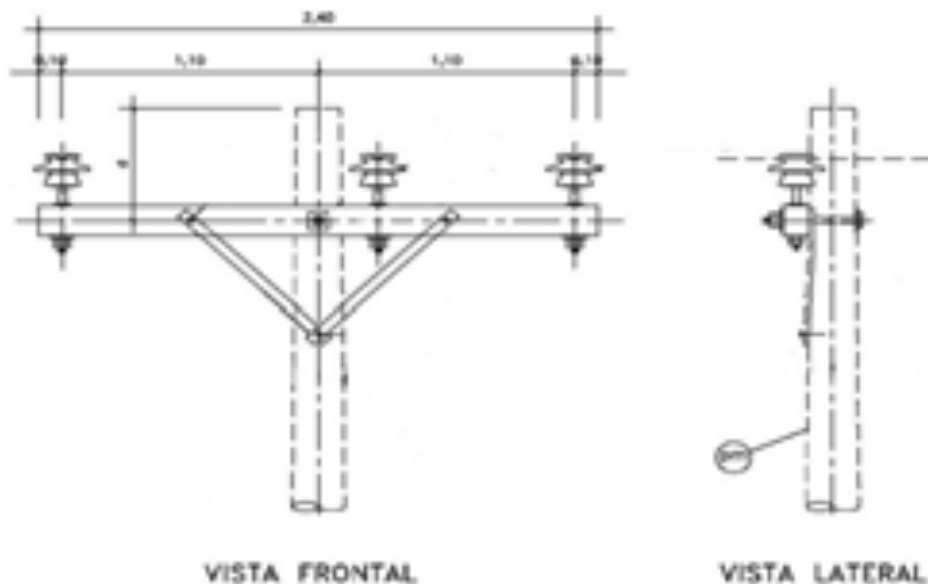
  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 50 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

Costo de Línea de 13.2 KV aérea horizontal Al/Ac 120/20 - Mixto (Vano = 52 m)

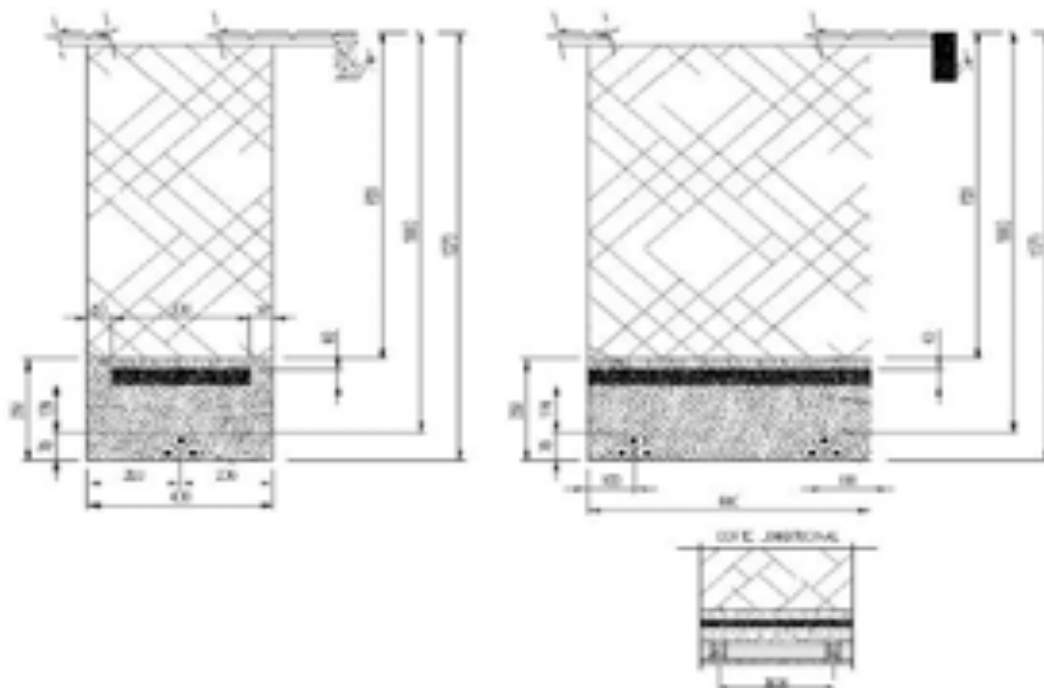
Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Gales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 120/20 mm2, 13,2 kV	3150,0	1.250,15	3937972,5	761345,6	630079,1	1391424,7	53294,0	51695,2	454064,6	5888451,0
Cabezal T- ST, Estrc. Doble HºAº,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al/AI desnudo hasta 120 mm2	0,2	156100,0	31220,0	9053,8	7492,8	16546,6	477,7	463,3	4069,7	52777,3
Cabezal S Madera,disposición coplanar, conductor Al/Ac desnudo y Al/AI desnudo	14,8	65300,0	966440,0	280267,6	231945,6	512213,2	14786,5	14342,9	125981,3	1633763,9
Cabezal R- RA, Estrc. Doble HºAº,disposición coplanar, conductor Al/Ac y Al desnudo hasta 120 mm2	2,0	209800,0	419600,0	121684,0	100704,0	222388,0	6419,9	6227,3	54697,4	709332,5
Cabezal SA (<60)- ST, Estrc. HºAº,disposición coplanar conductor Al/AI Al/Ac, desnudo o protegido hasta 120 mm2	2,0	127000,0	254000,0	73660,0	60960,0	134620,0	3886,2	3769,6	33110,4	429386,2
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna HºAº)	4,0	9108,4	36433,6	10565,7	8744,1	19309,8	557,4	540,7	4749,3	61590,9
Juego de 3 descargadores de 15 kV-10 kA	0,5	81972,5	40986,2	11886,0	9836,7	21722,7	627,1	608,3	5342,8	69287,1
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna HºAº)	0,2	18216,8	3643,4	1056,6	874,4	1931,0	55,7	54,1	474,9	6159,1
Seccionador tipo XS de MT trifilar 13,86 kV s/separador de HºAº	0,5	153235,6	76617,8	22219,2	18388,3	40607,4	1172,3	1137,1	9987,6	129522,2
Estructura 2x12/300/3	0,2	1519400,0	303880,0	83513,0	69114,2	152627,3	4565,1	4428,1	38894,4	504394,9
Poste de eucaliptus de 14 metros	14,8	74453,4	1101909,6	319553,8	264458,3	584012,1	16859,2	16353,4	143640,5	1862774,8
Columna de HºAº de 12/700/3	4,0	638000,0	2552000,0	686256,0	567936,0	1254192,0	38061,9	36920,1	324287,6	4205461,5
Tarea de excavación manual, sin rot/veredas, manual, por m3	11,8	5000,0	59200,0	10454,4	14208,0	24662,4	838,6	813,5	7145,1	92659,6
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona rural H17	5,3	22000,0	116160,0	33686,4	27878,4	61564,8	1777,2	1723,9	15142,2	196368,1
TOTAL			9.900.063			4.437.822				15.841.929

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 51 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		

TÍPICO CONSTRUCTIVO LMT DESNUDA DE 33 kV


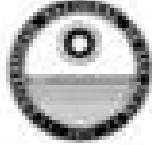


TÍPICO CONSTRUCTIVO LMT SUBTERRÁNEA DE 33 kV y 13,2 kV




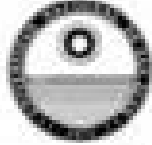
Costo de Línea de 33 KV aérea horizontal Al/Ac 70/12 - H° A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor Desnudo Al/Ac 1x70/12 mm2	3150,0	729,3	2297159,6	436460,3	390517,1	826977,5	31241,4	30304,1	187448,2	3373130,8
Cabezal T ST H°A° doble,disposición coplanar, conductor Al/Ac	0,2	232100,0	46420,0	8819,8	7891,0	16710,8	631,3	612,4	3787,8	68162,3
Cabezal R ST H°A° simple,disposición coplanar, conductor Al/Ac	1,0	282200,0	282200,0	53618,0	47974,0	101592,0	3837,9	3722,8	23027,5	414380,2
Cabezal RA ST (<60°) H°A° simple,disposición coplanar, conductor Al/Ac	1,0	191000,0	191000,0	36290,0	32470,0	68760,0	2597,6	2519,7	15585,6	280462,9
Suspensión -simple terna-cruceta central de H°A°	8,8	128000,0	1126400,0	214016,0	191488,0	405504,0	15319,0	14859,5	91914,2	1653996,7
Estructura 2x14/400/3	0,2	2288974,4	457794,9	86981,0	77825,0	164806,0	6226,0	6039,2	37356,1	672222,2
Columna de H°A° de 14/900/3	2,0	824764,3	1649528,7	313410,5	280420,0	593830,5	22433,6	21760,6	134601,5	2422154,8
Columna de H°A° de 14/600/3	8,8	762264,7	6707929,3	1274506,6	1140348,0	2414854,6	91227,8	88491,0	547367,0	9849869,7
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona rural H17	14,4	22000,0	316800,0	60192,0	53856,0	114048,0	4308,5	4179,2	25850,9	465186,6
PAT de estructura doble (con dos jabalinas en columna H°A°)	0,2	18216,8	3643,4	692,2	619,0	1311,2	49,5	48,1	297,3	5349,5
PAT de estructura simple (con una jabalina en columna H°A°)	10,8	9108,4	98370,7	18690,4	16723,0	35413,4	1337,8	1297,7	8027,0	144446,8
Juego de 3 descargadores de 36 kV-10 kA	0,5	144271,6	72135,8	13705,8	12263,0	25968,8	981,0	951,6	5886,3	105923,5
Seccionador tipo XS de MT trifilar 34,5 kV	0,5	269694,6	134847,3	25621,0	22924,0	48545,0	1833,9	1778,9	11003,5	198008,7
Tarea de excavación manual, sin rot/veredas, manual, por m3	16,1	8400,0	135240,0	25695,6	22991,0	48686,6	1839,3	1784,1	11035,6	198585,6
TOTAL			13.519.470			4.867.008				19.851.880

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 53 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


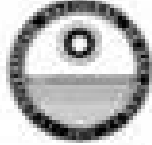
Costo de Línea de 33 KV Subterránea 70 AL

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tend.zanja Cable 33 kV 1x70 AL, por fase	3200,0	20961,9	67078048,0	1212714,8	485086,0	1697800,8	687758,5	667125,7	5859702,3	75990435,3
Terminal termoc. (int) p/cable aislación seca p/33kV, 70 - 95 mm2, por terna	1,0	177554,8	177554,8	15092,2	13317,0	28409,2	2059,6	1997,9	17548,1	227569,6
Terminal contraible en frío p/externo, 33 kV-3x1x70/50 mm2 a 3x1x95/50 AL seca	1,0	221943,5	221943,5	18865,2	16646,0	35511,2	2574,5	2497,3	21935,1	284461,7
Cruce de calzada (excavac.cielo abierto 0,40x1,0 prof.) c/Hº relleno y contrapiso x metro lineal	30,0	0,0	0,0	86400,0	18540,0	104940,0	1049,4	1017,9	8940,9	115948,2
Cruce de calzada, arroyos, canales, etc. por tunelera por ml	30,0	0,0	0,0	14400,0	150000,0	164400,0	1644,0	1594,7	14006,9	181645,6
Empalme recto termoc. (ext) p/cable aislación seca p/33kV, 1x -70-120 mm2, por terna	1,0	167510,6	167510,6	14238,4	12563,0	26801,4	1943,1	1884,8	16555,4	214695,4
Tarea: rotura de veredas y contrapisos, zona urbana por m2	353,0	0,0	0,0	992640,0	319440,0	1312080,0	13120,8	12727,2	111789,2	1449717,2
Tarea excavación, tapado y compactado (por vereda) por ml 0,50 m x 1,10 m. Zona urbana, sin rotura vereda	940,0	0,0	0,0	1684480,0	1002000,0	2686480,0	26864,8	26058,9	228888,1	2968291,8
Tarea retiro mat. sobrante de obra (escombros,suelos) por m3	79,0	0,0	0,0	0,0	60000,0	60000,0	600,0	582,0	5112,0	66294,0
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	353,0	0,0	0,0	489000,0	97800,0	586800,0	5868,0	5692,0	49995,4	648355,3
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	42,0	0,0	0,0	537900,0	107580,0	645480,0	6454,8	6261,2	54994,9	713190,9
Tarea de encajonamiento de tierra resultante excavación	600,0	0,0	0,0	225600,0	170000,0	395600,0	3956,0	3837,3	33705,1	437098,4
Cañería de PVC diámetro 150 mm - e:2,8 mm - (enterrada) por metro	120,0	2253,9	270472,8	0,0	40571,0	40571,0	3110,4	3017,1	26500,9	343672,3
Provisión de arena y ladrillo (0,10 m cama de arena y prot mec.) materiales	376,0	1127,0	423740,7	0,0	0,0	0,0	4237,4	4110,3	36102,7	468191,1
Provisión de mosaico y cemento p/vereda común (mat unic.) por m2	353,0	8400,0	2965200,0	0,0	0,0	0,0	29652,0	28762,4	252635,0	3276249,5
Provisión mosaico y cemento p/vereda especial (mat unic) por m2	42,0	9240,0	388080,0	0,0	0,0	0,0	3880,8	3764,4	33064,4	428789,6
TOTAL			71.692.551			7.784.874				87.814.606

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 54 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


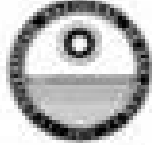
Costo de Línea de 33 KV Subterránea 300 AL

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tend.zanja Cable 33 kV 1x300 AL, por fase	3200,0	67325,0	215440068,2	1212714,8	485086,0	1697800,8	2171378,7	2106237,3	18500146,4	239915631,4
Terminal termoc. (int) p/cable aislación seca p/33kV, 240 - 300 mm2, por tema	1,0	591849,4	591849,4	50307,2	44389,0	94696,2	6865,5	6659,5	58493,7	758564,2
Terminal contraible en frío p/ exterior, 33 kV-3x1x240/50 mm2 a 3x1x300/50 AL seca	1,0	739811,8	739811,8	62884,0	55486,0	118370,0	8581,8	8324,4	73117,1	948205,0
Cruce de calzada (excavac.cielo abierto 0,40x1,0 prof.) c/Hº relleno y contrapiso x metro lineal	30,0	0,0	0,0	86400,0	18540,0	104940,0	1049,4	1017,9	8940,9	115948,2
Cruce de calzada, arroyos, canales, etc. por tunelera por ml	30,0	0,0	0,0	14400,0	150000,0	164400,0	1644,0	1594,7	14006,9	181645,6
Empalme recto termoc. (ext) p/cable aislación seca p/33kV, 1x -240-300 mm2, por tema	1,0	515417,3	515417,3	43810,5	38656,0	82466,5	5978,8	5799,5	50939,7	660601,8
Tarea: rotura de veredas y contrapisos, zona urbana por m2	353,0	0,0	0,0	992640,0	319440,0	1312080,0	13120,8	12727,2	111789,2	1449717,2
Tarea excavación, tapado y compactado (por vereda) por ml 0,50 m x 1,10 m. Zona urbana, sin rotura vereda	940,0	0,0	0,0	1684480,0	1002000,0	2686480,0	26864,8	26058,9	228888,1	2968291,8
Tarea retiro mat. sobrante de obra (escombros,suelos) por m3	79,0	0,0	0,0	0,0	60000,0	60000,0	600,0	582,0	5112,0	66294,0
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	353,0	0,0	0,0	489000,0	97800,0	586800,0	5868,0	5692,0	49995,4	648355,3
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	42,0	0,0	0,0	537900,0	107580,0	645480,0	6454,8	6261,2	54994,9	713190,9
Tarea de encajonamiento de tierra resultante excavación	600,0	0,0	0,0	225600,0	170000,0	395600,0	3956,0	3837,3	33705,1	437098,4
Cañería de PVC diámetro 150 mm - e:2,8 mm - (enterrada) por metro	60,0	2253,9	135236,4	0,0	20285,0	20285,0	1555,2	1508,6	13250,4	171835,6
Provisión de arena y ladrillo (0,10 m cama de arena y prot mec.) materiales	376,0	1127,0	423740,7	0,0	0,0	0,0	4237,4	4110,3	36102,7	468191,1
Provisión de mosaico y cemento p/vereda común (mat unic.) por m2	353,0	8400,0	2965200,0	0,0	0,0	0,0	29652,0	28762,4	252635,0	3276249,5
Provisión mosaico y cemento p/vereda especial (mat unic) por m2	42,0	9240,0	388080,0	0,0	0,0	0,0	3880,8	3764,4	33064,4	428789,6
TOTAL			221.199.404			7.969.398				253.208.610

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 55 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

Costo de Línea de 33 KV Subterránea 400 AL

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tend.zanja Cable 33 kV 1x400 AL, por fase	3200,0	89766,7	287253424,3	1212714,8	485086,0	1697800,8	2889512,3	2802826,9	24618644,4	319262208,6
Terminal termoc. (int) p/cable aislación seca p/33kV, 240 - 300 mm2, por tema	1,0	1065328,9	1065328,9	90553,0	79900,0	170453,0	12357,8	11987,1	105288,6	1365415,4
Terminal contraible en frío p/externo, 33 kV-3x1x240/50 mm2 a 3x1x300/50 AL seca	1,0	1331661,2	1331661,2	113191,2	99875,0	213066,2	15447,3	14983,9	131610,8	1706769,3
Cruce de calzada (excavac.cielo abierto 0,40x1,0 prof.) c/Hº relleno y	30,0	0,0	0,0	86400,0	18540,0	104940,0	1049,4	1017,9	8940,9	115948,2
Cruce de calzada, arroyos, canales, etc. por tunelera por ml	30,0	0,0	0,0	14400,0	150000,0	164400,0	1644,0	1594,7	14006,9	181645,6
Empalme recto termoc. (ext) p/cable aislación seca p/33kV, 1x -240-300 mm2, por tema	1,0	1005063,8	1005063,8	85430,4	75380,0	160810,4	11658,7	11309,0	99332,5	1288174,4
Tarea: rotura de veredas y contrapisos, zona urbana por m2	353,0	0,0	0,0	992640,0	319440,0	1312080,0	13120,8	12727,2	111789,2	1449717,2
Tarea excavación, tapado y compactado (por vereda) por ml 0,50 m x 1,10 m. Zona urbana, sin rotura vereda	940,0	0,0	0,0	1684480,0	1002000,0	2686480,0	26864,8	26058,9	228888,1	2968291,8
Tarea retiro mat. sobrante de obra (escombros,suelos) por m3	79,0	0,0	0,0	0,0	60000,0	60000,0	600,0	582,0	5112,0	66294,0
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	353,0	0,0	0,0	489000,0	97800,0	586800,0	5868,0	5692,0	49995,4	648355,3
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	42,0	0,0	0,0	537900,0	107580,0	645480,0	6454,8	6261,2	54994,9	713190,9
Tarea de encajonamiento de tierra resultante excavación	600,0	0,0	0,0	225600,0	170000,0	395600,0	3956,0	3837,3	33705,1	437098,4
Cañería de PVC diámetro 150 mm - e:2,8 mm - (enterrada) por metro	120,0	2253,9	270472,8	0,0	40571,0	40571,0	3110,4	3017,1	26500,9	343672,3
Provisión de arena y ladrillo (0,10 m cama de arena y prot mec.) materiales	376,0	1127,0	423740,7	0,0	0,0	0,0	4237,4	4110,3	36102,7	468191,1
Provisión de mosaico y cemento p/vereda común (mat unic.) por m2	353,0	8400,0	2965200,0	0,0	0,0	0,0	29652,0	28762,4	252635,0	3276249,5
Provisión mosaico y cemento p/vereda especial (mat unic) por m2	42,0	9240,0	388080,0	0,0	0,0	0,0	3880,8	3764,4	33064,4	428789,6
TOTAL			294.702.972			8.238.481				334.720.012

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 56 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		

Costo de Línea de 13.2 KV Subterránea 95 AL


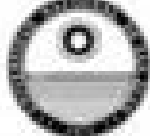
Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit.	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tendido en zanja de cable 13,2 kV-1x95 mm2 AL	3200,0	9474,3	30317869,4	303178,7	121271,0	424449,7	307423,2	298200,5	2619245,6	33967188,4
Terminal contraible en frío p/ exterior, 13,2 kV-3x1x95/50 mm2 AL seca	4,0	88722,4	354889,4	30165,6	26617,0	56782,6	4116,7	3993,2	35074,5	454856,4
Terminal termoc. (int) p/cable aislación seca p/13,2kV, 1x -25-95 mm2, por tema	4,0	86894,6	347578,3	29544,2	26068,0	55612,2	4031,9	3910,9	34351,8	445485,2
Cruce de calzada (excavac.cielo abierto 0,40x1,0 prof.) c/Hº relleno y contrapiso x metro lineal	30,0	0,0	0,0	86400,0	18540,0	104940,0	1049,4	1017,9	8940,9	115948,2
Cruce de calzada, arroyos, canales, etc. por tunelera por ml	30,0	0,0	0,0	14400,0	150000,0	164400,0	1644,0	1594,7	14006,9	181645,6
Empalme recto termoc.(ext) p/cable aislación seca p/13,2kV, 1x -70-120 mm2, por tema	2,0	128854,3	257708,7	21905,2	19328,0	41233,2	2989,4	2899,7	25469,8	330300,9
Tarea: rotura de veredas y contrapisos, zona urbana por m2	282,0	0,0	0,0	992640,0	319440,0	1312080,0	13120,8	12727,2	111789,2	1449717,2
Tarea excavación, tapado y compactado (por vereda) por ml 0,40 m x 0,80 m. Zona urbana, sin rotura vereda	705,0	0,0	0,0	1684480,0	1002000,0	2686480,0	26864,8	26058,9	228888,1	2968291,8
Tarea retiro mat. sobrante de obra (escombros,suelos) por m3	50,0	0,0	0,0	0,0	60000,0	60000,0	600,0	582,0	5112,0	66294,0
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	248,0	0,0	0,0	489000,0	97800,0	586800,0	5868,0	5692,0	49995,4	648355,3
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	34,0	0,0	0,0	537900,0	107580,0	645480,0	6454,8	6261,2	54994,9	713190,9
Tarea de encajonamiento de tierra resultante excavación	384,0	0,0	0,0	225600,0	170000,0	395600,0	3956,0	3837,3	33705,1	437098,4
Cañería de PVC diámetro 110 mm - e:2,8 mm - (enterrada) por metro	60,0	1652,9	99173,4	0,0	14876,0	14876,0	1140,5	1106,3	9717,0	126013,2
Provisión de arena y ladrillo (0,10 m cama de arena y prot mec.) materiales	376,0	826,5	310745,2	0,0	0,0	0,0	3107,5	3014,2	26475,5	343342,4
Provisión de mosaico y cemento p/vereda común (mat unic.) por m2	248,0	8400,0	2083200,0	0,0	0,0	0,0	20832,0	20207,0	177488,6	2301727,7
Provisión mosaico y cemento p/vereda especial (mat unic) por m2	34,0	9240,0	314160,0	0,0	0,0	0,0	3141,6	3047,4	26766,4	347115,4
TOTAL			34.085.324			6.548.734				44.896.571

5: Línea Aérea de BT

CUADROS RESUMEN

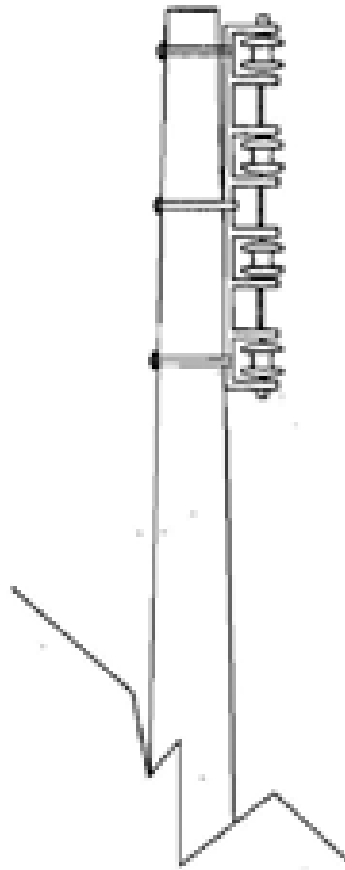
LBT Desnuda		
Descripción	Unidad	Costo Total [\$] Jul. 2023
LBT Desnuda 3x25/25 - H°A°	1 km	15.737.413
LBT Desnuda 3x35/35 - H°A°	1 km	16.295.116
LBT Desnuda 3x50/50 - H°A°	1 km	17.131.669
LBT Desnuda 3x70/35 - H°A°	1 km	17.759.084
LBT Desnuda 3x95/50 - H°A°	1 km	19.013.913
LBT Desnuda 3x120/50 - H°A°	1 km	20.059.605
LBT Desnuda 3x25/25 - Mixto	1 km	9.620.615
LBT Desnuda 3x35/35 - Mixto	1 km	10.280.491
LBT Desnuda 3x50/35 - Mixto	1 km	11.022.853


LBT Preensamblado		
Descripción	Unidad	Costo Total [\$] Jul. 2023
LBT Preensamblado 3x35/50 - H°A°	1 km	17.728.248
LBT Preensamblado 3x50/50 - H°A°	1 km	17.949.150
LBT Preensamblado 3x70/50 - H°A°	1 km	19.135.075
LBT Preensamblado 3x95/50 - H°A°	1 km	19.622.130
LBT Preensamblado 3x35/50 - Mixto	1 km	12.100.429
LBT Preensamblado 3x50/50 - Mixto	1 km	12.652.363
LBT Preensamblado 3x70/50 - Mixto	1 km	13.888.210
LBT Preensamblado 95/50 Al/Ac - Mixto	1 km	14.270.780
LBT Preensamblado 120/70 Al/Ac - Mixto	1 km	15.303.817

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 58 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

TÍPICO CONSTRUCTIVO

LBT DESNUDA




	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 59 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

Costo de Línea de BT Clásica 3x25/25 AL - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Soporte Alineación para LBT Conv. Cruc. H° A°	26,4	21660,3	571832,0	91493,1	85774,8	177267,9	7491,0	7266,3	63823,3	827680,4
Soporte Retencion p/LBT Conv. Cruceta H°A°	6,6	27287,6	180098,2	28815,7	27014,7	55830,4	2359,3	2288,5	20101,1	260677,5
Cable Al/Al Desnudo 1x25 mm² 7h	3150,0	229,4	722452,5	115592,4	108367,9	223960,3	9464,1	9180,2	80634,4	1045691,5
Cable Al/Al Desnudo 1x25 mm² 7h	1050,0	229,4	240817,5	38530,8	36122,6	74653,4	3154,7	3060,1	26878,1	348563,8
Columna de H°A° de 9/200/3	25,4	230000,0	5842000,0	934720,0	876300,0	1811020,0	76530,2	74234,3	652037,3	8455821,8
Columna de H°A° de 9/600/3	4,4	290000,0	1276000,0	204160,0	191400,0	395560,0	16715,6	16214,1	142416,9	1846906,6
Columna de H°A° de 9/1000/3	3,5	400000,0	1400000,0	224000,0	210000,0	434000,0	18340,0	17789,8	156256,8	2026386,6
PAT de Neutro-Columna	5,0	9108,4	45542,0	7286,7	6831,3	14118,0	596,6	578,7	5083,0	65918,3
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	0,0	18996,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fundación de Hormigón p/columna por m3	27,0	22000,0	594000,0	95040,0	89100,0	184140,0	7781,4	7548,0	66297,5	859766,9
TOTAL			10.872.742			3.370.550				15.737.413

Costo de Línea de BT Clásica 3x35/35 AL - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Soporte Alineación para LBT Conv. Cruc. H° A°	26,4	21660,3	571832,0	91493,1	85774,8	177267,9	7491,0	7266,3	63823,3	827680,4
Soporte Retencion p/LBT Conv. Cruceta H°A°	6,6	27287,6	180098,2	28815,7	27014,7	55830,4	2359,3	2288,5	20101,1	260677,5
Cable Al/Al Desnudo 1x35 mm² 7h	3150,0	321,1	1011433,5	161829,4	151715,0	313544,4	13249,8	12852,3	112888,1	1463968,1
Cable Al/Al Desnudo 1x35 mm² 7h	1050,0	321,1	337144,5	53943,1	50571,7	104514,8	4416,6	4284,1	37629,4	487989,4
Columna de H°A° de 9/200/3	25,4	230000,0	5842000,0	934720,0	876300,0	1811020,0	76530,2	74234,3	652037,3	8455821,8
Columna de H°A° de 9/600/3	4,4	290000,0	1276000,0	204160,0	191400,0	395560,0	16715,6	16214,1	142416,9	1846906,6
Columna de H°A° de 9/1000/3	3,5	400000,0	1400000,0	224000,0	210000,0	434000,0	18340,0	17789,8	156256,8	2026386,6
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	0,0	18996,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fundación de Hormigón p/columna por m3	27,0	22000,0	594000,0	95040,0	89100,0	184140,0	7781,4	7548,0	66297,5	859766,9
PAT de Neutro-Columna	5,0	9108,4	45542,0	7286,7	6831,3	14118,0	596,6	578,7	5083,0	65918,3
TOTAL			11.258.050			3.489.996				16.295.116


 <p>CONICET</p> <p>INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA</p>	<p>Documento: Manual de Costos.docx</p>	<p>Fecha: 01/11/2023</p>	<p>Página: 60 de 84</p>
<p>Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego</p>			

Costo de Línea de BT Clásica 3x50/50 AL - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Soporte Alineación para LBT Conv. Cruc. H° A°	26,4	21660,3	571831,9	91493,1	85774,8	177267,9	7491,0	7266,3	63823,3	827680,4
Soporte Retencion p/LBT Conv. Cruceta H°A°	6,6	27287,6	180098,2	28815,7	27014,7	55830,4	2359,3	2288,5	20101,1	260677,5
Cable Al/Al Desnudo 1x50 mm² 7h	3150,0	458,7	1444905,0	231184,8	216735,8	447920,6	18928,3	18360,4	161268,7	2091383,0
Cable Al/Al Desnudo 1x50 mm² 7h	1050,0	458,7	481635,0	77061,6	72245,3	149306,9	6309,4	6120,1	53756,2	697127,7
Columna de H°A° de 9/200/3	25,4	230000,0	5842000,0	934720,0	876300,0	1811020,0	76530,2	74234,3	652037,3	8455821,8
Columna de H°A° de 9/600/3	4,4	290000,0	1276000,0	204160,0	191400,0	395560,0	16715,6	16214,1	142416,9	1846906,6
Columna de H°A° de 9/1000/3	3,5	400000,0	1400000,0	224000,0	210000,0	434000,0	18340,0	17789,8	156256,8	2026386,6
PAT de Neutro-Columna	5,0	9108,4	45542,0	7286,7	6831,3	14118,0	596,6	578,7	5083,0	65918,3
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	0,0	18996,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fundación de Hormigón p/columna por m3	27,0	22000,0	594000,0	95040,0	89100,0	184140,0	7781,4	7548,0	66297,5	859766,9
TOTAL			11.836.012			3.669.164				17.131.669

Costo de Línea de BT Clásica 3x70/35 AL - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Soporte Alineación para LBT Conv. Cruc. H° A°	26,4	21660,3	571831,9	91493,1	85774,8	177267,9	7491,0	7266,3	63823,3	827680,4
Soporte Retencion p/LBT Conv. Cruceta H°A°	6,6	27287,6	180098,2	28815,7	27014,7	55830,4	2359,3	2288,5	20101,1	260677,5
Cable Al/Al Desnudo 1x70 mm² 7h	3150,0	642,2	2022867,0	323658,7	303430,1	627088,8	26499,6	25704,6	225776,2	2927936,2
Cable Al/Al Desnudo 1x35 mm² 7h	1050,0	321,1	337144,5	53943,1	50571,7	104514,8	4416,6	4284,1	37629,4	487989,4
Columna de H°A° de 9/200/3	25,4	230000,0	5842000,0	934720,0	876300,0	1811020,0	76530,2	74234,3	652037,3	8455821,8
Columna de H°A° de 9/600/3	4,4	290000,0	1276000,0	204160,0	191400,0	395560,0	16715,6	16214,1	142416,9	1846906,6
Columna de H°A° de 9/1000/3	3,5	400000,0	1400000,0	224000,0	210000,0	434000,0	18340,0	17789,8	156256,8	2026386,6
PAT de Neutro-Columna	5,0	9108,4	45542,0	7286,7	6831,3	14118,0	596,6	578,7	5083,0	65918,3
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	0,0	18996,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fundación de Hormigón p/columna por m3	27,0	22000,0	594000,0	95040,0	89100,0	184140,0	7781,4	7548,0	66297,5	859766,9
TOTAL			12.269.484			3.803.540				17.759.084


	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 61 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

Costo de Línea de BT Clásica 3x95/50 AL - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Soporte Alineación para LBT Conv. Cruc. H° A°	26,4	21660,3	571831,9	91493,1	85774,8	177267,9	7491,0	7266,3	63823,3	827680,4
Soporte Retencion p/LBT Conv. Cruceta H°A°	6,6	27287,6	180098,2	28815,7	27014,7	55830,4	2359,3	2288,5	20101,1	260677,5
Cable Al/Al Desnudo 1x95 mm² 7h	3150,0	871,5	2745319,5	439251,1	411797,9	851049,0	35963,7	34884,8	306410,6	3973627,6
Cable Al/Al Desnudo 1x50 mm² 7h	1050,0	458,7	481635,0	77061,6	72245,3	149306,9	6309,4	6120,1	53756,2	697127,7
Columna de H°A° de 9/200/3	25,4	230000,0	5842000,0	934720,0	876300,0	1811020,0	76530,2	74234,3	652037,3	8455821,8
Columna de H°A° de 9/600/3	4,4	290000,0	1276000,0	204160,0	191400,0	395560,0	16715,6	16214,1	142416,9	1846906,6
Columna de H°A° de 9/1000/3	3,5	400000,0	1400000,0	224000,0	210000,0	434000,0	18340,0	17789,8	156256,8	2026386,6
PAT de Neutro-Columna	5,0	9108,4	45542,0	7286,7	6831,3	14118,0	596,6	578,7	5083,0	65918,3
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	0,0	18996,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fundación de Hormigón p/columna por m3	27,0	22000,0	594000,0	95040,0	89100,0	184140,0	7781,4	7548,0	66297,5	859766,9
TOTAL			13.136.427			4.072.292				19.013.913

Costo de Línea de BT Clásica 3x120/50 AL - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Soporte Alineación para LBT Conv. Cruc. H° A°	26,4	21660,3	571831,9	91493,1	85774,8	177267,9	7491,0	7266,3	63823,3	827680,4
Soporte Retencion p/LBT Conv. Cruceta H°A°	6,6	27287,6	180098,2	28815,7	27014,7	55830,4	2359,3	2288,5	20101,1	260677,5
Cable Al/Al Desnudo 1x120 mm² 7h	3150,0	1100,9	3467772,0	554843,5	520165,8	1075009,3	45427,8	44065,0	387045,0	5019319,1
Cable Al/Al Desnudo 1x50 mm² 7h	1050,0	458,7	481635,0	77061,6	72245,3	149306,9	6309,4	6120,1	53756,2	697127,7
Columna de H°A° de 9/200/3	25,4	230000,0	5842000,0	934720,0	876300,0	1811020,0	76530,2	74234,3	652037,3	8455821,8
Columna de H°A° de 9/600/3	4,4	290000,0	1276000,0	204160,0	191400,0	395560,0	16715,6	16214,1	142416,9	1846906,6
Columna de H°A° de 9/1000/3	3,5	400000,0	1400000,0	224000,0	210000,0	434000,0	18340,0	17789,8	156256,8	2026386,6
PAT de Neutro-Columna	5,0	9108,4	45542,0	7286,7	6831,3	14118,0	596,6	578,7	5083,0	65918,3
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	0,0	18996,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fundación de Hormigón p/columna por m3	27,0	22000,0	594000,0	95040,0	89100,0	184140,0	7781,4	7548,0	66297,5	859766,9
TOTAL			13.858.879			4.296.253				20.059.605


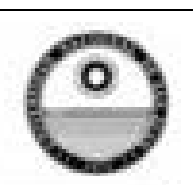
	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 62 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

Costo de Línea de BT Clásica 3x25/25 AL - Mixto

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Soporte Alineación para LBT Conv. Cruc. H° A°	26,4	21660,3	571831,9	165831,3	148676,3	314507,6	8863,4	8597,5	75516,1	979316,5
Soporte Retención p/LBT Conv. Cruceta H° A°	6,9	27287,6	188284,4	54602,4	48953,9	103556,3	2918,4	2830,9	24864,8	322454,8
Cable Al/Al Desnudo 1x25 mm² 7h	3150,0	229,4	722452,5	209511,2	187837,7	397348,9	11198,0	10862,1	95407,1	1237268,6
Cable Al/Al Desnudo 1x25 mm² 7h	1050,0	229,4	240817,5	69837,1	62612,6	132449,7	3732,7	3620,7	31802,4	412422,9
Poste de eucalipto de 10 metros	25,4	37245,0	946023,0	274346,7	245966,0	520312,7	14663,4	14223,5	124931,8	1620154,3
Columna de H° A° de 9/600/3	4,4	290000,0	1276000,0	370040,0	331760,0	701800,0	19778,0	19184,7	168508,6	2185271,2
Columna de H° A° de 9/1000/3	3,5	400000,0	1400000,0	406000,0	364000,0	770000,0	21700,0	21049,0	184884,0	2397633,0
PAT de Neutro-Columna	7,9	9108,4	71956,4	20867,3	18708,7	39576,0	1115,3	1081,9	9502,6	123232,1
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	0,0	18996,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fundación de Hormigón p/columna por m3	9,1	22000,0	200200,0	58058,0	52052,0	110110,0	3103,1	3010,0	26438,4	342861,5
TOTAL			5.617.566			3.089.661				9.620.615

Costo de Línea de BT Clásica 3x35/35 AL - Mixto

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Soporte Alineación para LBT Conv. Cruc. H° A°	26,4	21660,3	571831,9	165831,3	148676,3	314507,6	8863,4	8597,5	75516,1	979316,5
Soporte Retención p/LBT Conv. Cruceta H° A°	6,9	27287,6	188284,4	54602,4	48953,9	103556,3	2918,4	2830,9	24864,8	322454,8
Cable Al/Al Desnudo 1x35 mm² 7h	3150,0	321,1	1011433,5	293315,7	262972,7	556288,4	15677,2	15206,9	133569,9	1732175,9
Cable Al/Al Desnudo 1x35 mm² 7h	1050,0	321,1	337144,5	97771,9	87657,6	185429,5	5225,7	5069,0	44523,3	577392,0
Poste de eucalipto de 10 metros	25,4	37245,0	946023,0	274346,7	245966,0	520312,7	14663,4	14223,5	124931,8	1620154,3
Columna de H° A° de 9/600/3	4,4	290000,0	1276000,0	370040,0	331760,0	701800,0	19778,0	19184,7	168508,6	2185271,2
Columna de H° A° de 9/1000/3	3,5	400000,0	1400000,0	406000,0	364000,0	770000,0	21700,0	21049,0	184884,0	2397633,0
PAT de Neutro-Columna	7,9	9108,4	71956,4	20867,3	18708,7	39576,0	1115,3	1081,9	9502,6	123232,1
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	0,0	18996,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fundación de Hormigón p/columna por m3	9,1	22000,0	200200,0	58058,0	52052,0	110110,0	3103,1	3010,0	26438,4	342861,5
TOTAL			6.002.874			3.301.581				10.280.491

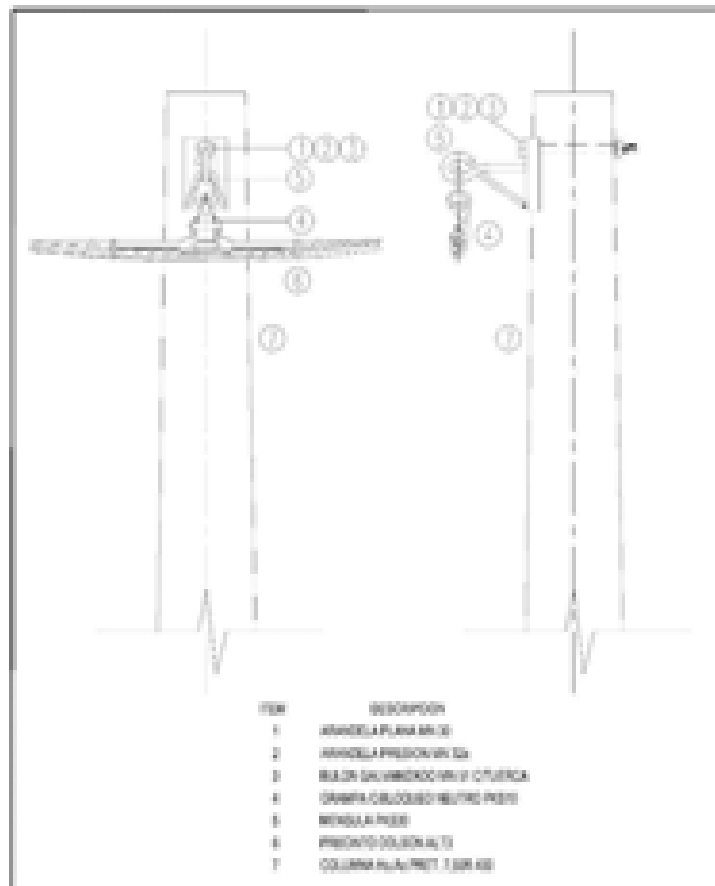
  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 63 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


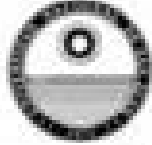
Costo de Línea de BT Clásica 3x50/35 AL - Mixto

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Soporte Alineación para LBT Conv. Cruc. H° A°	26,4	21660,3	571831,9	165831,3	148676,3	314507,6	8863,4	8597,5	75516,1	979316,5
Soporte Retencion p/LBT Conv. Cruceta H°A°	6,9	27287,6	188284,4	54602,4	48953,9	103556,3	2918,4	2830,9	24864,8	322454,8
Cable Al/Al Desnudo 1x50 mm² 7h	3150,0	458,7	1444905,0	419022,5	375675,3	794697,8	22396,0	21724,1	190814,2	2474537,1
Cable Al/Al Desnudo 1x35 mm² 7h	1050,0	321,1	337144,5	97771,9	87657,6	185429,5	5225,7	5069,0	44523,3	577392,0
Poste de eucaliptus de 10 metros	25,4	37245,0	946023,0	274346,7	245966,0	520312,7	14663,4	14223,5	124931,8	1620154,3
Columna de H°A° de 9/600/3	4,4	290000,0	1276000,0	370040,0	331760,0	701800,0	19778,0	19184,7	168508,6	2185271,2
Columna de H°A° de 9/1000/3	3,5	400000,0	1400000,0	406000,0	364000,0	770000,0	21700,0	21049,0	184884,0	2397633,0
PAT de Neutro-Columna	7,9	9108,4	71956,4	20867,3	18708,7	39576,0	1115,3	1081,9	9502,6	123232,1
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	0,0	18996,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fundación de Hormigón p/columna por m3	9,1	22000,0	200200,0	58058,0	52052,0	110110,0	3103,1	3010,0	26438,4	342861,5
TOTAL			6.436.345			3.539.990				11.022.853

TÍPICO CONSTRUCTIVO


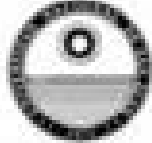
LBT PREENSAMBLADA



  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 65 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

Costo de Línea de BT Preensamblada 3x35/50 AL - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tendido Conductor Preens. Al 3x35/50 + 16 mm2	1.075,0	2.249,7	2.418.376,5	411.124,0	362.756,0	773.880,0	31.922,6	30.964,9	271.980,3	3.527.124,3
Columna de H°A° de 9/200/3	25,4	230.000,0	5.842.000,0	993.140,0	876.300,0	1.869.440,0	77.114,4	74.801,0	657.014,7	8.520.370,1
Columna de H°A° de 9/600/3	4,4	290.000,0	1.276.000,0	216.920,0	191.400,0	408.320,0	16.843,2	16.337,9	143.504,1	1.861.005,2
Columna de H°A° de 9/1000/3	3,5	400.000,0	1.400.000,0	238.000,0	210.000,0	448.000,0	18.480,0	17.925,6	157.449,6	2.041.855,2
Cabezal ST S H°A° conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	25,4	5.800,0	147.320,0	25.044,0	22.098,0	47.142,0	1.944,6	1.886,3	16.568,2	214.861,1
Cabezal ST R H°A° simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	4,4	8.700,0	38.280,0	6.508,0	5.742,0	12.250,0	505,3	490,1	4.305,2	55.830,6
Cabezal ST RA H°A° simple (<60°), conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	3,0	8.700,0	26.100,0	4.437,0	3.915,0	8.352,0	344,5	334,2	2.935,3	38.066,0
Cabezal ST T H°A° simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	0,5	8.700,0	4.350,0	740,0	653,0	1.393,0	57,4	55,7	489,3	6.345,4
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	9,1	22.000,0	200.200,0	34.034,0	30.030,0	64.064,0	2.642,6	2.563,4	22.515,3	291.985,3
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	12,0	0,0	0,0	110.880,0	0,0	110.880,0	1.108,8	1.075,5	9.447,0	122.511,3
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	12,0	8.400,0	100.800,0	17.136,0	15.120,0	32.256,0	1.330,6	1.290,6	11.336,4	147.013,6
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	4,0	0,0	0,0	43.680,0	0,0	43.680,0	436,8	423,7	3.721,5	48.262,0
PAT de Neutro-Columna	7,9	9.108,4	71.956,4	12.233,0	10.793,0	23.026,0	949,8	921,3	8.092,5	104.946,0
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	27,0	18.996,9	512.916,6	87.196,0	76.937,0	164.133,0	6.770,5	6.567,4	57.684,6	748.072,1
TOTAL			12.038.299			4.006.816				17.728.248


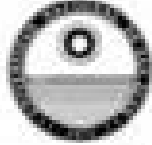
  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 66 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		

Costo de Línea de BT Preensamblada 3x50/50 AL - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tendido Conductor Preens. Al 3x50/50 mm2 + 25 mm2	1.075,0	2.599,0	2.793.889,5	368.957,5	325.550,7	694.508,2	34.884,0	33.837,5	297.211,5	3.854.330,6
Columna de H°A° de 9/200/3	25,4	230.000,0	5.842.000,0	993.140,0	876.300,0	1.869.440,0	77.114,4	74.801,0	657.014,7	8.520.370,1
Columna de H°A° de 9/600/3	4,4	290.000,0	1.276.000,0	216.920,0	191.400,0	408.320,0	16.843,2	16.337,9	143.504,1	1.861.005,2
Columna de H°A° de 9/1000/3	3,5	400.000,0	1.400.000,0	238.000,0	210.000,0	448.000,0	18.480,0	17.925,6	157.449,6	2.041.855,2
Cabezal ST S H°A° conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	25,4	5.800,0	147.320,0	25.044,4	22.098,0	47.142,4	1.944,6	1.886,3	16.568,2	214.861,5
Cabezal ST R H°A° simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	4,4	8.700,0	38.280,0	6.507,6	5.742,0	12.249,6	505,3	490,1	4.305,1	55.830,2
Cabezal ST RA H°A° simple (<60°), conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	3,0	8.700,0	26.100,0	4.437,0	3.915,0	8.352,0	344,5	334,2	2.935,3	38.066,0
Cabezal ST T H°A° simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	0,5	8.700,0	4.350,0	739,5	652,5	1.392,0	57,4	55,7	489,2	6.344,3
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	9,1	11.427,4	103.988,9	34.034,0	30.030,0	64.064,0	1.680,5	1.630,1	14.318,1	185.681,6
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	12,0	0,0	0,0	110.880,0	0,0	110.880,0	1.108,8	1.075,5	9.447,0	122.511,3
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	12,0	8.400,0	100.800,0	17.136,0	15.120,0	32.256,0	1.330,6	1.290,6	11.336,4	147.013,6
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	4,0	0,0	0,0	43.680,0	0,0	43.680,0	436,8	423,7	3.721,5	48.262,0
PAT de Neutro-Columna	7,9	9.108,4	71.956,4	12.232,6	10.793,5	23.026,0	949,8	921,3	8.092,5	104.946,0
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	27,0	18.996,9	512.916,6	87.195,8	76.937,5	164.133,3	6.770,5	6.567,4	57.684,6	748.072,4
TOTAL			12.317.601			3.927.443				17.949.150


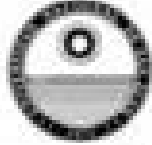
Costo de Línea de BT Preensamblada 3x70/50 AL - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tendido Conductor Preens. Al 3x70/50 + 25 mm2	1.075,0	3.292,6	3.539.566,3	481.381,0	424.748,0	906.129,0	44.457,0	43.123,2	378.773,2	4.912.048,7
Columna de H°A° de 9/200/3	25,4	230.000,0	5.842.000,0	993.140,0	876.300,0	1.869.440,0	77.114,4	74.801,0	657.014,7	8.520.370,1
Columna de H°A° de 9/600/3	4,4	290.000,0	1.276.000,0	216.920,0	191.400,0	408.320,0	16.843,2	16.337,9	143.504,1	1.861.005,2
Columna de H°A° de 9/1000/3	3,5	400.000,0	1.400.000,0	238.000,0	210.000,0	448.000,0	18.480,0	17.925,6	157.449,6	2.041.855,2
Cabezal ST S H°A° conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	25,4	5.800,0	147.320,0	25.044,4	22.098,0	47.142,4	1.944,6	1.886,3	16.568,2	214.861,5
Cabezal ST R H°A° simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	4,4	8.700,0	38.280,0	6.507,6	5.742,0	12.249,6	505,3	490,1	4.305,1	55.830,2
Cabezal ST RA H°A° simple (<60°), conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	3,0	8.700,0	26.100,0	4.437,0	3.915,0	8.352,0	344,5	334,2	2.935,3	38.066,0
Cabezal ST T H°A° simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	0,5	8.700,0	4.350,0	739,5	653,0	1.392,5	57,4	55,7	489,3	6.344,9
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	9,1	22.000,0	200.200,0	34.034,0	30.030,0	64.064,0	2.642,6	2.563,4	22.515,3	291.985,3
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	12,0	0,0	0,0	131.040,0	0,0	131.040,0	1.310,4	1.271,1	11.164,6	144.786,1
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	12,0	8.400,0	100.800,0	17.136,0	15.120,0	32.256,0	1.330,6	1.290,6	11.336,4	147.013,6
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	4,0	0,0	0,0	43.344,0	0,0	43.344,0	433,4	420,4	3.692,9	47.890,8
PAT de Neutro-Columna	7,9	9.108,4	71.956,4	12.232,6	10.793,0	23.025,6	949,8	921,3	8.092,5	104.945,5
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	27,0	18.996,9	512.916,6	87.195,8	76.937,0	164.132,8	6.770,5	6.567,4	57.684,6	748.071,8
TOTAL			13.159.489			4.158.888				19.135.075

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 67 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


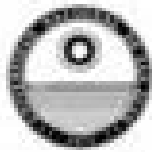
Costo de Línea de BT Preensamblada 3x95/50 AL - H°A°

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tendido Conductor Preens. Al 3x95/50 + 25 mm2	1.075,0	3.795,0	4.079.595,3	428.672,8	378.241,0	806.913,8	48.865,1	47.399,1	416.330,6	5.399.104,0
Columna de H°A° de 9/200/3	25,4	230.000,0	5.842.000,0	993.140,0	876.300,0	1.869.440,0	77.114,4	74.801,0	657.014,7	8.520.370,1
Columna de H°A° de 9/600/3	4,4	290.000,0	1.276.000,0	216.920,0	191.400,0	408.320,0	16.843,2	16.337,9	143.504,1	1.861.005,2
Columna de H°A° de 9/1000/3	3,5	400.000,0	1.400.000,0	238.000,0	210.000,0	448.000,0	18.480,0	17.925,6	157.449,6	2.041.855,2
Cabezal ST S H°A° conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	25,4	5.800,0	147.320,0	25.044,4	22.098,0	47.142,4	1.944,6	1.886,3	16.568,2	214.861,5
Cabezal ST R H°A° simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	4,4	8.700,0	38.280,0	6.507,6	5.742,0	12.249,6	505,3	490,1	4.305,1	55.830,2
Cabezal ST RA H°A° simple (<60°), conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	3,0	8.700,0	26.100,0	4.437,0	3.915,0	8.352,0	344,5	334,2	2.935,3	38.066,0
Cabezal ST T H°A° simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	0,5	8.700,0	4.350,0	739,5	653,0	1.392,5	57,4	55,7	489,3	6.344,9
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	9,1	22.000,0	200.200,0	34.034,0	30.030,0	64.064,0	2.642,6	2.563,4	22.515,3	291.985,3
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	12,0	0,0	0,0	131.040,0	0,0	131.040,0	1.310,4	1.271,1	11.164,6	144.786,1
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	12,0	8.400,0	100.800,0	17.136,0	15.120,0	32.256,0	1.330,6	1.290,6	11.336,4	147.013,6
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	4,0	0,0	0,0	43.344,0	0,0	43.344,0	433,4	420,4	3.692,9	47.890,8
PAT de Neutro-Columna	7,9	9.108,4	71.956,4	12.232,6	10.793,0	23.025,6	949,8	921,3	8.092,5	104.945,5
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	27,0	18.996,9	512.916,6	87.195,8	76.937,0	164.132,8	6.770,5	6.567,4	57.684,6	748.071,8
TOTAL			13.699.518			4.059.673				19.622.130

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 68 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

Costo de Línea de BT Preensamblada 3x35/50 - Mixto

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tendido Conductor Preens. Al 3x35/50+16 mm2	1.075,0	2.249,7	2.418.376,5	661.921,3	611.004,2	1.272.925,5	36.913,0	35.805,6	314.498,9	4.078.519,6
Poste de eucalipto de 10 metros	25,4	37.245,0	946.023,0	245.966,0	227.046,0	473.012,0	14.190,3	13.764,6	120.901,8	1.567.891,7
Columna de HºAº de 9/600/3	4,4	290.000,0	1.276.000,0	331.760,0	306.240,0	638.000,0	19.140,0	18.565,8	163.072,8	2.114.778,6
Columna de HºAº de 9/1000/3	3,5	400.000,0	1.400.000,0	364.000,0	336.000,0	700.000,0	21.000,0	20.370,0	178.920,0	2.320.290,0
Cabezal ST S HºAº conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	25,4	5.800,0	147.320,0	38.303,2	35.357,0	73.660,2	2.209,8	2.143,5	18.827,5	244.161,0
Cabezal ST R HºAº simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	4,4	8.700,0	38.280,0	9.952,8	9.187,0	19.139,8	574,2	557,0	4.892,2	63.443,1
Cabezal ST RA HºAº simple (<60º), conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	3,0	8.700,0	26.100,0	6.786,0	6.264,0	13.050,0	391,5	379,8	3.335,6	43.256,8
Cabezal ST T HºAº simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	0,5	8.700,0	4.350,0	1.131,0	1.044,0	2.175,0	65,3	63,3	555,9	7.209,5
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	9,1	22.000,0	200.200,0	52.052,0	48.048,0	100.100,0	3.003,0	2.912,9	25.585,6	331.801,5
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	12,0	0,0	0,0	131.040,0	0,0	131.040,0	1.310,4	1.271,1	11.164,6	144.786,1
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	12,0	8.400,0	100.800,0	26.208,0	24.192,0	50.400,0	1.512,0	1.466,6	12.882,2	167.060,9
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	4,0	0,0	0,0	43.344,0	0,0	43.344,0	433,4	420,4	3.692,9	47.890,8
PAT de Neutro-Columna	7,9	9.108,4	71.956,4	18.708,7	17.270,0	35.978,7	1.079,4	1.047,0	9.196,1	119.257,4
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	27,0	18.996,9	512.916,6	133.358,3	123.100,0	256.458,3	7.693,7	7.462,9	65.550,7	850.082,3
TOTAL			7.142.322			3.809.283				12.100.429


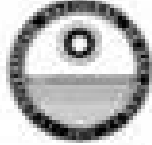
  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 69 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		

Costo de Línea de BT Preensamblada 3x50/50 - Mixto

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tendido Conductor Preens. Al 3x50/50 mm2 + 25 mm2	1.075,0	2.599,0	2.793.889,5	726.411,3	670.534,0	1.396.945,3	41.908,3	40.651,1	357.059,1	4.630.453,4
Poste de eucalipto de 10 metros	25,4	37.245,0	946.023,0	245.966,0	227.046,0	473.012,0	14.190,3	13.764,6	120.901,8	1.567.891,7
Columna de HºAº de 9/600/3	4,4	290.000,0	1.276.000,0	331.760,0	306.240,0	638.000,0	19.140,0	18.565,8	163.072,8	2.114.778,6
Columna de HºAº de 9/1000/3	3,5	400.000,0	1.400.000,0	364.000,0	336.000,0	700.000,0	21.000,0	20.370,0	178.920,0	2.320.290,0
Cabezal ST S HºAº conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	25,4	5.800,0	147.320,0	38.303,2	35.357,0	73.660,2	2.209,8	2.143,5	18.827,5	244.161,0
Cabezal ST R HºAº simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	4,4	8.700,0	38.280,0	9.952,8	9.187,0	19.139,8	574,2	557,0	4.892,2	63.443,1
Cabezal ST RA HºAº simple (<60º), conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	3,0	8.700,0	26.100,0	6.786,0	6.264,0	13.050,0	391,5	379,8	3.335,6	43.256,8
Cabezal ST T HºAº simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	0,5	8.700,0	4.350,0	1.131,0	1.044,0	2.175,0	65,3	63,3	555,9	7.209,5
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	9,1	22.000,0	200.200,0	52.052,0	48.048,0	100.100,0	3.003,0	2.912,9	25.585,6	331.801,5
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	12,0	0,0	0,0	131.040,0	0,0	131.040,0	1.310,4	1.271,1	11.164,6	144.786,1
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	12,0	8.400,0	100.800,0	26.208,0	24.192,0	50.400,0	1.512,0	1.466,6	12.882,2	167.060,9
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	4,0	0,0	0,0	43.344,0	0,0	43.344,0	433,4	420,4	3.692,9	47.890,8
PAT de Neutro-Columna	7,9	9.108,4	71.956,4	18.708,7	17.270,0	35.978,7	1.079,4	1.047,0	9.196,1	119.257,4
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	27,0	18.996,9	512.916,6	133.358,3	123.100,0	256.458,3	7.693,7	7.462,9	65.550,7	850.082,3
TOTAL			7.517.835			3.933.303				12.652.363

Costo de Línea de BT Preensamblada 3x70/50 - Mixto

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tendido Conductor Preens. Al 3x70/50 + 25 mm2	1.075,0	3.292,6	3.539.566,3	920.287,3	849.495,9	1.769.783,2	53.093,5	51.500,7	452.356,6	5.866.300,2
Poste de eucalipto de 10 metros	25,4	37.245,0	946.023,0	245.966,0	227.046,0	473.012,0	14.190,3	13.764,6	120.901,8	1.567.891,7
Columna de HºAº de 9/600/3	4,4	290.000,0	1.276.000,0	331.760,0	306.240,0	638.000,0	19.140,0	18.565,8	163.072,8	2.114.778,6
Columna de HºAº de 9/1000/3	3,5	400.000,0	1.400.000,0	364.000,0	336.000,0	700.000,0	21.000,0	20.370,0	178.920,0	2.320.290,0
Cabezal ST S HºAº conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	25,4	5.800,0	147.320,0	38.303,2	35.357,0	73.660,2	2.209,8	2.143,5	18.827,5	244.161,0
Cabezal ST R HºAº simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	4,4	8.700,0	38.280,0	9.952,8	9.187,0	19.139,8	574,2	557,0	4.892,2	63.443,1
Cabezal ST RA HºAº simple (<60º), conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	3,0	8.700,0	26.100,0	6.786,0	6.264,0	13.050,0	391,5	379,8	3.335,6	43.256,8
Cabezal ST T HºAº simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	0,5	8.700,0	4.350,0	1.131,0	1.044,0	2.175,0	65,3	63,3	555,9	7.209,5
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	9,1	22.000,0	200.200,0	52.052,0	48.048,0	100.100,0	3.003,0	2.912,9	25.585,6	331.801,5
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	12,0	0,0	0,0	131.040,0	0,0	131.040,0	1.310,4	1.271,1	11.164,6	144.786,1
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	12,0	8.400,0	100.800,0	26.208,0	24.192,0	50.400,0	1.512,0	1.466,6	12.882,2	167.060,9
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	4,0	0,0	0,0	43.344,0	0,0	43.344,0	433,4	420,4	3.692,9	47.890,8
PAT de Neutro-Columna	7,9	9.108,4	71.956,4	18.708,7	17.270,0	35.978,7	1.079,4	1.047,0	9.196,1	119.257,4
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	27,0	18.996,9	512.916,6	133.358,3	123.100,0	256.458,3	7.693,7	7.462,9	65.550,7	850.082,3
TOTAL			8.263.512			4.306.141				13.888.210


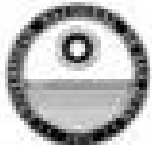
  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 70 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		

Costo de Línea de BT Preensamblada 3x95/50 - Mixto

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tendido Conductor Preens. Al 3x95/50 + 25 mm2	1.075,0	3.795,0	4.079.595,3	819.521,6	756.481,4	1.576.003,0	56.556,0	54.859,3	481.857,0	6.248.870,6
Poste de eucaliptus de 10 metros	25,4	37.245,0	946.023,0	245.966,0	227.046,0	473.012,0	14.190,3	13.764,6	120.901,8	1.567.891,7
Columna de HºAº de 9/600/3	4,4	290.000,0	1.276.000,0	331.760,0	306.240,0	638.000,0	19.140,0	18.565,8	163.072,8	2.114.778,6
Columna de HºAº de 9/1000/3	3,5	400.000,0	1.400.000,0	364.000,0	336.000,0	700.000,0	21.000,0	20.370,0	178.920,0	2.320.290,0
Cabezal ST S HºAº conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	25,4	5.800,0	147.320,0	38.303,2	35.357,0	73.660,2	2.209,8	2.143,5	18.827,5	244.161,0
Cabezal ST R HºAº simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	4,4	8.700,0	38.280,0	9.952,8	9.187,0	19.139,8	574,2	557,0	4.892,2	63.443,1
Cabezal ST RA HºAº simple (<60º), conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	3,0	8.700,0	26.100,0	6.786,0	6.264,0	13.050,0	391,5	379,8	3.335,6	43.256,8
Cabezal ST T HºAº simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	0,5	8.700,0	4.350,0	1.131,0	1.044,0	2.175,0	65,3	63,3	555,9	7.209,5
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	9,1	22.000,0	200.200,0	52.052,0	48.048,0	100.100,0	3.003,0	2.912,9	25.585,6	331.801,5
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	12,0	0,0	0,0	131.040,0	0,0	131.040,0	1.310,4	1.271,1	11.164,6	144.786,1
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	12,0	8.400,0	100.800,0	26.208,0	24.192,0	50.400,0	1.512,0	1.466,6	12.882,2	167.060,9
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	4,0	0,0	0,0	43.344,0	0,0	43.344,0	433,4	420,4	3.692,9	47.890,8
PAT de Neutro-Columna	7,9	9.108,4	71.956,4	18.708,7	17.270,0	35.978,7	1.079,4	1.047,0	9.196,1	119.257,4
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	27,0	18.996,9	512.916,6	133.358,3	123.100,0	256.458,3	7.693,7	7.462,9	65.550,7	850.082,3
TOTAL			8.803.541			4.112.361				14.270.780

Costo de Línea de BT Preensamblada 3x120/70 - Mixto


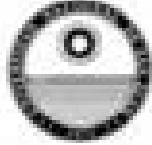
Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Tendido Conductor Preens. Al 3x120/70 + 25 mm2	1.075,0	4.664,7	5.014.554,7	819.521,6	756.481,4	1.576.003,0	65.905,6	63.928,4	561.515,5	7.281.907,1
Poste de eucaliptus de 10 metros	25,4	37.245,0	946.023,0	245.966,0	227.046,0	473.012,0	14.190,3	13.764,6	120.901,8	1.567.891,7
Columna de HºAº de 9/600/3	4,4	290.000,0	1.276.000,0	331.760,0	306.240,0	638.000,0	19.140,0	18.565,8	163.072,8	2.114.778,6
Columna de HºAº de 9/1000/3	3,5	400.000,0	1.400.000,0	364.000,0	336.000,0	700.000,0	21.000,0	20.370,0	178.920,0	2.320.290,0
Cabezal ST S HºAº conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	25,4	5.800,0	147.320,0	38.303,2	35.357,0	73.660,2	2.209,8	2.143,5	18.827,5	244.161,0
Cabezal ST R HºAº simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	4,4	8.700,0	38.280,0	9.952,8	9.187,0	19.139,8	574,2	557,0	4.892,2	63.443,1
Cabezal ST RA HºAº simple (<60º), conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	3,0	8.700,0	26.100,0	6.786,0	6.264,0	13.050,0	391,5	379,8	3.335,6	43.256,8
Cabezal ST T HºAº simple, conductor Al preensamblado hasta 95 mm2	0,5	8.700,0	4.350,0	1.131,0	1.044,0	2.175,0	65,3	63,3	555,9	7.209,5
Fundación de hormigón p/columnas por m3 zona urbana H 17	9,1	22.000,0	200.200,0	52.052,0	48.048,0	100.100,0	3.003,0	2.912,9	25.585,6	331.801,5
Tarea reparación piso común y contrap. (no incl. mat.) por m2	12,0	0,0	0,0	131.040,0	0,0	131.040,0	1.310,4	1.271,1	11.164,6	144.786,1
Prov. mat. contrapiso, carpeta y piso cerámico o granítico por m2	12,0	8.400,0	100.800,0	26.208,0	24.192,0	50.400,0	1.512,0	1.466,6	12.882,2	167.060,9
Tarea reparación de piso especial y contrapiso (no incl.mat.) por m2	4,0	0,0	0,0	43.344,0	0,0	43.344,0	433,4	420,4	3.692,9	47.890,8
PAT de Neutro-Columna	7,9	9.108,4	71.956,4	18.708,7	17.270,0	35.978,7	1.079,4	1.047,0	9.196,1	119.257,4
Caja de Distribución a Usuarios Trifásica	27,0	18.996,9	512.916,6	133.358,3	123.100,0	256.458,3	7.693,7	7.462,9	65.550,7	850.082,3
TOTAL			9.738.501			4.112.361				15.303.817

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 71 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

6: Centros de Distribución MT


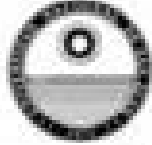
CUADRO RESUMEN

Centros de Distribución MT-MT		
Descripción	Unidad	Costo Total [\$] Jul. 2023
CD Usina	1 estructura	1.042.911.596
CD Barracas	1 estructura	282.282.830
CD Ushuaia	1 estructura	700.928.382
CD Torelli	1 estructura	364.764.186
CD Vialidad	1 estructura	340.828.163

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 72 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		


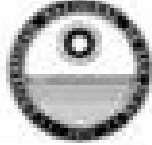
CD Usina 13,2 kV: 17 alimentadores

Descripción	Cant	Unid.	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
			Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Celda primaria de entrada 13,2 kV	16,0	ud.	17.327.520,0	277.240.320,0	2.016.000,0	640.000,0	2.656.000,0	22.391.705,6	2.687.004,7	27.989.632,0	332.964.662,3
Celda primaria de salida 13,2 kV	1,0	ud.	9.626.400,0	9.626.400,0	98.000,0	40.000,0	138.000,0	781.152,0	93.738,2	976.440,0	11.615.730,2
Celda de acoplamiento primaria 13,2 kV	1,0	ud.	3.730.230,0	3.730.230,0	98.000,0	40.000,0	138.000,0	309.458,4	37.135,0	386.823,0	4.601.646,4
Celda medición de tensión 13,2 kV	0,0	ud.	17.327.520,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Celda transformador SSAA primaria 13,2 kV	2,0	ud.	3.850.560,0	7.701.120,0	196.000,0	80.000,0	276.000,0	638.169,6	76.580,4	797.712,0	9.489.582,0
Celda secundaria de entrada 13,2 kV	2,0	ud.	25.991.280,0	51.982.560,0	252.000,0	80.000,0	332.000,0	4.185.164,8	502.219,8	5.231.456,0	62.233.400,6
Celda secundaria de salida 13,2 kV	0,0	ud.	28.590.408,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Celda de acoplamiento secundaria 13,2 kV	2,0	ud.	17.327.520,0	34.655.040,0	252.000,0	80.000,0	332.000,0	2.798.963,2	335.875,6	3.498.704,0	41.620.582,8
Celda medición de tensión secundaria de 13,2 kV	2900,0	m2	88.838,1	257.630.633,0	103.706.089,0	69.137.393,0	172.843.482,0	34.437.929,2	4.132.551,5	43.047.411,5	512.092.007,2
Celda transformador SSAA 13,2 kV	30,0	m2	88.838,1	2.665.144,5	1.072.822,0	715.214,0	1.788.036,0	356.254,4	42.750,5	445.318,0	5.297.503,5
Celdas Bcos Capacitores	20,0	m3	22.000,0	440.000,0	92.400,0	83.600,0	176.000,0	49.280,0	5.913,6	61.600,0	732.793,6
Edificio de celdas de 13,2 kV	1,0	ud.	2.406.600,0	2.406.600,0	76.000,0	45.709,0	121.709,0	202.264,7	24.271,8	252.830,9	3.007.676,4
Edificio de seguridad	1,0	ud.	200.000,0	200.000,0	0,0	0,0	0,0	16.000,0	1.920,0	20.000,0	237.920,0
Obras civiles complementarias	150,0	m	3.560,1	534.019,5	126.721,0	126.721,0	253.442,0	62.996,9	7.559,6	78.746,2	936.764,2
Jabalinas AC CU JL3000	6,0	ud.	17.630,9	105.785,1	72.531,0	65.623,0	138.154,0	19.515,1	2.341,8	24.393,9	290.190,0
Cable Subterráneo 3x95-50 -13,2 kV	60,0	ud.	26.799,5	1.607.967,0	524.994,0	0,0	524.994,0	170.636,9	20.476,4	213.296,1	2.537.370,4
Canales de Cables	80,0	ud.	10.702,5	856.202,4	587.047,0	531.138,0	1.118.185,0	157.951,0	18.954,1	197.438,7	2.348.731,2
Cable Subterráneo de Al 6x6mm2	50,0	ud.	1.107,0	55.350,0	37.950,0	34.336,0	72.286,0	10.210,9	1.225,3	12.763,6	151.835,8
Transformador SSAA 13,2/0,231- 2,5 kVA	1,0	ud.	1.263.964,0	1.263.964,0	866.626,0	784.090,0	1.650.716,0	233.174,4	27.980,9	291.468,0	3.467.303,3
Banco Capacitores de 500 kVAr 13 kV	1,0	gl	3.600.000,0	3.600.000,0	0,0	0,0	0,0	288.000,0	34.560,0	360.000,0	4.282.560,0
Banco Capacitores de 800 kVAr 13 kV	0,0	ud.	5.058.421,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Banco Capacitores de 1000 kVAr 13 kV	0,0	ud.	4.046.737,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Banco Capacitores de 1250 kVAr 13 kV	0,0	ud.	506.439,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Banco Capacitores de 2,500 kVA 13 kV	0,0	ud.	1.923.625,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Materiales Menores CD	0,0	ud.	319.179,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C.S. XLPE 13,2 kV Cat II Cu 3x(1x300) mm2 hasta sala de celdas (80 x3+60x3)	240,0	m	76.287,2	18.308.937,6	6.276.679,0	5.678.900,0	11.955.579,0	2.421.161,3	290.539,4	3.026.451,7	36.002.668,9
C.S. XLPE 13,2 kV Cat II Cu 3x(1x150) mm2 hasta sala de celdas (50 x3+50x3) SSAA	120,0	m	38.143,6	4.577.234,4	1.569.170,0	1.419.725,0	2.988.895,0	605.290,4	72.634,8	756.612,9	9.000.667,5
TOTAL				679.187.507			197.503.478				1.042.911.596

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 73 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			



CD Barracas 13,2 kV: 4 alimentadores

Descripción	Cant	Unid.	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
			Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Celda alimentador 13,2 kV	4,0	ud.	17.327.520,0	69.310.080,0	504.000,0	160.000,0	664.000,0	5.597.926,4	671.751,2	6.997.408,0	83.241.165,6
Celda de acoplamiento primaria 13,2 kV	1,0	ud.	9.626.400,0	9.626.400,0	98.000,0	40.000,0	138.000,0	781.152,0	93.738,2	976.440,0	11.615.730,2
Celda medición de tensión 13,2 kV	1,0	ud.	3.730.230,0	3.730.230,0	98.000,0	40.000,0	138.000,0	309.458,4	37.135,0	386.823,0	4.601.646,4
Celda generador 13,2 kV	0,0	ud.	17.327.520,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Celdas reactores 13,2kV	0,0	ud.	3.850.560,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Celda transformador 33kV	2,0	ud.	25.991.280,0	51.982.560,0	252.000,0	80.000,0	332.000,0	4.185.164,8	502.219,8	5.231.456,0	62.233.400,6
Celda alimentador 33kV	1,0	ud.	28.590.408,0	28.590.408,0	126.000,0	40.000,0	166.000,0	2.300.512,6	276.061,5	2.875.640,8	34.208.623,0
Celda transformador 13,2 kV	2,0	ud.	17.327.520,0	34.655.040,0	252.000,0	80.000,0	332.000,0	2.798.963,2	335.875,6	3.498.704,0	41.620.582,8
Edificio de celdas de 13,2 kV	140,0	m2	88.838,1	12.437.340,1	5.006.501,0	3.337.667,0	8.344.168,0	1.662.520,7	199.502,5	2.078.150,8	24.721.682,1
Edificio de seguridad	30,0	m2	88.838,1	2.665.144,3	1.072.822,0	715.214,0	1.788.036,0	356.254,4	42.750,5	445.318,0	5.297.503,3
Fundación x m3	5,0	m3	22.000,0	110.000,0	23.100,0	20.900,0	44.000,0	12.320,0	1.478,4	15.400,0	183.198,4
Sistema Scada - RTU	1,0	ud.	2.406.600,0	2.406.600,0	76.000,0	45.709,0	121.709,0	202.264,7	24.271,8	252.830,9	3.007.676,4
Tableros de SSAA	1,0	ud.	200.000,0	200.000,0	0,0	0,0	0,0	16.000,0	1.920,0	20.000,0	237.920,0
Cable de Cu desnudo de 50 mm2 IRAM 2004	50,0	m	3.560,1	178.006,5	126.721,0	126.721,0	253.442,0	34.515,9	4.141,9	43.144,9	513.251,1
Jabalinas AC CU JL3000	4,0	ud.	17.630,9	70.523,4	48.354,0	43.749,0	92.103,0	13.010,1	1.561,2	16.262,6	193.460,4
Cable Subterráneo 3x95-13,2 kV Al	40,0	ud.	26.799,5	1.071.978,0	349.996,0	0,0	349.996,0	113.757,9	13.651,0	142.197,4	1.691.580,3
Canales de Cables	40,0	ud.	10.702,5	428.101,2	293.524,0	265.569,0	559.093,0	78.975,5	9.477,1	98.719,4	1.174.366,2
Cable Subterráneo de Al 6x6mm2	20,0	ud.	1.107,0	22.140,0	15.180,0	13.734,0	28.914,0	4.084,3	490,1	5.105,4	60.733,8
Transformador SSAA 13,2/0,231- 5 kVA	1,0	ud.	1.263.964,0	1.263.964,0	866.626,0	784.090,0	1.650.716,0	233.174,4	27.980,9	291.468,0	3.467.303,3
Materiales Menores CD	1,0	gl	1.650.000,0	1.650.000,0	0,0	0,0	0,0	132.000,0	15.840,0	165.000,0	1.962.840,0
Interruptor BT Gral Masterpack 4X3000A - 150 kA	0,0	ud.	5.058.421,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interruptor BT Gral Masterpack 4X1800A - 150 kA	0,0	ud.	4.046.737,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interruptor de salida Compact NS 4X250A - 150 kA	0,0	ud.	506.439,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Seccionador bajo carga 4x3000A	0,0	ud.	1.923.625,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Seccionador bajo carga 4x250A	0,0	ud.	319.179,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C.S. XLPE 13,2 kV Cat II Cu 3x(1x300) mm2 hasta sala de celdas (80 x3+60x3)	0,0	m	76.287,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C.S. XLPE 13,2 kV Cat II Cu 3x(1x150) mm2 hasta sala de celdas (50 x3+50x3) SSAA	30,0	m	38.143,6	1.144.308,6	392.292,0	354.931,0	747.223,0	151.322,5	18.158,7	189.153,2	2.250.166,0
TOTAL				221.542.824			15.749.400				282.282.830

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 74 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


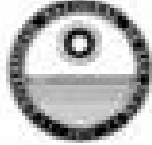
CD Ushuaia 33-13,2 kV: 4 alimentadores

Descripción	Cant	Unid.	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
			Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Celda alimentador 13,2 kV	6,0	ud.	17.327.520,0	103.965.120,0	756.000,0	240.000,0	996.000,0	2.624.028,0	1.007.626,8	8.942.687,4	117.535.462,2
Celda de acoplamiento primaria 13,2 kV	1,0	ud.	9.626.400,0	9.626.400,0	98.000,0	40.000,0	138.000,0	244.110,0	93.738,2	831.926,9	10.934.175,1
Celda medición de tensión 13,2 kV	2,0	ud.	3.730.230,0	7.460.460,0	196.000,0	80.000,0	276.000,0	193.411,5	74.270,0	659.146,4	8.663.287,9
Celda generador 13,2 kV	0,0	ud.	17.327.520,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Celdas reactores 13,2kV	0,0	ud.	3.850.560,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Celda transformador 33kV	2,0	ud.	25.991.280,0	51.982.560,0	276.000,0	100.000,0	376.000,0	1.308.964,0	502.642,2	4.460.949,3	58.631.115,5
Celda alimentador 33kV	4,0	ud.	28.590.408,0	114.361.632,0	552.000,0	200.000,0	752.000,0	2.877.840,8	1.105.090,9	9.807.681,4	128.904.245,1
Celda medición de tensión 33 kV	1,0	ud.	4.849.299,0	4.849.299,0	138.000,0	50.000,0	188.000,0	125.932,5	48.358,1	429.177,9	5.640.767,4
Celda de acoplamiento 33 kV	1,0	m2	28.590.408,0	28.590.408,0	138.000,0	50.000,0	188.000,0	719.460,2	276.272,7	2.451.920,4	32.226.061,3
Celda transformador 13,2 kV	2,0	m2	17.327.520,0	34.655.040,0	252.000,0	80.000,0	332.000,0	874.676,0	335.875,6	2.980.895,8	39.178.487,4
Edificio de celdas de 13,2 kV	1600,0	m3	88.838,1	142.141.030,2	57.217.153,0	38.144.768,0	95.361.921,0	5.937.573,8	2.280.028,3	20.235.251,4	265.955.804,8
Edificio de seguridad	0,0	m2	88.838,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fundación x m3	20,0	m3	22.000,0	440.000,0	92.400,0	83.600,0	176.000,0	15.400,0	5.913,6	52.483,2	689.796,8
Sistema Scada - RTU	1,0	ud.	2.406.600,0	2.406.600,0	76.000,0	45.709,0	121.709,0	63.207,7	24.271,8	215.411,9	2.831.200,4
Tableros de SSAA	1,0	ud.	200.000,0	200.000,0	0,0	0,0	0,0	5.000,0	1.920,0	17.040,0	223.960,0
Cable de Cu desnudo de 50 mm2 IRAM 2004	50,0	m	3.560,1	178.006,5	126.721,0	126.721,0	253.442,0	10.786,2	4.141,9	36.759,4	483.136,0
Jabalinas AC CU JL3000	4,0	ud.	17.630,9	70.523,4	48.354,0	43.749,0	92.103,0	4.065,7	1.561,2	13.855,8	182.109,1
Cable Subterráneo 3x95-13,2 kV AI	60,0	ud.	26.799,5	1.607.967,0	524.994,0	0,0	524.994,0	53.324,0	20.476,4	181.728,3	2.388.489,7
Canales de Cables	80,0	ud.	10.702,5	856.202,4	587.047,0	531.138,0	1.118.185,0	49.359,7	18.954,1	168.217,8	2.210.919,0
Cable Subterráneo de AI 6x6mm2	50,0	ud.	1.107,0	55.350,0	37.950,0	34.336,0	72.286,0	3.190,9	1.225,3	10.874,6	142.926,8
Transformador SSAA 13,2/0,231- 5 kVA	1,0	ud.	1.263.964,0	1.263.964,0	866.626,0	784.090,0	1.650.716,0	72.867,0	27.980,9	248.330,7	3.263.858,7
Materiales Menores CD	1,0	gl	2.850.000,0	2.850.000,0	0,0	0,0	0,0	71.250,0	27.360,0	242.820,0	3.191.430,0
Interruptor BT Gral Masterpack 4X3000A - 150 kA	0,0	ud.	5.058.421,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interruptor BT Gral Masterpack 4X1800A - 150 kA	0,0	ud.	4.046.737,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interruptor de salida Compact NS 4X250A - 150 kA	0,0	ud.	506.439,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Seccionador bajo carga 4x3000A	0,0	ud.	1.923.625,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Seccionador bajo carga 4x250A	0,0	ud.	319.179,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C.S. XLPE 13,2 kV Cat II Cu 3x(1x300) mm2 hasta sala de celdas (80 x3+60x3)	100,0	m	76.287,2	7.628.724,0	2.615.283,0	2.366.208,0	4.981.491,0	315.255,4	121.058,1	1.074.390,3	14.120.918,8
C.S. XLPE 13,2 kV Cat II Cu 3x(1x150) mm2 hasta sala de celdas (50 x3+50x3) SSAA	50,0	m	38.143,6	1.907.181,0	653.821,0	591.552,0	1.245.373,0	78.813,9	30.264,5	268.597,6	3.530.230,0
TOTAL				517.096.468			108.844.220				700.928.382

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 75 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			


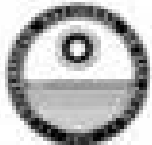
CD Torelli 33-13,2 kV: 6 alimentadores

Descripción	Cant	Unid.	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
			Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Celda alimentador 13,2 kV	8,0	ud.	9.626.400,0	77.011.200,0	1.008.000,0	320.000,0	1.328.000,0	1.958.480,0	752.056,3	6.674.499,8	87.724.236,2
Celda de acoplamiento primaria 13,2 kV	1,0	ud.	9.626.400,0	9.626.400,0	98.000,0	40.000,0	138.000,0	244.110,0	93.738,2	831.926,9	10.934.175,1
Celda medición de tensión 13,2 kV	2,0	ud.	3.730.230,0	7.460.460,0	196.000,0	80.000,0	276.000,0	193.411,5	74.270,0	659.146,4	8.663.287,9
Celda generador 13,2 kV	0,0	ud.	9.626.400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Celdas reactores 13,2kV	0,0	ud.	3.850.560,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Celda transformador 33kV	3,0	ud.	14.439.600,0	43.318.800,0	414.000,0	150.000,0	564.000,0	1.097.070,0	421.274,9	3.738.814,6	49.139.959,4
Celda alimentador 33kV	2,0	ud.	15.883.560,0	31.767.120,0	276.000,0	100.000,0	376.000,0	803.578,0	308.574,0	2.738.593,8	35.993.865,8
Celda medición de tensión 33 kV	2,0	ud.	4.849.299,0	9.698.598,0	276.000,0	100.000,0	376.000,0	251.865,0	96.716,1	858.355,7	11.281.534,8
Celda de acoplamiento 33 kV	1,0	m2	15.883.560,0	15.883.560,0	138.000,0	50.000,0	188.000,0	401.789,0	154.287,0	1.369.296,9	17.996.932,9
Celda transformador 13,2 kV	3,0	m2	9.626.400,0	28.879.200,0	378.000,0	120.000,0	498.000,0	734.430,0	282.021,1	2.502.937,4	32.896.588,6
Edificio de celdas de 13,2 kV	504,0	m3	88.838,1	44.774.424,5	18.023.403,0	12.015.602,0	30.039.005,0	1.870.335,7	718.208,9	6.374.104,2	83.776.078,4
Edificio de seguridad	0,0	m2	88.838,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fundación x m3	10,0	m3	22.000,0	220.000,0	46.200,0	41.800,0	88.000,0	7.700,0	2.956,8	26.241,6	344.898,4
Sistema Scada - RTU	1,0	ud.	2.406.600,0	2.406.600,0	76.000,0	45.709,0	121.709,0	63.207,7	24.271,8	215.411,9	2.831.200,4
Tableros de SSAA	1,0	ud.	200.000,0	200.000,0	0,0	0,0	0,0	5.000,0	1.920,0	17.040,0	223.960,0
Cable de Cu desnudo de 50 mm2 IRAM 2004	50,0	m	3.560,1	178.006,5	126.721,0	126.721,0	253.442,0	10.786,2	4.141,9	36.759,4	483.136,0
Jabalinas AC CU JL3000	4,0	ud.	17.630,9	70.523,4	48.354,0	43.749,0	92.103,0	4.065,7	1.561,2	13.855,8	182.109,1
Cable Subterráneo 3x95-13,2 kV AI	60,0	ud.	26.799,5	1.607.967,0	524.994,0	0,0	524.994,0	53.324,0	20.476,4	181.728,3	2.388.489,7
Canales de Cables	80,0	ud.	10.702,5	856.202,4	587.047,0	531.138,0	1.118.185,0	49.359,7	18.954,1	168.217,8	2.210.919,0
Cable Subterráneo de AI 6x6mm2	50,0	ud.	1.107,0	55.350,0	37.950,0	34.336,0	72.286,0	3.190,9	1.225,3	10.874,6	142.926,8
Transformador SSAA 13,2/0,231- 5 kVA	1,0	ud.	1.263.964,0	1.263.964,0	866.626,0	784.090,0	1.650.716,0	72.867,0	27.980,9	248.330,7	3.263.858,7
Materiales Menores CD	1,0	gl	3.300.000,0	3.300.000,0	0,0	0,0	0,0	82.500,0	31.680,0	281.160,0	3.695.340,0
Interruptor BT Gral Masterpack 4X3000A - 150 kA	0,0	ud.	5.058.421,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interruptor BT Gral Masterpack 4X1800A - 150 kA	0,0	ud.	4.046.737,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interruptor de salida Compact NS 4X250A - 150 kA	0,0	ud.	506.439,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Seccionador bajo carga 4x3000A	0,0	ud.	1.923.625,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Seccionador bajo carga 4x250A	0,0	ud.	319.179,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C.S. XLPE 13,2 kV Cat II Cu 3x(1x300) mm2 hasta sala de celdas (80 x3+60x3)	60,0	m	76.287,2	4.577.234,4	1.569.170,0	1.419.725,0	2.988.895,0	189.153,2	72.634,8	644.634,2	8.472.551,7
C.S. XLPE 13,2 kV Cat II Cu 3x(1x150) mm2 hasta sala de celdas (50 x3+50x3) SSAA	30,0	m	38.143,6	1.144.308,6	392.292,0	354.931,0	747.223,0	47.288,3	18.158,7	161.158,5	2.118.137,1
TOTAL				284.299.919			41.440.558				364.764.186

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 76 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

CD Vialidad 33-13,2 kV: 6 alimentadores


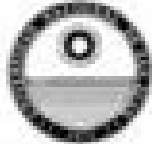
Descripción	Cant	Unid.	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
			Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Celda alimentador 13,2 kV	8,0	ud.	9.626.400,0	77.011.200,0	1.008.000,0	320.000,0	1.328.000,0	1.958.480,0	752.056,3	6.674.499,8	87.724.236,2
Celda de acoplamiento primaria 13,2 kV	1,0	ud.	9.626.400,0	9.626.400,0	98.000,0	40.000,0	138.000,0	244.110,0	93.738,2	831.926,9	10.934.175,1
Celda medición de tensión 13,2 kV	2,0	ud.	3.730.230,0	7.460.460,0	196.000,0	80.000,0	276.000,0	193.411,5	74.270,0	659.146,4	8.663.287,9
Celda generador 13,2 kV	0,0	ud.	9.626.400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Celdas reactores 13,2kV	0,0	ud.	3.850.560,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Celda transformador 33kV	3,0	ud.	14.439.600,0	43.318.800,0	414.000,0	150.000,0	564.000,0	1.097.070,0	421.274,9	3.738.814,6	49.139.959,4
Celda alimentador 33kV	2,0	ud.	15.883.560,0	31.767.120,0	276.000,0	100.000,0	376.000,0	803.578,0	308.574,0	2.738.593,8	35.993.865,8
Celda medición de tensión 33 kV	2,0	ud.	4.849.299,0	9.698.598,0	276.000,0	100.000,0	376.000,0	251.865,0	96.716,1	858.355,7	11.281.534,8
Celda de acoplamiento 33 kV	1,0	m2	15.883.560,0	15.883.560,0	138.000,0	50.000,0	188.000,0	401.789,0	154.287,0	1.369.296,9	17.996.932,9
Celda transformador 13,2 kV	3,0	m2	9.626.400,0	28.879.200,0	378.000,0	120.000,0	498.000,0	734.430,0	282.021,1	2.502.937,4	32.896.588,6
Edificio de celdas de 13,2 kV	360,0	m3	88.838,1	31.981.731,8	12.873.859,0	8.582.573,0	21.456.432,0	1.335.954,1	513.006,4	4.552.931,6	59.840.055,8
Edificio de seguridad	0,0	m2	88.838,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fundación x m3	10,0	m3	22.000,0	220.000,0	46.200,0	41.800,0	88.000,0	7.700,0	2.956,8	26.241,6	344.898,4
Sistema Scada - RTU	1,0	ud.	2.406.600,0	2.406.600,0	76.000,0	45.709,0	121.709,0	63.207,7	24.271,8	215.411,9	2.831.200,4
Tableros de SSAA	1,0	ud.	200.000,0	200.000,0	0,0	0,0	0,0	5.000,0	1.920,0	17.040,0	223.960,0
Cable de Cu desnudo de 50 mm2 IRAM 2004	50,0	m	3.560,1	178.006,5	126.721,0	126.721,0	253.442,0	10.786,2	4.141,9	36.759,4	483.136,0
Jabalinas AC CU JL3000	4,0	ud.	17.630,9	70.523,4	48.354,0	43.749,0	92.103,0	4.065,7	1.561,2	13.855,8	182.109,1
Cable Subterráneo 3x95-13,2 kV AI	60,0	ud.	26.799,5	1.607.967,0	524.994,0	0,0	524.994,0	53.324,0	20.476,4	181.728,3	2.388.489,7
Canales de Cables	80,0	ud.	10.702,5	856.202,4	587.047,0	531.138,0	1.118.185,0	49.359,7	18.954,1	168.217,8	2.210.919,0
Cable Subterráneo de AI 6x6mm2	50,0	ud.	1.107,0	55.350,0	37.950,0	34.336,0	72.286,0	3.190,9	1.225,3	10.874,6	142.926,8
Transformador SSAA 13,2/0,231- 5 kVA	1,0	ud.	1.263.964,0	1.263.964,0	866.626,0	784.090,0	1.650.716,0	72.867,0	27.980,9	248.330,7	3.263.858,7
Materiales Menores CD	1,0	gl	3.300.000,0	3.300.000,0	0,0	0,0	0,0	82.500,0	31.680,0	281.160,0	3.695.340,0
Interruptor BT Gral Masterpack 4X3000A - 150 kA	0,0	ud.	5.058.421,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interruptor BT Gral Masterpack 4X1800A - 150 kA	0,0	ud.	4.046.737,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interruptor de salida Compact NS 4X250A - 150 kA	0,0	ud.	506.439,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Seccionador bajo carga 4x3000A	0,0	ud.	1.923.625,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Seccionador bajo carga 4x250A	0,0	ud.	319.179,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C.S. XLPE 13,2 kV Cat II Cu 3x(1x300) mm2 hasta sala de celdas (80 x3+60x3)	60,0	m	76.287,2	4.577.234,4	1.569.170,0	1.419.725,0	2.988.895,0	189.153,2	72.634,8	644.634,2	8.472.551,7
C.S. XLPE 13,2 kV Cat II Cu 3x(1x150) mm2 hasta sala de celdas (50 x3+50x3) SSAA	30,0	m	38.143,6	1.144.308,6	392.292,0	354.931,0	747.223,0	47.288,3	18.158,7	161.158,5	2.118.137,1
TOTAL				271.507.226			32.857.985				340.828.163

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 77 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

7: Acometidas y Medidores

CUADRO RESUMEN

Acometidas y Medidores		
Descripción	Unidad	Costo Total [\$] Jul. 2023
Acometida Aérea Monofásica Concéntrico 2x16 AL s/cruce	1 estructura	20.225
Acometida Aérea Trifásica Preensamblado 4x6 AL s/cruce	1 estructura	29.093
Acometida Aérea Trifásica Preensamblado 4x10 AL s/cruce	1 estructura	31.731
Acometida Aérea Monofásica Concéntrico 2x16 AL c/cruce	1 estructura	24.171
Acometida Aérea Trifásica Preensamblado 4x6 AL c/cruce	1 estructura	36.985
Acometida Aérea Trifásica Preensamblado 4x10 AL c/cruce	1 estructura	38.926
Acometida Subterránea Monofásica Residencial	1 estructura	50.671
Acometida Subterránea Trifásica BT para 15 medidores	1 estructura	146.203
Acometida Subterránea Trifásica BT para 15 medidores - T2	1 estructura	159.374
Acometida Subterránea Trifásica BT - T2 (P<300kW)	1 estructura	252.845
Electrónico Monofásico	1 unidad	17.359
Electrónico Trifásico	1 unidad	91.527
Telemedido Monofásico	1 unidad	101.991
Telemedido Trifásico	1 unidad	224.378
Med. REG. ALPHA II A1R+L 15(120) A - 380/220 V Clase 1	1 unidad	192.522
Med. TRIFA. ALPHA II TIPO A1R+ DE (1-6) A CLASE 1	1 unidad	192.522


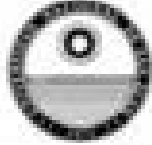
  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 78 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		

Costo de Acometida Aérea Monofásica Concéntrico 2x16 AL s/cruce

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Abrazadera Tipo II LBT 259 mm	1,0	607,0	607,0	-	-	-	-	-	51,7	658,7
Kit grampa p/acometida con concéntrico, incluye fusible	2,0	1.830,2	3.660,4	-	-	-	-	-	311,9	3.972,2
Conductor concéntrico Al 2x16 mm2, acometida	9,0	330,6	2.975,2	-	-	-	-	-	253,5	3.228,7
Bulón con Ojal tipo MN 515	1,0	1.434,3	1.434,3	-	-	-	-	-	122,2	1.556,5
Tarea conexión monofásica BT aérea incl.tendido, retención poste, conexionado, instalación medidor y vinculación red con grampas y fusible	1,0	-	-	6.400,0	1.280,0	7.680,0	-	-	654,3	8.334,3
Materiales menores acometida usuarios monofásicos	1,0	1.000,0	1.000,0	-	-	-	-	-	85,2	1.085,2
Tarea inspección Tablero Principal y puesta a tierra usuario y conexión medidor monofásico	1,0	-	-	1.280,0	-	1.280,0	-	-	109,1	1.389,1
TOTAL			9.677			8.960				20.225

Costo de Acometida Aérea Trifásica Preensamblado 4x6 AL s/cruce

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Abrazadera Tipo II LBT 259 mm	1,0	607,0	607,0	-	-	-	-	-	51,7	658,7
Kit grampa p/acometida con preensamblado, incluye fusible	4,0	1.830,2	7.320,8	-	-	-	-	-	623,7	7.944,5
Conductor preens. Al 4x6 mm2, acometida	9,0	661,2	5.950,4	-	-	-	-	-	507,0	6.457,4
Bulón con Ojal tipo MN 515	1,0	1.434,3	1.434,3	-	-	-	-	-	122,2	1.556,5
Tarea conexión trifásica BT aérea incl.tendido, retención poste, conexionado, instalación medidor y vinculación red con grampas y fusible	1,0	-	-	7.680,0	1.536,0	9.216,0	-	-	785,2	10.001,2
Materiales menores acometida usuarios trifásicos	1,0	1.000,0	1.000,0	-	-	-	-	-	85,2	1.085,2
Tarea inspección Tablero Principal y puesta a tierra usuario y conexión medidor trifásico	1,0	-	-	1.280,0	-	1.280,0	-	-	109,1	1.389,1
TOTAL			16.313			10.496				29.093


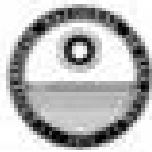
  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 79 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

Costo de Acometida Aérea Trifásica Preensamblado 4x10 AL s/cruce

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Abrazadera Tipo II LBT 259 mm	1,0	607,0	607,0	-	-	-	-	-	51,7	658,7
Kit grampa p/acometida con preensamblado, incluye fusible	4,0	1.830,2	7.320,8	-	-	-	-	-	623,7	7.944,5
Conductor preens. Al 4x10 mm2, acometida	9,0	1.101,9	9.917,4	-	-	-	-	-	845,0	10.762,3
Bulón con Ojal tipo MN 515	1,0	1.434,3	1.434,3	-	-	-	-	-	122,2	1.556,5
Tarea conexión trifásica BT aérea incl.tendido, retención poste, conexionado, instalación medidor y vinculación red con grampas y fusible	1,0	-	-	7.680,0	-	7.680,0	-	-	654,3	8.334,3
Materiales menores acometida usuarios trifásicos	1,0	1.000,0	1.000,0	-	-	-	-	-	85,2	1.085,2
Tarea inspección Tablero Principal y puesta a tierra usuario y conexión medidor trifásico	1,0	-	-	1.280,0	-	1.280,0	-	-	109,1	1.389,1
TOTAL			20.279			8.960				31.731

Costo de Acometida Aérea Monofásica Concéntrico 2x16 AL c/cruce

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Abrazadera Tipo II LBT 259 mm	1,0	607,0	607,0	-	-	-	-	-	51,7	658,7
Kit grampa p/acometida con concéntrico, incluye fusible	2,0	1.830,2	3.660,4	-	-	-	-	-	311,9	3.972,2
Conductor concéntrico Al 2x16 mm2, acometida	20,0	330,6	6.611,6	-	-	-	-	-	563,3	7.174,9
Bulón con Ojal tipo MN 515	1,0	1.434,3	1.434,3	-	-	-	-	-	122,2	1.556,5
Tarea conexión monofásica BT aérea incl.tendido, retención poste, conexionado, instalación medidor y vinculación red con grampas y fusible	1,0	-	-	6.400,0	1.280,0	7.680,0	-	-	654,3	8.334,3
Materiales menores acometida usuarios monofásicos	1,0	1.000,0	1.000,0	-	-	-	-	-	85,2	1.085,2
Tarea inspección Tablero Principal y puesta a tierra.usuario y conexión medidor monofásico	1,0	-	-	1.280,0	-	1.280,0	-	-	109,1	1.389,1
TOTAL			13.313			8.960				24.171


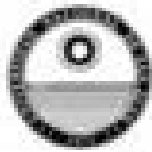
  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 80 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		

Costo de Acometida Aérea Trifásica Preensamblado 4x6 AL c/cruce

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Abrazadera Tipo II LBT 259 mm	1,0	607,0	607,0	-	-	-	-	-	51,7	658,7
Kit grampa p/acometida con preensamblado, incluye fusible	4,0	1.830,2	7.320,8	-	-	-	-	-	623,7	7.944,5
Conductor preens. Al 4x6 mm2, acometida	20,0	661,2	13.223,2	-	-	-	-	-	1.126,6	14.349,8
Bulón con Ojal tipo MN 515	1,0	1.434,3	1.434,3	-	-	-	-	-	122,2	1.556,5
Tarea conexión trifásica BT aérea incl.tendido, retención poste, conexionado, instalación medidor y vinculación red con grampas y fusible	1,0	-	-	7.680,0	1.536,0	9.216,0	-	-	785,2	10.001,2
Materiales menores acometida usuarios trifásicos	1,0	1.000,0	1.000,0	-	-	-	-	-	85,2	1.085,2
Tarea inspección Tablero Principal y puesta a tierra usuario y conexión medidor trifásico	1,0	-	-	1.280,0	-	1.280,0	-	-	109,1	1.389,1
TOTAL			23.585			10.496				36.985

Costo de Acometida Aérea Trifásica Preensamblado 4x10 AL c/cruce

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Abrazadera Tipo II LBT 259 mm	1,0	607,0	607,0	-	-	-	-	-	51,7	658,7
Kit grampa p/acometida con preensamblado, incluye fusible	1,0	1.830,2	1.830,2	-	-	-	-	-	155,9	1.986,1
Conductor preens. Al 4x10 mm2, acometida	20,0	1.101,9	22.038,6	-	-	-	-	-	1.877,7	23.916,3
Bulón con Ojal tipo MN 515	1,0	1.434,3	1.434,3	-	-	-	-	-	122,2	1.556,5
Tarea conexión trifásica BT aérea incl.tendido, retención poste, conexionado, instalación medidor y vinculación red con grampas y fusible	1,0	-	-	7.680,0	-	7.680,0	-	-	654,3	8.334,3
Materiales menores acometida usuarios trifásicos	1,0	1.000,0	1.000,0	-	-	-	-	-	85,2	1.085,2
Tarea inspección Tablero Principal y puesta a tierra usuario y conexión medidor trifásico	1,0	-	-	1.280,0	-	1.280,0	-	-	109,1	1.389,1
TOTAL			26.910			8.960				38.926


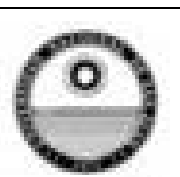
  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 81 de 84
	Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego		

Costo de Acometida Subterránea Monofásica Residencial

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor subterráneo de BT 2x6 mm2 Al	3,0	244,2	732,7	-	-	-	-	-	62,4	795,1
Fusible NH 00 unipolar, con base	1,0	5994,2	5994,2	-	-	-	-	-	510,7	6504,9
Tarea conexión monofásica BT subterr incl.tendido desde caja de seccionamiento, colocación base y fusibles NH, conexionado, instalación medidor	1,0	6.000,0	6.000,0	15.360,0	3072,0	18432,0	-	-	2081,6	26513,6
Terminales en cable subterráneo de BT unipolar 6 mm2 a 50mm2 Al	2,0	6608,7	13217,4	439,6	-	439,6	-	-	1163,6	14820,7
Materiales menores acometida usuarios monofásicos	1,0	1500,0	1500,0	-	-	0,0	-	-	127,8	1627,8
Tarea inspección Tablero Principal y puesta a tierra usuario y conexión medidor monofásico	1,0	-	-	376,6	-	376,6	-	-	32,1	408,6
TOTAL			27.444			19.248				50.671

Costo de Acometida Subterránea Trifásica BT para 15 medidores

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor subterráneo de BT 3x35+1x25 mm2 Al	12,0	2645,8	31749,6	-	-	-	-	-	2705,1	34454,7
Fusible NH 01 tripolar, con base	3,0	5994,2	17982,5	-	-	-	-	-	1532,1	19514,6
Tendido cable subterráneo bajo vereda, conexión subterr. incluye excavación, rotura y reparación vereda, ladrillos y tendido conductor	6,0	1.333,3	8.000,0	25600,0	5120,0	30720,0	-	-	3298,9	42018,9
Terminal en cable subterráneo de B.T. tetrapolar (conjunto Interior) 3x25+1x16 a 3x50+1x25 mm2 Al	1,0	8227,7	8227,7	2400,0	1600,0	4000,0	-	-	1041,8	13269,5
Tarea inspección conexión trifásica BT subterránea instalación medidor en Tablero General T1	15,0	-	-	2500,0	-	2500,0	-	-	213,0	2713,0
Empalme en derivación en cable subterráneo tetrapolar de B.T. Por empalme. Incluye pintado de leyendas necesarias en C.T. 3x25+1x16 a 3x50 + 1x25 mm2 Al	1,0	8684,8	8684,8	4400,0	480,0	4880,0	-	-	1155,7	14720,5
Conector compacto hasta 3x95/50 Al	1,0	4979,7	4979,7	-	-	-	-	-	424,3	5404,0
Materiales menores acometida usuarios trifásicos	1,0	4000,0	4000,0	-	-	-	-	-	340,8	4340,8
Tarea inspección Tablero Principal y puesta a tierra usuario y conexión medidor trifásico T1	15,0	-	-	9000,0	-	9000,0	-	-	766,8	9766,8
TOTAL			83.624			51.100				146.203

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: Manual de Costos.docx	Fecha: 01/11/2023	Página: 82 de 84
Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego			

Costo de Acometida Subterránea Trifásica BT para 15 medidores - T2

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor subterráneo BT Al 3x50+25 mm2, acometida	12,0	3284,1	39409,3	-	-	-	-	-	3357,7	42767,0
Fusible NH 01 tripolar, con base	3,0	5994,2	17982,5	-	-	-	-	-	1532,1	19514,6
Tendido cable subterráneo bajo vereda, conexión subterr. incluye excavación, rotura y reparación vereda, ladrillos y tendido conductor	6,0	1.333,3	8.000,0	25600,0	5120,0	30720,0	-	-	3298,9	42018,9
Terminal en cable subterráneo de B.T. tetrapolar (conjunto Interior) 3x25+1x16 a 3x50+1x25 mm2 Al	1,0	8227,7	8227,7	2200,0	1600,0	3800,0	-	-	1024,8	13052,4
Tarea inspección conexión trifásica BT subterránea instalación medidor en Tablero General T2	15,0	-	-	2500,0	-	2500,0	-	-	213,0	2713,0
Empalme en derivación en cable subterráneo tetrapolar de B.T. Por empalme. Incluye pintado de leyendas necesarias en C.T. 3x25+1x16 a 3x50 + 1x25 mm2 Al	1,0	8684,8	8684,8	2200,0	1600,0	3800,0	-	-	1063,7	13548,5
Conector compacto hasta 3x95/50 Al	1,0	4979,7	4979,7	1045,8	647,0	1692,8	-	-	568,5	7241,0
Materiales menores acometida usuarios trifásicos	3,0	4000,0	12000,0	2520,0	1560,0	4080,0	-	-	1370,0	17450,0
Tarea conexión trifásica BT subterr incl.tendido desde caja de seccionamiento, colocación base y fusibles NH, conexionado,instalación medidor	15,0	-	-	984,3	-	984,3	-	-	83,9	1068,1
TOTAL			99.284			47.577				159.374

Costo de Acometida Subterránea Trifásica BT - T2 (P<300kW)

Descripción	Cant	Materiales		Mano de Obra y Equipo			Costos Indirectos			Total [\$]
		Unit. [\$]	Total [\$]	MDO [\$]	Equipo [\$]	Total [\$]	Ingeniería [\$]	Intereses [\$]	G. Grales. [\$]	
Conductor subterráneo BT Al 3x50+25 mm2, acometida	30,0	3284,1	98523,3	-	-	-	-	-	8394,2	106917,5
Seccionador fusible Kearney	3,0	5994,2	17982,5	-	-	-	-	-	1532,1	19514,6
Tendido cable subterráneo zona verde, conexión subterr. incluye excavación, ladrillos y tendido conductor	15,0	533,3	8.000,0	51200,0	10240,0	61440,0	-	-	5916,3	75356,3
Terminal en cable subterráneo de B.T. tetrapolar (conjunto Interior) 3x25+1x16 a 3x50+1x25 mm2 Al	2,0	8227,7	16455,4	4400,0	3200,0	7600,0	-	-	2049,5	26104,9
Conexión cable subterráneo a red aérea, incluye provisión caño H°G°, abrazaderas	1,0	9.457,5	9.457,5	1986,1	1.229,0	3215,1	-	-	1079,7	13752,3
Empalme en derivación en cable subterráneo tetrapolar de B.T. Por empalme. Incluye pintado de leyendas necesarias en C.T. 3x25+1x16 a 3x50 + 1x25 mm2 Al	1,0	-	-	3200,0	50,0	3250,0	-	-	276,9	3526,9
Materiales menores acometida usuarios trifásicos	1,0	3000,0	3000,0	3200,0	320,0	3520,0	-	-	555,5	7075,5
Tarea conexión trifásica BT subterr incl.tendido desde caja de seccionamiento, colocación base y fusibles NH, conexionado,instalación medidor	1,0	-	-	500,0	50,0	550,0	-	-	46,9	596,9
TOTAL			153.419			79.575				252.845



INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Documento:
Manual de Costos.docx

Fecha:
01/11/2023

Página:
83 de 84

Revisión Tarifaria Integral Periodo 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de Tierra del Fuego

Medidores

Descripción	Costo [S]
Electrónico Monofásico	17.359,00
Electrónico Trifásico	91.527,00
Telemedido Monofásico	101.991,00
Telemedido Trifásico	224.378,00
Med. REG. ALPHA II A1R+L 15(120) A - 380/220 V Clase 1	192.522,00
Med. TRIFA. ALPHA II TIPO A1R+ DE (1-6) A CLASE 1	192.522,00

8: Equipos de Protección y Maniobra

Equipos de Protección y Maniobra

Descripción	Unidad	Costo [\$]
Fusible 13,2 kV (XS)	1 unidad	123.387
Seccionador Automático 13,2 kV	1 unidad	611.935
Reconectador 13,2 kV	1 unidad	5.303.433
Capacitor 13,2 kV MVar	1 unidad	3.059.673

***ANEXO: Estudio de Caracterización de
Demanda para los Sistemas de Distribución
de Energía de la provincia de Tierra del Fuego e
Islas del Atlántico Sur***

PROPUESTA TÉCNICA

IEE - UNSJ - CONICET

Diciembre 2023

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. ETAPAS Y OBJETIVOS GENERALES	3
2.1. Alcances de los Objetivos	4
3. METODOLOGÍA	5
3.1. OBJETIVO 1: Diseño de la campaña de medición a desarrollar	6
3.2. OBJETIVO 2: Capacitación y acompañamiento al personal Regulador/Secretaría para la realización de la Auditoría de la Campaña de medición y análisis de consistencia de la información recopilada.....	8
3.3. OBJETIVO 3: Elaboración de una propuesta metodológica y aplicación de la misma para la caracterización de la demanda, basada en datos relevados mediante la campaña de medición.....	9
3.4. OBJETIVO 4: Elevación al Regulador/Secretaría de resultados parciales y finales de la Campaña de medición a fines de la caracterización de la demanda.....	11
4. PLAN DE TAREAS Y CRONOGRAMA.....	11

Descripción del servicio ofrecido

1. INTRODUCCIÓN

Ante la imposibilidad práctica y económica de establecer y aplicar una tarifa particular para cada usuario de una distribuidora, surge la necesidad de establecer Grupos y Sectores tarifarios que agrupan a usuarios con modalidades de consumo similares.

El conocimiento y caracterización de los usuarios del sistema de distribución, y la determinación de sus modalidades de consumo, son aspectos especialmente críticos en los estudios tarifarios. En efecto, la integración de las demandas de los diversos sectores de consumo, causantes de los requerimientos de inversión en el sistema; las clasificaciones resultantes de los grupos de usuarios y los costos que debe afrontar cada uno de ellos son fuertemente dependientes de tal caracterización.

Existen diversos aspectos a considerar al encarar la tarea de caracterización de la carga. Adicionalmente a los puramente metodológicos se encuentran aquellos relacionados con el esquema tarifario a aplicar a posteriori (sectorización del universo de usuarios), tales como: grupos tarifarios similar a los actuales o se prevén modificaciones, tarifas estacionales, tarifas diferenciadas por zonas, tarifas sociales, etc.

Consideraciones referidas a aspectos tales como los mencionados resultan importantes, al momento del diseño y posterior implementación práctica de la campaña de medición, para considerar sus particularidades.

A partir del concepto de Grupos y Sectores tarifarios se requiere determinar los factores y parámetros para usuarios típicos de las distribuidoras. La caracterización de la demanda de grupos de usuarios con características de consumo homogéneas es, en esta situación, una premisa básica para satisfacer los principios establecidos en la legislación vigente.

Adicionalmente, si bien un adecuado diseño de la campaña asegura un valor del error de estimación y el control de los errores no muestrales, un aspecto adicional a considerar es aquel relacionado con definir pruebas complementarias que permitan corroborar los resultados obtenidos en la campaña.

Las modalidades de consumo de los usuarios van cambiando a lo largo del tiempo por distintas razones: cambios en hábitos de consumo, estructura económica (incluyendo crisis), cambios tecnológicos, etc. Por eso la normativa establece que se realice conjuntamente con los estudios de cada nuevo periodo tarifario. Las campañas son importantes tanto para asignar adecuadamente los costos a las tarifas como para las empresas de distribución (una campaña con objetivos tarifarios puede complementarse con información de pérdidas, calidad, etc.) dado que la caracterización de usuarios y su incidencia en las redes permite asimismo a las distribuidoras investigar en nuevas eficiencias en la prestación del servicio.

Esto adicionalmente es importante en el caso particular de la provincia ya que no se disponen de factores característicos de las modalidades de consumo o bien son de carácter empírico, derivados de experiencias similares o asumidos oportunamente y datando de hace tiempo.

2. ETAPAS Y OBJETIVOS GENERALES

Las tareas necesarias para la caracterización de la demanda se proponen agrupadas los siguientes objetivos. Es de notar que estos objetivos deberían ser cumplidos para cada empresa distribuidora, arribando a una caracterización para cada una de ellas.

- **Objetivo 1:** Diseño de una campaña de medición a desarrollar.
- **Objetivo 2:** Capacitación de personal designado por el Regulador/Secretaría, para la realización de la auditoría de la Campaña de medición y análisis de consistencia de la información relevada. Acompañamiento.
- **Objetivo 3:** Elaboración de una propuesta metodológica y aplicación de la misma para la caracterización de la demanda, basada en los datos relevados mediante la campaña de medición.
- **Objetivo 4:** Elevación de resultados parciales y finales de la Campaña de medición a fines de la caracterización de la demanda.

Se considera además la eventual realización de otras tareas como el análisis de mediciones existentes en estadios intermedios, puntos de inyección y toda información relevante que contribuya al cumplimiento de los objetivos.

2.1. Alcances de los Objetivos

Elaboración de una propuesta con las características generales de la Campaña a realizar y los objetivos de la misma.

Determinación de las características estadísticas del diseño de la campaña:

- Marco muestral (obtenido a través de la aplicación de filtros adecuados a la base comercial de la empresa),
- Parámetros a estimar,
- Estimadores estadísticos de dichos parámetros,
- Errores de muestreo,
- Tamaño de muestra.

En acuerdo con el Regulador/Secretaría, proponer de una metodología para la implementación y ejecución de la campaña de medición, estableciendo reglas claras para los procesos de selección de usuarios participantes, tareas de recolección y preservación de los registros y análisis de consistencia de los mismos con el fin de minimizar los errores no muestrales.

Capacitar y acompañar al personal que designe el Regulador/Secretaría, a fines de la ejecución de la auditoría en las tareas de campo asociadas a la campaña de medición para asegurar la utilización de equipamiento de medición apropiado, su instalación en campo, retiro y extracción de la información con los procedimientos adecuados para asegurar su incorruptibilidad.

Realizar un análisis de consistencia y trazabilidad de la información durante todo el periodo de ejecución de la campaña, permitiendo su posterior procesamiento y con el objeto de obtener resultados fiables.

Revisar la metodología de caracterización de la demanda a partir de los datos relevados: cálculo de curvas y parámetros característicos de usuarios asociados a la definición de la estructura tarifaria. Proponer modificaciones o ajustes necesarios, elaborar una propuesta metodológica y aplicación de la misma.

Elevar informes al Regulador/Secretaría con los resultados obtenidos, discusión de los mismos y elaboración de pautas a fines de analizar la conveniencia de una modificación de los parámetros tarifarios y su incorporación en el procedimiento de cálculo del Cuadro Tarifario.

3. METODOLOGÍA

Cada sistema de distribución tiene características propias en cuanto a la composición de sus usuarios (residenciales, comerciales, industriales, agrícolas, etc.), e incluso en cuanto al modo de comportamiento de los mismos respecto a la demanda de potencia al sistema y por ende respecto a los costos que ello impone al sistema. Estas características, representadas a través de curvas típicas y parámetros específicos, influyen en forma directa no solo en la clasificación de los usuarios en grupos, sino especialmente en la forma y magnitud en que cada uno de ellos es responsable de las necesidades de inversión en el sistema y del modo en que tales responsabilidades se trasladan a las tarifas.

Para poder determinar estas características es necesario disponer de mediciones a nivel de usuarios ó usuarios finales (individuales y agrupamientos característicos) realizadas a través de una campaña de medición adecuada, que permita identificar distintos grupos de consumo y caracterizar a dichos grupos a través de curvas de carga típicas y parámetros característicos que permitan estimar los siguientes aspectos:

- *Estacionalidad,*
- *Tipo de día (Hábil, semihábil y feriado),*
- *Demandas máximas,*
- *Consumos medios,*
- *Estructura de consumo (Pico, valle y resto),*
- *Factores de carga,*
- *Factores de simultaneidad,*
- *Factores de coincidencia.*

Los resultados de la campaña de caracterización de la carga sólo serán correctos si permiten:

- Que cada grupo de usuarios caracterizados bajo una misma tarifa cubra los costos que ellos imponen a los requerimientos de inversión y gastos de explotación del sistema. Esto aseguraría la inexistencia de subsidios cruzados encubiertos.
- Que cuando las tarifas sean aplicadas al universo real de usuarios, las empresas distribuidoras recuperen el ingreso previsto, con independencia del proceso de ajuste periódico previsto para que ello sea así.

En tal contexto, el que la campaña de medición a realizar resulte adecuada es dependiente de qué tan bien permita representar al universo de usuarios a partir de agrupamientos por sectores y/o clases de los mismos.

Para cumplir con esta tarea y a partir de la información disponible respecto al sistema a estudiar (archivos de facturación, mediciones puntuales, etc.), se determinan grupos convenientes de usuarios. En principio tales grupos son, como mínimo, coincidentes con aquéllos asociados a la estructura tarifaria vigente o que se piense proponer. En tal sentido es conveniente considerar la mayor desagregación posible, de manera de facilitar cualquier reagrupamiento posterior.

Estos agrupamientos se definen además considerando el tipo de medición a que están sujetos (energía, energía y potencia) y su significancia o incidencia en la asignación de responsabilidad en los costos. Por ejemplo, para pequeños usuarios sin medición de potencia es usual considerar divisiones o agrupamientos por rangos de consumo. En cambio para usuarios con medición de potencia pueden considerarse diversos criterios en forma individual o combinados entre sí, como ser la magnitud de su demanda, tiempo de utilización de la potencia, actividad de los mismos. En todos los casos debe considerarse la conveniencia de incluir criterios basados en la clasificación de usuarios por áreas geográficas.

Para el ajuste final de los resultados obtenidos se requiere contar con información agrupada en

niveles superiores del sistema, tales como mediciones en puntos globales de inyección u otras de menor nivel, tales como mediciones en subestaciones MT/BT, distribuidores MT, estaciones transformadoras AT/MT, etc., las cuales deben ser factibles de relacionar con el universo de usuarios asociados a las mismas.

Para el caso de los consumos estacionales deben realizarse distintos análisis tendientes a definir criterios para su consideración. Ellos tendrán en cuenta los resultados de la campaña de medición, del análisis de los archivos de facturación (en lo posible de al menos los 24 últimos meses), mediciones en puntos de inyección al sistema, mediciones en estaciones transformadoras y/o distribuidores, etc.

3.1. OBJETIVO 1: Diseño de la campaña de medición a desarrollar

Una vez implementada una campaña de medición y recolectada la información que de ella resulta, es imposible contrarrestar a través del procesamiento posibles errores en su diseño. Tampoco es factible corregir totalmente los resultados de una campaña inadecuada mediante mediciones complementarias debido a los diferentes factores que influyen en el modo de uso de la potencia de cada usuario. Si bien existen diferentes alternativas igualmente válidas, es necesario que el diseño de la campaña de medición refleje el propósito del análisis posterior de los datos obtenidos.

Dado que usualmente los mercados tienen un comportamiento marcadamente estacional, estas premisas deben respetarse para cada período estacional determinado en el proceso de diseño, ya que es imposible corregir con mediciones en períodos siguientes las deficiencias que se produzcan en la recolección de información.

El diseño de la campaña de medición depende fundamentalmente del objetivo final del estudio a realizar: la determinación de los factores característicos para los Grupos y Sectores tarifarios, que posteriormente se utilizarán para el cálculo de los cargos tarifarios correspondientes.

En este sentido se prevé elaborar un diseño muestral que establezca en forma particularizada los tamaños adecuados de muestras para las categorías tarifarias, asegurando las características estadísticas del diseño, observando errores admisibles y asegurando un intervalo de confianza.

A los efectos de realizar el diseño de la campaña de medición se considerarán los siguientes aspectos estadísticos inherentes a la misma:

- **Definición de la población bajo muestreo y determinación del marco de muestreo:**

A partir de los datos proporcionados por la distribuidora deben definirse claramente la población bajo muestreo y el marco de muestreo, a fin de considerar adecuadamente a los usuarios de la empresa para la campaña de medición.

- **Factores y Parámetros característicos:**

En la etapa de diseño de la campaña de medición es fundamental la consideración de los factores y parámetros que serán evaluados con los datos recopilados. En esta etapa se determinan los estimadores de estos factores característicos, evaluados a través de las curvas de carga típicas, y deben ser considerados para la definición del tamaño de la muestra.

- **Criterios estadísticos para la determinación del tamaño de las muestras y forma de selección de las mismas.**

Para la determinación del tamaño de las muestras deben tenerse en cuenta la información previa disponible de los factores a calcular, y los datos necesarios respecto de los usuarios incluidos en el marco de muestreo.

○ **Aspectos técnicos vinculados con la definición de los intervalos de medición**

Deben determinarse tanto el intervalo de registro de las mediciones como las variables a medir.

Asimismo, se considerarán criterios que puedan ser especificados por el Regulador/Secretaría, disponibilidad de medidores por parte de la empresa y toda otra información particular de la provincia que pudiera resultar de interés para la elaboración del diseño de la Campaña de Medición.

El informe de diseño resultante será elevado al Regulador/Secretaría para su análisis y se realizará una reunión a fin de explicitar la metodología desarrollada, sus alcances y se recopilarán sugerencias a fin de evaluar la correspondencia de introducir modificaciones al diseño realizado de manera de contribuir al éxito de la caracterización de la demanda. Una vez analizado el mismo con el Regulador/Secretaría se mantendrán reuniones conjuntas con la Distribuidora a fines de coordinar las acciones a llevar adelante.

○ **Información general del sistema de distribución que permita lograr una adecuada descripción cualitativa y cuantitativa del mismo:**

- *Series mensuales de ventas de energía y potencia a usuarios finales (por sector tarifario, zona, etc.) de todos los usuarios del sistema discriminados por tipo (usuarios de la Distribuidora, GUMES, GUMAS, GUPAS).*
- *Series mensuales de cantidad de usuarios (por sector tarifario, zona, etc.).*
- *Sectores de usuarios con actividades económicas distinguidas y características de las mismas.*
- *Sectorización geográfica de relevancia a los fines del estudio.*
- *Archivo de facturación para un periodo mínimo de doce meses.*

El diseño de la campaña de medición se realizará teniendo en cuenta que son objeto de estudio tanto los usuarios sin medición de potencia como aquéllos con registros de potencia máxima. La cantidad de medidores para la campaña surgirá de criterios estadísticos mínimos, disponibilidades y objetivos de la campaña que se discutan con el Regulador/Secretaría a fin de cumplir con las metas fijadas. En ellos se considerarán tanto los que se refiere a colocar en usuarios sin medición de potencia como los que están habitualmente instalados en los usuarios con medición de potencia (BT y MT) y que permitan un adecuado registro de los valores requeridos.

○ **Mediciones a niveles intermedios:**

Los costos asociados a las redes, en cualquiera de sus niveles de tensión, dependen de la capacidad que es necesario disponer para hacer frente a las demandas, cumpliendo además con determinados niveles de calidad tanto en lo que respecta al producto como al servicio.

El cálculo de un factor de coincidencia externa requiere la determinación del momento (mes, día y hora) en que se produce la demanda máxima en cada nivel de red para definir la participación o responsabilidad en la demanda máxima que le cabe a cada categoría o estrato de consumo.

Los nodos y niveles de tensión comprometidos con este tipo de mediciones son las salidas de subestaciones MT/BT para el caso de la red BT, el arranque de distribuidores para el nivel MT y los nodos correspondientes a la inyección, compra o abastecimiento al sistema. La consideración de los niveles de media y baja tensión está vinculada con la realización de la campaña de medición, y a la posibilidad de disponer de una considerable cantidad de mediciones que, aunque fueran relevadas con otros propósitos, son útiles a los fines perseguidos. Tal es el caso de las mediciones registradas con propósitos comerciales (mediciones de inyecciones al sistema), de operación del sistema o con propósitos de medición de calidad del producto.

Para cada nivel de tensión considerado (BT, MT y AT), la determinación del mes, día y hora de ocurrencia de la demanda máxima se realizará sobre las curvas de carga obtenidas a partir de las

curvas de carga de todos los puntos de medición respectivos.

Para determinar la demanda máxima del sistema, se considerarán los registros de mediciones relevadas en nodos donde se establecen transacciones comerciales con otros agentes y las correspondientes a inyecciones y/o generaciones locales.

○ **Especificaciones sobre la estructura de los archivos de datos**

Se incluirán indicaciones sobre la estructura de los archivos de datos que constituirán la información de base para el estudio y que deben ser presentados por la Distribuidora, a saber: los archivos comerciales de la empresa, registros de la campaña - archivos crudos y archivos con formatos específicos con las magnitudes físicas resultantes (energía y potencia), mediciones SMEC, mediciones en alimentadores MT, mediciones en subestaciones MT/BT, entre otros.

Asimismo, se considerarán Procedimientos para la Campaña de Medición que estuvieran especificados por el Regulador/Secretaría, campañas anteriormente realizadas por la empresa y toda otra información particular de la provincia que pudiera resultar de interés para la elaboración del diseño de la Campaña de Medición.

El informe de diseño resultante será elevado al Regulador/Secretaría para su análisis y se realizará una reunión con el Regulador/Secretaría y la distribuidora a fin de explicitar la metodología desarrollada y sus alcances, se recopilarán sugerencias a fin de evaluar la correspondencia de introducir modificaciones al diseño realizado de manera de contribuir al éxito de los objetivos siguientes.

3.2. OBJETIVO 2: Capacitación y acompañamiento al personal Regulador/Secretaría para la realización de la Auditoría de la Campaña de medición y análisis de consistencia de la información recopilada

Respecto de la implementación práctica de la campaña la misma estará a cargo de la empresa distribuidora (suministro de información, suministro de medidores, instalación y retiro de los mismos, lectura y preservación de los registros correspondientes a las mediciones en los formatos que se especifiquen). La distribuidora deberá proveer los registros relevados de los medidores en su versión cruda descargada desde los registradores y en formato de texto plano.

En el desarrollo de esta etapa es fundamental asegurar la preservación y consistencia de la información relevada, requiriéndose por parte de la distribuidora el máximo cuidado en la realización de las tareas de pertinentes.

Adicionalmente la empresa distribuidora deberá conformar una base de información con todos los registros recolectados a través de las mediciones con el propósito del posterior procesamiento y para los fines de la caracterización. Esta tarea se deberá realizar a medida que se reciban las lecturas recopiladas mensualmente, permitiendo al IEE ejecutar los controles convenientes para verificar la consistencia de los registros y la evolución de la campaña.

El esquema organizativo del trabajo de campo debe diseñarse para prevenir errores no muestrales durante la ejecución de la campaña. En tal sentido, se destaca la importancia de los siguientes aspectos a tener en cuenta para evitar errores de instalación y lectura:

- *Identificación precisa del equipo de medición.*
- *Programación adecuada de los medidores (registro de fecha, ganancia definida, etc.)*
- *Identificación visible y clara de los medidores instalados para la campaña para evitar la manipulación inadecuada de los mismos por parte de personal de la empresa no involucrado en la campaña.*
- *Registro estricto de las constantes por las que deben afectarse las lecturas para su*

procesamiento.

- *Encendido adecuado del registrador y control de su funcionamiento.*
- *Registro exacto de la fecha y hora de instalación, retiro, cambio o reemplazo, altas y bajas, etc.*

Se prevé que las tareas de auditoría de campo asociadas a la campaña (instalación y retiro de equipos, etc.), homologación y control de los registradores a utilizar, como asimismo la auditoría sobre la descarga local de registros, estén a cargo del ente regulador.

En tal contexto, la oferta presente comprende la revisión de los procedimientos de instalación/retiro/descarga especificados por el Regulador/Secretaría, y la capacitación y acompañamiento que sea requerido para la realización de las auditorías y procedimientos asociados.

Se prevé llevar adelante tareas de gabinete para el procesamiento de la información recolectada y verificación de su consistencia a medida que la campaña se desarrolla, como así también en pruebas previas y acondicionamientos de equipos registradores si esto fuese necesario. Todo esto a fin de detectar de manera temprana errores que pudiesen surgir antes y durante la recolección de registros a través de la campaña, en los procesos de programación, instalación y lectura de los medidores e identificación de los registros, de manera que puedan ser rápidamente subsanados minimizando la pérdida de información.

Las tareas a desarrollar incluirán también el análisis de información sobre equipos asociados al sistema de la Distribuidora, ya instalados o disponibles y que puedan ser aprovechados para los propósitos de la campaña, revisión de especificaciones y su ajuste a los requerimientos necesarios.

Asimismo, periódicamente se realizarán reuniones de coordinación con el Regulador/Secretaría y la Distribuidora, y elaborarán informes de avance detallando los aspectos más relevantes de la evolución de la campaña.

3.3. OBJETIVO 3: Elaboración de una propuesta metodológica y aplicación de la misma para la caracterización de la demanda, basada en datos relevados mediante la campaña de medición.

El esquema organizativo del trabajo de campo debe diseñarse para prevenir errores no muestrales durante la ejecución de la campaña de medición. En tal sentido, se considerarán los siguientes aspectos:

- *Se contará con usuarios alternativos a las titulares de sorteo para prever dificultades en el momento de la instalación de los registradores.*
- *La ejecución de la campaña se realizará con personal capacitado de la Distribuidora a fin de disminuir los errores de lectura de medidores y la consecuente pérdida de información.*
- *Por otro lado, se destaca la importancia de los siguientes aspectos a tener en cuenta para evitar errores de instalación y lectura:*
- *Identificación precisa del equipo de medición.*
- *Programación adecuada de los medidores (registro de fecha, ganancia definida, etc.)*
- *Identificación visible y clara de los medidores instalados para la campaña para evitar la manipulación inadecuada de los mismos por parte de personal de la empresa no involucrado en la campaña.*
- *Registro estricto de las constantes por las que deben afectarse las lecturas para su procesamiento.*
- *Encendido adecuado del registrador y control de su funcionamiento.*
- *Registro exacto de la fecha y hora de instalación y desinstalación.*

Respecto de la implementación práctica de la campaña la misma estará a cargo de la empresa distribuidora (suministro de información, suministro de medidores, instalación y retiro de los mismos y lectura y preservación de los registros correspondientes a las mediciones en los formatos que se especifiquen) lo cual será auditado por el Regulador/Secretaría y la Universidad Nacional de Salta, quién a su vez realizará un procesamiento inicial de la información y análisis de consistencia de los mismos, todo esto con el acompañamiento del IEE. Es muy importante la planificación de controles para evitar errores no muestrales que luego afecten el procesamiento (errores de edición, de codificación, de programación, etc.).

El IEE realizará la elaboración de una propuesta metodológica para la caracterización de los usuarios de la Distribuidora con propósitos tarifarios. A tal fin se tendrán en cuenta los resultados de las tareas anteriores, criterios que surjan de reuniones con el Regulador/Secretaría, las características del mercado de la distribuidora y los fundamentos teóricos necesarios que permitan conducir a una caracterización de los grupos de usuarios adecuada a los fines pretendidos, entre los cuales se destacan la determinación de los factores de asignación de costos para la determinación del cuadro tarifario.

La tarea de Implementación de la campaña significará la elección de los usuarios participantes en la campaña de medición, a través de mecanismos adecuados de acuerdo al diseño resultante para la misma.

La propuesta asegurará el análisis y tratamiento de la información disponible a partir de la campaña, la resultante del archivo de facturación, la disponible a partir de otras fuentes confiables (mediciones SMEC, mediciones en distribuidores, etc.) y deberá conducir a caracterizar a los usuarios o grupos de ellos mediante curvas típicas y factores característicos.

○ **Confección e informes de la base de datos**

La información leída de los medidores y provista por la Distribuidora con la auditoría y verificación de consistencia antes mencionada, se incorporará a la base de datos diseñada a tal fin. Esta tarea se realizará a medida que se reciban las lecturas recopiladas, asimismo como controles aleatorios convenientes para verificar la consistencia final de las lecturas.

Asimismo, periódicamente se realizarán reuniones de coordinación con el Regulador/Secretaría y la Distribuidora e informes de avance al Regulador/Secretaría detallando los aspectos más relevantes de la campaña.

○ **Caracterización de usuarios**

El procesamiento de la información recopilada durante la ejecución de la campaña de medición deberá realizarse de forma coherente con el diseño de muestra realizado, obteniendo a partir del mismo las curvas de carga típicas y los parámetros característicos para cada uno de los grupos de usuarios definidos y para los distintos estadios de la red.

La propuesta asegurará el análisis y tratamiento de la información disponible a partir de la campaña, la resultante del archivo de facturación, la disponible a partir de otras fuentes confiables (mediciones SMEC, mediciones en distribuidores, etc.) y deberá conducir a caracterizar a los usuarios o grupos de ellos mediante:

- *Curvas típicas y medias representativas,*
- *Características estacionales,*
- *Demandas máximas,*
- *Consumos medios*
- *Estructura de consumo (Pico, valle y resto)*
- *Factores de carga,*
- *Factores de simultaneidad*

- *Factores de coincidencia.*

El procesamiento de la información registrada en la campaña de medición se realizará mediante el auxilio de macros desarrolladas sobre planilla de cálculo. Estas Macros se han desarrollado como consecuencia de aplicaciones similares en estudios anteriores y en esta oportunidad se le introducirán las modificaciones que se juzguen necesarias.

Durante el desarrollo de la Campaña de Medición se adoptarán los procedimientos necesarios en conjunto con la Auditoría antes mencionada a fin de detectar de manera temprana si ocurrieran anomalías que pudieran afectar los objetivos, informando al Regulador/Secretaría y sugiriendo las medidas a adoptar a fines de salvar las mismas

En el desarrollo de esta etapa es fundamental asegurar la preservación y consistencia de la información relevada, requiriéndose por parte de la distribuidora el máximo cuidado en la realización de las tareas de campo pertinentes.

La distribuidora proveerá los registros relevados de los medidores en su formato crudo y en el formato especificado, realizándose por parte del Regulador/Secretaría una auditoría muestral para verificar la inalterabilidad de la información relevada, como asimismo el procesamiento preliminar requerido para verificación de la consistencia de la información.

3.4. OBJETIVO 4: Elevación al Regulador/Secretaría de resultados parciales y finales de la Campaña de medición a fines de la caracterización de la demanda.

El procedimiento de cálculo del cuadro tarifario actualmente utiliza los parámetros de caracterización de la carga determinados en oportunidad de la Revisión Tarifaria.

A partir de esta tarea se obtendrán conclusiones y recomendaciones respecto a los indicadores y valores que caracterizan más adecuadamente a los grupos de usuarios, el comportamiento del conjunto de todos ellos respecto a sus principales características, a fin de su adecuada incorporación en la próxima revisión tarifaria.

4. PLAN DE TAREAS Y CRONOGRAMA

El plan de tareas deberá ser coordinado oportunamente y acorde al contexto.

No obstante, debe preverse que se estiman un tiempo de aproximadamente 2 o 3 meses a partir de contar con los datos necesarios para el diseño estadístico de la muestra, Elaboración de una metodología de caracterización y la Colocación/verificación de equipos de medición, pruebas y ajustes iniciales.

Desde ahí se inicia la campaña propiamente dicha, siendo un proceso de Relevamiento de información, Auditoría de la Tarea realizada por la Distribuidora sobre la de colocación/verificación de equipos, Análisis de consistencia de información y Análisis y procesamiento información de la campaña de medición. Estas tareas son realizadas durante un año calendario o bien durante un periodo de campaña menor en concordancia con el diseño muestral a realizar.

Por último, debe estimarse un periodo de 2 meses necesarios para el procesamiento final de los datos y obtención curvas y parámetros resultantes. Esta tarea culmina con la redacción del informe final y obtención de conclusiones.