



**Ente Provincial Regulator de la Energía
de Entre Ríos**

Urquiza 860 - 1er Entre Piso

Tel/Fax: 343-4207922/23/24

PARANÁ - ENTRE RÍOS

REGISTRO DE NOTA

Nro. 01522/22

Fecha 16/05/2022

Iniciador COOP.VILLAGUAY LTDA.

Domicilio 9 DE JULIO N° 560 -VILLAGUAY

Motivo PRESENTAN PROPUESTA DE CÁLCULO PARA TERCER
PERÍODO TARIFARIO -REVISIÓN TARIFARIA QUINQUENAL
2021/26

Sector Generador COOP. VILLAGUAY

Fecha Ingreso 23/05/2022

Procedencia Ext. COOP.VILLAGUAY

Descripción PRESENTAN PROPUESTA DE CÁLCULO PARA TERCER
PERÍODO TARIFARIO -REVISIÓN TARIFARIA QUINQUENAL

Documento ID 211520

Soporte

Ejemplar ORIGINAL

Archivo Imagen



COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS VILLAGUAY LTDA.
9 de Julio 560 Tel./Fax: (03455) 421963 (3240) Villaguay - E. Ríos
E-mail: coopvill@hotmail.com



Villaguay, 29 de abril de 2022

Señor Interventor
Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE)
Dr. José Carlos Halle
S _____ / _____ D

REF.: Resolución EPRE N° 255/2020
Resolución EPRE N° 59/2021
EXPTE EPRE N° 292/20

De nuestra consideración,

Sergio Leguizamón y Analía González, en el carácter que seguidamente se invoca, constituyendo domicilio en 9 de Julio N° 560 de la Ciudad de Villaguay, Provincia de Entre Ríos, al Señor Interventor del Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE) nos presentamos y decimos:

I. PERSONERÍA

Conforme surge de la documentación que se adjunta, somos Presidente y Secretaria del Consejo de Administración de la Cooperativa de Servicios Públicos Villaguay Ltda. Declaramos bajo juramento de ley la plena autenticidad y vigencia del mencionado instrumento.

II. OBJETO

Atento lo previsto en los artículos 33 y subsiguientes de la Ley N° 8.919 Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Entre Ríos, normas complementarias y lo establecido en el Contrato de Concesión de la Cooperativa de Servicios Públicos Villaguay Ltda., venimos a presentar la información y documentación correspondiente para el tercer período tarifario, respetando los principios tarifarios básicos establecidos en el Marco Regulatorio y su reglamentación, como así también los criterios para el estudio de costos de distribución para la formulación de propuestas establecidos en la Resolución EPRE N° 92/15.



COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS VILLAGUAY LTDA.
9 de Julio 560 Tel./Fax: (03455) 421963 (3240) Villaguay - E. Ríos
E-mail: coopvill@hotmail.com



Es por ello que en tiempo y forma venimos a cumplimentar dicho requerimiento, dando cumplimiento con el artículo N° 3° de la Resolución EPRE 255/2020 - modificado por la Resolución 59/2021-, en donde se convocó a las distribuidoras de energía eléctrica de la Provincia de Entre Ríos para que efectúen en el marco de la Revisión Tarifaria Quinquenal 2021-2026 la presentación de propuestas al EPRE, estableciendo como fecha límite el día 29 de abril del 2022.

III. ADJUNTA DOCUMENTACIÓN

A tal efecto, se acompaña la siguiente documentación:

- ❖ Copia Simple de Acta de Consejo de Designación de Cargos N° 695, del día 02/11/2021
- ❖ Cálculo Tarifario Correspondiente a nuestra cooperativa - Informe Ingresos Requeridos (VAD)

IV. SOLICITA VISTA Y FORMULA RESERVA

Asimismo, por medio de la presente solicitamos tomar vista de las actuaciones de la referencia, en especial de las propuestas tarifarias de las demás distribuidoras de la Provincia de Entre Ríos, y hacemos reserva de presentar adecuaciones, consideraciones y/o modificaciones a la presente Propuesta en caso de considerarlo necesario, previo a la celebración de la Audiencia Pública.

V. AUTORIZACIONES

Por la presente autorizo al Ingeniero Omar Grasso y a la Dra. Ma. Belén Vales a consultar el expediente de la referencia y/u otro que se forme, retirar copias, presentar escritos, participar de audiencias, y a realizar todo trámite que haga al derecho de la Cooperativa de Servicios Públicos Villaguay Ltda. y fuere delegable.

VI. PETITORIO.

Por todo lo expuesto previamente, al señor Interventor solicitamos:

- ❖ Nos tenga por presentado en el carácter invocado.
- ❖ Tenga por presentada en legal tiempo y forma nuestra propuesta de cálculo de tarifas para el tercer período tarifario.
- ❖ Nos conceda vista de las actuaciones de la referencia



COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS VILLAGUAY LTDA.
9 de Julio 560 Tel./Fax: (03455) 421963 (3240) Villaguay - E. Ríos
E-mail: coopvill@hotmail.com



- ❖ Se tengan presentes la reserva y autorizaciones otorgadas
- ❖ Oportunamente, se convoque a Audiencia Pública

Sin otro particular, saludamos al Señor Interventor del Ente Provincial de la Energía muy atentamente


SERGIO LEGUIZAMÓN
Presidente




ANALÍA GONZÁLEZ
Secretaria

E. P. R. E.	
FECHA DE ENTRADA	
16 MAY 2022	
HORA:	12:40
FIRMA:	Vergil M.

I.P.C. y M.E.R.

y el Sr. Jorge Van Opstal, por finalización de mandato en año 2020 y extendido en Suspense según disposiciones JNAES, por protocolo Covid 19.-

10° - Elección de Cuatro (4) Consejeros Titulares por dos (2) años en reemplazo de los Sres. Sergio Leguizamón, Carlos Chilense, Gonzalo Naquera y Alberto Van Opstal por finalización de Mandato.

11° - Elección de tres (3) Consejeros Suplentes por un (1) año, en reemplazo de los Sres. Beltrame Alcides, Antón Néstor y Wagner Gustavo por finalización de mandato en año 2020 y extendido en Suspense según disposiciones Del JNAES por protocolo Covid 19.-

12° - Elección de Un (1) Sindico Titular y de Un (1) Sindico Suplente, ambos por un (1) año y por terminación de mandato.

No habiendo otro tema que tratar, siendo las 22,30 Hs. Se levanta la Sesión.

FOLIO N° 113 - RENOVACIÓN 11 = entre Cochetes Corresponde "Ventos" - VATE.


ANALÍA GONZALEZ
Secretaria


COOPERATIVA DE SERVICIOS
VILLAGUAY
ENTRE RIOS
PUBLICOS VILLAGUAY LTDA.


SERGIO LEGUIZAMON
Presidente

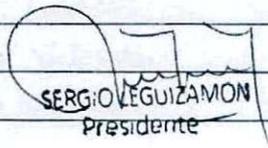
Acta N° 695 - Sesión de Consejeros del 02 de noviembre de 2021
En la Ciudad de Villaguay, a los dos días del mes de noviembre del año 2021, siendo las 20 Hs., se reunen en la sede social de la Cooperativa de Servicios Públicos Villaguay Ltda. sito en Calle 9 de Julio N° 560, de esta ciudad, los siguientes miembros del Consejo de Administración y la Sindicatura Sres: Analía González, Carlos Chilense, Van Opstal Jorge, Van Opstal Alberto, Alcides Beltrame, Néstor Antón y Wagner Raúl, bajo la presidencia de su titular, Sergio Leguizamón. A continuación se da lectura al Acta N° 694 del 15/10/2021 la cual es aprobada.

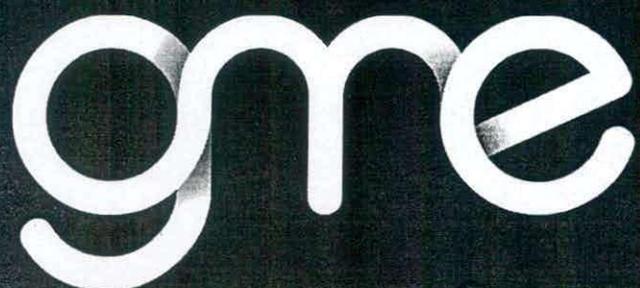
por unanimidad y sin observaciones. Luego se pone en tratamiento el siguiente orden del dia.

- "Distribución de Cargos de los miembros del Consejo de Administración, de acuerdo con la elección de Autoridades realizada en la Asamblea General Ordinaria celebrada el 30 de octubre de 2021": Luego de intercambiar opiniones, se resuelve por unanimidad, que los Cargos quedarán distribuidos de la siguiente manera:
- Presidente: Leguizamón Sergio, Hojones Sur 1º, Depto. Villaguay, DNI N° 23.254.675.-
 - Vice Presidente: Van Opstal Jorge: C. del Uruguay 322, Ciudad de Villaguay, DNI N° 10.974.696.-
 - Secretaria: Gonzalez Analía Daniela, Hojones Sur 1º, Depto. Villaguay, DNI N° 23.539.916.-
 - Tesoro: Quiere Carlos Enrique, Hojones Sur 1º, Depto. Villaguay, DNI N° 5.874.460.-
 - Vocal Titular 1º = Van Opstal Alberto Juan M., Sarmité 1070, Ciudad de Villaguay, DNI N° 12.284.125.-
 - Vocal Titular 2º = Naqueira Gonzalo Alberto, Lucas Sur, Depto. Villaguay, DNI N° 21.909.774.-
 - Vocal Suplente 1º = Beltrame Alcides Ricardo, Córdoba N° 169, Ciudad de Villaguay, DNI N° 23.539.651.-
 - Vocal Suplente 2º = Anton Néstor, 2000 mts al Sur escuela Lucas Norte, Depto. Villaguay, DNI N° 17.506.570.-
 - Vocal Suplente 3º = Wagner Gustavo Javier, RN 18, Km 149, Depto. Villaguay, DNI N° 27.209.985.-
 - Sindico Titular: Leguizamón Raúl Orlando V., 4 Km al oeste de ESE N° 56, Dep. Villaguay, DNI N° 16.509.359
 - Sindico Suplente: Hoffman Alberto Antonio, Paso N° 7 Ciudad de Villaguay, DNI N° 16.594.108.-
- Siendo las 20.30 hs. se levanta la Sesión.


ANALIA GONZALEZ
Secretaria




SERGIO LEGUIZAMON
Presidente



Cálculo Tarifario
Cooperativa de Villaguay

Informe Ingresos Requeridos (VAD)

Preparado para:



Mayo - 2022

P 171-21

Tabla de Contenidos

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN.....	5
1. INTRODUCCIÓN	5
2. MODELO REGULATORIO	6
3. SUPUESTOS Y CONDICIONES PARTICULARES.....	7
4. DESARROLLO METODOLÓGICO	8
4.1. Costo de Capital (Anualidad)	9
4.2. Costo de Explotación	12
5. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN	13
ANEXO A: COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTE.....	16
1. OBJETIVO	16
2. ASPECTOS CONCEPTUALES	16
3. CARACTERIZACIÓN DE LA COOPERATIVA	17
4. CONSIDERACIONES DE DISEÑO.....	18
5. METODOLOGÍA	18
6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	20
6.1. Diseño y costos de la estructura de personal	20
6.2. Gastos y servicios.	24
7. RESULTADOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES	24
8. VNR NO ELÉCTRICO	24
9. COSTOS DE CONEXIÓN Y REHABILITACIÓN.....	25
ANEXO B: VALOR NUEVO DE REEMPLAZO	26
1. OBJETIVO	26
2. METODOLOGÍA Y CRITERIOS	26
2.1. Desagregación en grupos de análisis	26
2.2. Criterios para determinar la red eficiente.....	27
2.3. Valorización de la red eficiente	28
3. SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN MT/MT	28
4. SISTEMA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN	28
4.1. Red de MT	28

Listado de tablas

Tabla 1 Base de Capital, VNR Eléctrico	10
Tabla 2 Base de Capital, VNR No Eléctrico.....	10
Tabla 3 Costo de Capital.....	11
Tabla 4 Anualidad del Capital: VNR Eléctrico	12
Tabla 5 Anualidad del Capital: VNR No Eléctrico	12
Tabla 6 Costos de Operación Eficiente	13
Tabla 7 Ingresos Requeridos al Año Base.....	14
Tabla 8 Comparación tarifa media eficiente vs tarifa media vigente.....	14
Tabla 9 Cantidad de personal	21
Tabla 10 Descripción de puestos.....	22
Tabla 11 Costos laborales promedio	23
Tabla 12 Resultados.....	24
Tabla 13 Resultados de VNR para estaciones transformadoras MT/MT	28
Tabla 14 Características de la red de MT.....	29
Tabla 15 Resultados de VNR de red de MT	29
Tabla 16 Resultados de VNR de protección y maniobra	29
Tabla 17 Cantidad subestaciones MT/BT	30
Tabla 18 Resultados de VNR subestaciones MT/BT	30
Tabla 19 Resultados de VNR de red de BT.....	30
Tabla 20 Resultados de VNR de Acometidas	31
Tabla 21 Resultados de VNR de Medidores	31
Tabla 22 Resultados de VNR de la Cooperativa Villaguay	32
Tabla 23 Modelos Econométricos de Demanda de Energía	36
Tabla 24 Modelo 7	37
Tabla 25 Demanda de Energía Proyectada	38
Tabla 26 Número de usuarios proyectado	41
Tabla 27 Demanda Máxima operada	43

4.2. Equipos de protección y maniobra	29
4.3. Subestaciones MT/BT.....	30
4.4. Red de BT	30
5. SISTEMA DE SERVICIO TÉCNICO AL CLIENTE	31
5.1. Acometidas	31
5.2. Medidores	31
6. RESULTADO DEL VNR ELÉCTRICO	31
ANEXO C: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	33
1. INTRODUCCIÓN	33
2. ENFOQUE METODOLÓGICO	33
3. DEMANDA DE ENERGÍA.....	34
3.1. Análisis preliminar de las series.....	34
3.2. Modelización Econométrica	35
3.3. Resultados	37
4. NÚMERO DE CLIENTES	39
4.1. Análisis preliminar de las series.....	39
4.2. Resultados	40
5. DEMANDA MÁXIMA OPERADA	42
5.1. Metodología.....	42
5.2. Resultados	42

Valor Agregado de Distribución

1. Introducción

El presente informe de consultoría para la Federación Argentina de Cooperativas de Electricidad (FACE) corresponde a la determinación de los ingresos requeridos por la Cooperativa de Villaguay. En particular, este informe tiene como objeto presentar el cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) que determina la base de ingresos que debería percibir, a través de la aplicación del Cuadro Tarifario, una empresa Distribuidora eficiente y dimensionada económicamente que atienda el mercado de la Cooperativa, con área de concesión en la Provincia de Entre Ríos.

La Provincia de Entre Ríos a través de la Ley Provincial N° 8916, reglamentada a través del Decreto Reglamentario N° 1300 (en adelante DE1300), el Contrato de Concesión y la Resolución EPRE 092/2015, constituyen el marco regulatorio sobre el que se desarrolló la Metodología de Cálculo Tarifario para la Cooperativa.

Particularmente, la Ley N° 8916, establece los principios tarifarios sobre los cuales se ha basado la propuesta de VAD. El Art. N° 30, determina que:

"Los servicios prestados por los distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios:

- a) *Proveerán a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes, por la prestación de un servicio eficiente, los ingresos necesarios para satisfacer los costos operativos, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 31 de esta ley;*
- b) *Deberá tenerse en cuenta las diferencias de costos que existan entre los distintos tipos de servicios considerando la forma de prestación, modalidad de consumo y cualquier otra característica que el Ente Provincial Regulador de la Energía califique como relevante*
- c) *El precio de venta de electricidad a los usuarios finales incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad, ya sea a otro distribuidor o directamente del Mercado Eléctrico Mayorista creado por Ley N° 24065.*
- d) *Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios; compatible con la seguridad del abastecimiento."*

En cuanto al Art. N° 31 de la Ley, establece que: *"Las tarifas que apliquen los distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad en la medida que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá ser similar a la de otras actividades de riesgo, comparables nacional e internacionalmente."*

En relación con la Reglamentación del DE 1300, el Art. N° 30 inciso a), se determina que el costo propio de distribución para cada nivel de tensión estará constituido por de acuerdo con el siguiente detalle:

1. *El costo económico de las redes puestas a disposición de los usuarios, afectado por*

coeficientes que representen las pérdidas técnicas asociadas a los distintos niveles de tensión.

2. *Los costos de operación y mantenimiento, considerándose como tales a los gastos inherentes a la operación y mantenimiento de las redes puestas a disposición de los usuarios, y*
3. *Los gastos de comercialización, incluyéndose en tal concepto a los gastos de medición y administrativos que se relacionen con la atención a los usuarios.*

El inciso b), los costos de distribución se asignarán a las distintas categorías tarifarias teniendo en cuenta:

1. *La tensión en que se efectúe el suministro.*
2. *La modalidad de consumo de cada tipo de usuario, teniendo en cuenta su participación en los picos de carga de la red de distribución.*
3. *El precio de venta de la electricidad a los usuarios finales incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad, ya sea a otro distribuidor o directamente del Mercado Eléctrico Mayorista creado por Ley Nro. 24065.*

Particularmente, para el cálculo del VAD, se requirió desarrollar el cálculo de los Costos de Explotación Eficiente de la Cooperativa y el Valor Nuevo de Reemplazo, que son parte íntegra del presente documento en el Anexo A y Anexo B.

2. Modelo Regulatorio

La regulación aplicable establece los principios económicos que deben respetarse para calcular las tarifas reguladas que remuneran el servicio público de la distribución eléctrica en el área de concesión de la Cooperativa. Específicamente, el cálculo en sí de las tarifas puede abordarse, organizarse y desarrollarse de diversas maneras; la metodología específica utilizada para ello constituye el Modelo Regulatorio, cuyas principales cualidades deben ser: adecuación estricta a las prescripciones regulatorias, consistencia y coherencia intrínseca en la organización de los cálculos, respaldo fáctico y trazable de todos los datos e información de base utilizada.

Se distinguen dos fases en la aplicación del Modelo Regulatorio:

- i. *la determinación de los Ingresos Requeridos por la Distribuidora para solventar los costos económicos del servicio que presta y;*
- ii. *la asignación de esos costos a los distintos grupos de clientes que constituyen las Categorías Tarifarias establecidas.*

Particularmente, este informe trata la fase (i) del Modelo Regulatorio y considera las siguientes características generales:

1. *Se considera en forma integral la operación de la Distribuidora en el Año Base 2021, el último para el que se dispone de información anual completa en todos los aspectos de interés: mercado, instalaciones, estados financieros, etc.*
2. *Todos los precios de los factores que forman los costos de producción son los de mercado competitivo y se refieren al mes de diciembre de 2021.*
3. *Los componentes de costo consideran el valor anualizado de los costos de capital, adoptando una tasa de descuento en términos reales (sin descontar*

- una hipotética variación inflacionaria de precios) y la vida útil de las instalaciones.
4. Como consecuencia del numeral 3., dichos montos monetarios deberán ser actualizados para quedar expresados en moneda corriente en el momento de la fijación tarifaria, siendo que todos los costos calculados están expresados en valor monetario de diciembre de 2021.
 5. Los costos unitarios del servicio que se reflejarán en los cargos tarifarios son los Ingresos Requeridos del Año Base, asignados al mercado real atendido en ese mismo año.
 6. Consecuente con lo postulado en 3. y 4., es una condición imprescindible un ajuste periódico, según se requiera, de los cargos tarifarios calculados a diciembre de 2021.

3. Supuestos y condiciones particulares

Además de las características generales del Modelo Regulatorio que se han detallado anteriormente, en este caso particular se tienen en cuenta los siguientes presupuestos y condiciones particulares:

1. Los costos de explotación que se suponen necesarios operando y gestionando en forma prudente y eficiente, se estiman con la metodología de una Empresa de Referencia que refleja las condiciones operativas de la Cooperativa en su entorno socioeconómico real.
2. La dotación de personal de la Empresa de Referencia es la estrictamente necesaria para cumplir las actividades en forma eficiente. El costo salarial de las distintas categorías es el que se obtiene cumpliendo los acuerdos gremiales y la legislación laboral vigente para el personal de la Cooperativa al mes de diciembre de 2021.
3. Los costos derivados de la Empresa de Referencia cubren todas las actividades operativas usuales de la "gestión eficiente" en las condiciones de entorno de la Cooperativa. Se deben agregar a estos costos los que empíricamente se comprueba que están "más allá de la gestión eficiente" y son no gestionables por la empresa distribuidora.
4. Son parte de los costos de explotación los costos de capital de trabajo.
5. Se adopta el método de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para determinar el valor de referencia de los activos fijos (bienes de uso). Las redes y demás instalaciones eléctricas se valoran a precios de mercado competitivo de diciembre 2021. Se verifica la necesidad y pertinencia de las instalaciones y se hizo una estimación del VNR óptimo, en base a la información disponible, manteniendo las opciones tecnológicas y localizaciones existentes. Los demás bienes de uso "no-eléctricos", tales como: terrenos y edificios (con su correspondiente equipamiento y mobiliario), vehículos de transporte y carga, software corporativo propio (sistemas comercial, técnico y administrativo), hardware, equipos e instalaciones de comunicación de voz y de datos propios, herramientas, equipos e instrumentos para tareas de campo y laboratorio, y muebles y otros bienes, conforman el VNR No Eléctrico, el cual se dimensiona y valoriza considerando estimación de participación porcentual del balance.
6. El costo de capital se determina asignando a los bienes de uso vidas útiles

medias representativas de la experiencia internacional y asumiendo una recuperación de la inversión a partir del cálculo de la Anualidad correspondiente con la tasa de descuento que refleja el costo de oportunidad del capital.

7. El costo de oportunidad del capital se expresa en una tasa anual que se determina con el método CAPM/WACC referido a la fecha de fin del Año Base y que es considerada antes de impuestos.
8. Los ingresos tarifarios percibidos en concepto de costos de Abastecimiento no deben ocasionar efectos en la gestión financiera de la distribuidora gracias a su tratamiento con el mecanismo de *pass-through*, pero sí se computan como costos a recuperar por ésta los indirectos que se devengan para su administración.

4. Desarrollo metodológico

El VAD es, por definición, el monto de Ingresos Requeridos anualmente para que la Cooperativa realice la operación técnica y comercial en el área de concesión, bajo el supuesto regulatorio de hacerlo al mínimo costo mediante una gestión eficiente y que asegure la sustentabilidad financiera a largo plazo de la Cooperativa.

Para determinar los Ingresos Requeridos regulados para el servicio público de distribución de electricidad, es necesario desagregar por su naturaleza los distintos conceptos de costos incurridos y estimar su cuantía mediante procedimientos de cálculos estandarizados y adaptados a las condiciones y exigencias de la regulación aplicada.

Algunos de los conceptos de los costos considerados resultan de algún modo interdependientes, de modo que se debe poner en evidencia la estructura intrínseca que los vincula, para asegurar la necesaria consistencia, coherencia y completitud de los cálculos y permitir la verificación del cumplimiento estricto de las reglas regulatorias.

En este informe se despliega, paso a paso, el esquema conceptual que distingue los conceptos de costo y la estructura que los vincula, sobre los que se sustentan los cálculos de detalle que se desarrollan posteriormente y que son parte del modelo.

El primer concepto base de la regulación, en la construcción de la tarifa final a los consumidores, consiste en diferenciar los dos componentes siguientes:

$$\text{Tarifa} = \text{Abastecimiento} + \text{VAD} \quad (1)$$

Donde:

Tarifa: representa la tarifa final al consumidor;

Abastecimiento: son los costos que se transfieren directamente al consumidor (*pass-through*);

VAD: es el Valor Agregado de Distribución.

Es sabido que el costo de Abastecimiento se determina aplicando el procedimiento de transferencia directa de costos o *pass-through* y que, en principio, no debe afectar financieramente al distribuidor.

El VAD referido al Año Base está integrado por dos componentes principales:

$VAD = Anualidad + Explotación$

Donde:

Anualidad: representa el valor anual que remunera, con la tasa regulatoria estipulada, el capital inmovilizado de los Activos de Uso;

Explotación: son las erogaciones necesarias a la gestión corriente del ejercicio considerado; e

Estos costos para cada etapa se trasladan a la tarifa para cada nivel de tensión a través del Cuadro Tarifario. Particularmente, el VAD para tarifa no considera los costos comerciales y aquellos asociados a bienes de generación propia e impuestos sobre ventas.

4.1. Costo de Capital (Anualidad)

La Anualidad de Capital surge de aplicar el Factor de Recuperación del Capital (FRC) a la Base de Capital Regulatoria. El primer concepto le permite a la Distribuidora recuperar la inversión realizada y obtener una retribución al capital invertido proporcional a una Tasa de Remuneración al Capital (Renta), así como disponer de los fondos para renovar los activos que llegan al final de su vida útil (Depreciación), en tanto que el segundo concepto establece el monto sobre el que se aplicará dicho factor.

4.1.1 Base de Capital

El cálculo de la Base de Capital se expone en el apartado de Valor Nuevo de Reemplazo, Anexo B del presente informe.

Para la determinación de la base de capital regulatoria se empleó la metodología de VNR de las redes, utilizando los activos necesarios conforme a la tecnología disponible, y acorde a criterios técnicos – económicos en los diferentes niveles de tensión. El VNR es el valor a nuevo de reposición de la red de referencia que se define como aquella capaz de atender a la demanda real, conforme a su ubicación geográfica actual y teniendo en cuenta los usos, costumbres y estacionalidades existentes.

El Costos de Capital de trabajo, se incluye como una estimación que considera una doceava parte de las ventas anuales de la Cooperativa.

En resumen, los costos de capital anualizados consideran los bienes eléctricos y no eléctricos de la empresa, y la generación propia, de acuerdo con los siguientes componentes:

$$CAPITAL = VNR \text{ Eléctrico} + CCT + VNR \text{ No Eléctrico} \quad (3)$$

Donde:

VNR eléctrico: valor nuevo de reposición de las redes eléctricas en AT, MT y BT;

CCT: costos de capital de trabajo

VNR No eléctrico: son los costos de activos necesarios para la actividad de la empresa.

La tabla que se presenta a continuación resume los valores obtenidos en el cálculo:

Tabla 1 Base de Capital, VNR Eléctrico

Detalle	Cantida ud	VNR \$AR
SET	2 ud	13,300,000
RED DE MT	912 km	907,422,935
EQUIPOS MT	210 ud	16,350,250
SED	903 ud	141,134,550
RED DE BT	52.8 km	73,561,804
ACOMETIDAS	11 km	4,116,987
MEDIDORES	1524 ud	2,880,717
TOTAL		1,158,767,243

El VNR No Eléctrico está constituido por todos los activos necesarios para que se realice la actividad de distribución de la empresa. Consiste en activos en terrenos, edificios, vehículos, muebles y herramientas, equipamiento de generación para zonas aisladas del anillo energético. También lo constituyen el equipamiento informático y el sistema de comunicaciones, necesarios para el procesamiento de la información técnica y comercial, para el control y manejo de los activos eléctricos, y para cumplir con los requerimientos de calidad del servicio y atención al cliente.

Para determinar el VNR No Eléctrico se utilizó la participación de cada uno de los conceptos en función en el VNR eléctrico: La tabla que se presenta a continuación resume los valores obtenidos en el cálculo:

Tabla 2 Base de Capital, VNR No Eléctrico

Detalle		\$AR
VNR NO ELÉCTICO	4%	46,350,690

4.1.2 Tasa de Remuneración al Capital

Los detalles y sustento del cálculo de la tasa de costo de oportunidad del capital se exponen en el Informe de Tasa de Costo del Capital de la Cooperativa.

Para la determinación de la tasa de costo de capital se utilizó una metodología estandarizada y de uso ampliamente difundido por los reguladores, como es el *Capital Asset Pricing Model / Weighted Average Cost of Capital (CAPM/WACC)*. El CAPM permite determinar el costo del capital propio, esto es, el rendimiento reconocido a los accionistas, y efectuar la comparación del caso bajo análisis con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares de riesgo. Por otra parte, y considerando que la expansión, operación y mantenimiento de redes se financia con capital propio y endeudamiento, en la mayoría de las prácticas regulatorias se prefiere la estimación de la tasa de retorno a través del cálculo de la WACC. Así, el método adiciona al costo del capital propio, previamente calculado por CAPM, el costo marginal de endeudamiento, y pondera ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad.

El estudio efectuado permite concluir que la tasa de costo de capital aplicable para el caso de la Cooperativa resulta igual a 12.29%, antes de impuestos. Esta es una tasa real antes de impuestos para aplicar a fondos nominados en moneda local constante. Esta tasa, al incluir un premio por riesgo cambiario, tiene en cuenta el riesgo que enfrenta un inversor

en Argentina por las variaciones en la paridad cambiaria con el dólar estadounidense, las cuales podrían afectar el equilibrio económico financiero. Sin embargo, dado que está expresada en términos reales (es decir, no tiene en cuenta la posible inflación futura), la aplicación de esta debe estar acompañada de algún mecanismo de actualización tarifaria periódica que permita el reconocimiento del incremento de costos debido al aumento de los precios internos.

Tabla 3 Costo de Capital

Componentes		Formula	Valor
Costo Nominal del Capital después de impuestos, en USD	WACC	$r_e*(1-W_d)+r_d'*W_d$	10.09
Inflación en USD	π_{USA}		1.95
Costo Real del Capital después de impuestos, en USD	$WACC_R$	$[(1+WACC)/(1+\pi_{USA})]-1$	7.99
Costo Real del Capital antes de impuestos, en USD	$WACC'_R$	$WACC_R/(1-t)$	12.29

4.1.3 Cálculo de la Anualidad

Para retribuir y amortizar el capital asociado a las redes e instalaciones necesarias para la prestación del servicio, se determina la Anualidad de Costo de Capital. El ingreso procurado por este cálculo debe ser suficiente para reemplazar y expandir, a una tasa de crecimiento histórico, las instalaciones existentes y remunerar al capital a la tasa indicada en el punto anterior.

La Anualidad es el producto de la Base de Capital por el Factor de Recuperación de Capital que engloba los anteriores conceptos. La fórmula de cálculo a usarse para de este factor, es la misma que la empleada para el cálculo del pago periódico de una anualidad cuyo valor presente es conocida, y que se introduce a continuación:

$$FRC = \left[\frac{WACC_{R,\$} \times (1 + WACC_{R,\$})^n}{(1 + WACC_{R,\$})^n - 1} \right] \quad (4)$$

Donde:

FRC: es el Factor de Recuperación de Capital

$WACC_{R,\$}$: es la Tasa de Remuneración al Capital

n: es la vida útil del bien, equivalente al número de intervalos de repago del capital inicial

La vida útil es diferente para los distintos bienes que componen las instalaciones de explotación y su determinación ha sido objeto de análisis por los distintos Reguladores de las actividades de distribución eléctrica.

Con el FRC se obtiene el mínimo costo económico para el capital invertido en los bienes de uso, incluyendo la Anualidad resultante tanto la renta como el repago de ese capital. Adoptando los valores de aquella referencia para la vida útil de las instalaciones de la Distribuidora y la Tasa de remuneración al Capital de 12.29% real antes de impuestos, se obtiene:

Tabla 4 Anualidad del Capital: VNR Eléctrico

Detalle	TOTAL VNR \$AR	Vida Útil Regulatoria	Tasa de rentabilidad	FRC	Anualidad
ET	13,300,000	35	12.29%	12.51%	1,663,347
Redes	907,422,935	35	12.29%	12.51%	113,485,653
Equipos P&M	16,350,250	35	12.29%	12.51%	2,044,822
SED MT/BT	141,134,550	35	12.29%	12.51%	17,650,806
Redes en BT	73,561,804	35	12.29%	12.51%	9,199,910
Acometidas	4,116,987	35	12.29%	12.51%	514,886
Medidores	2,880,717	25	12.29%	13.01%	374,701
Total VNR Eléctrico	1,158,767,243				144,934,126

Tabla 5 Anualidad del Capital: VNR No Eléctrico

VNR No Eléctrico	\$ AR	VUR	FRC	Anualidad \$
Vehículos	27,664,250	5	27.9%	7,729,542
Terreno	995,764	99	12.3%	122,381
Edificios	3,913,861	50	12.3%	482,480
Software Informático	3,838,327	3	41.8%	1,606,053
Hardware Informático	1,800,823	8	20.3%	366,192
Herramientas, equipos e instrumentos	4,752,116	5	27.9%	1,327,767
Muebles de oficina y otros bienes	3,344,386	10	17.9%	598,947
Telecomunicaciones, telecontrol y otros dispositivos de comunicación	41,162	15	14.9%	6,137
Total	46,350,690			12,239,500

Las Anualidades correspondientes al VNR Eléctrico se asignan directamente al segmento de tensión que corresponde a cada una de ellas. En cuanto a las Anualidades correspondientes al VNR No Eléctrico se distribuyen en función de los costos de Explotación Técnico y Administrativo de acuerdo con distintos criterios aplicables a cada uno de los rubros que lo componen.

Como Capital de Trabajo se consideró la doceava parte de las ventas sin impuestos del año 2021, estableciendo un valor de 642 394 de pesos argentinos a la tasa de referencia.

4.2. Costo de Explotación

La parte más importante de los costos de Explotación es la que refleja el costo Eficiente de operación, mantenimiento, gestión comercial y administración de la empresa, que en este caso se ha determinado mediante la metodología de la Empresa de Referencia.

Para determinar los costos de Explotación se considera el componente de Empresa de Referencia:

$$\text{Costos de Explotación} = ER \quad (5)$$

Donde:

EM: son los costos eficientes calculados mediante la metodología de Empresa de Referencia;

4.2.1 Costo de Explotación de la Empresa de Referencia (ER)

Los costos eficientes de Explotación para la determinación del VAD se estimaron a través de la metodología de Empresa de Referencia (ER).

La ER se define como una empresa que presta el servicio de distribución en su área de concesión en condiciones de eficiencia y adaptación económica al ambiente en el cual desarrolla su actividad. Contempla todos los procesos y actividades necesarios para prestar el servicio de distribución de electricidad, que comprende la operación y el mantenimiento (OYM) de las instalaciones que integran la infraestructura, la gestión técnico-comercial de los clientes y las actividades de dirección y administración inherentes a toda empresa.

Para el cálculo de cada uno de los componentes de costos arriba indicados, la metodología implica las siguientes etapas:

- definir los procesos eficientes requeridos para la operación, manutención y administración y comercialización;
- calcular de los recursos requeridos para el desarrollo de los procesos arriba indicados; y
- valorizar los recursos a precios de mercado.

El dimensionamiento de la ER requiere efectuar el diseño de una empresa que opera en el mismo territorio que la empresa real cuya característica más importante es la eficiencia en la gestión empresarial, sujeta a las restricciones relacionadas con el medio en el que opera.

Los resultados de los costos de explotación eficientes, que se expusieron oportunamente en el Anexo de Costos de Explotación de la Cooperativa, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 6 Costos de Operación Eficiente

Detalle	OPEX
Administración	13,093,016
Comercial	9,749,712
Técnica	32,896,374
TOTAL	55,739,102

5. Valor Agregado de Distribución

El monto de Ingresos Requeridos en el Año Base, a precios de diciembre de 2021, es decir el VAD calculado, asciende a \$ 214 182 357 pesos argentinos, conformado como muestra la siguiente tabla:

Tabla 7 Ingresos Requeridos al Año Base

Calculo VAD Cooperativa de Villaguay

			VAD (TRR di) \$ Diciembre 2021
Componentes	BT	MT	
Costos de capital			
<i>Bienes Eléctricos</i>	27,740,303	117,193,822	144,934,126
Bienes No Eléctricos	3,059,875	9,179,625	12,239,500
Capital de trabajo	160,598	481,795	642,394
Costos de Capital Total	30,960,777	126,855,243	157,816,020
Gastos Corrientes	BT	MT	
Total Costos Explotación	11,497,348	34,492,043	45,989,390
Total Costos Explotación COM	9,689,329	60,383	9,749,712
Total Costos Explotación y O&M	21,186,677	34,552,426	55,739,102
Incobrables	501,789	125,447	627,236
Ingresos Requeridos	52,649,242	161,533,115	214,182,357

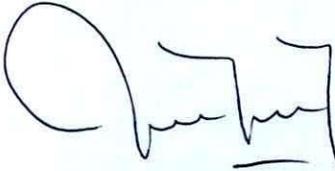
Cabe aclarar que los Ingresos Requeridos VAD que se presentan en la tabla anterior no incluyen el costo que tiene la cooperativa por el pago del peaje por el uso de la red de distribución de ENERSA, el cual forma parte de los costos de suministro.

Finalmente, en la tabla siguiente se muestra una comparación entre el VAD actualmente percibido por la cooperativa, y el valor eficiente determinado en el presente informe:

Tabla 8 Comparación tarifa media eficiente vs tarifa media vigente

		Villaguay Valores
Ingresos Requeridos VAD - Propuesta		
Costos de Explotación y O&M [\$AR]		55,739,102
Cantidad Clientes [#]		1,517
Costos de Explotación y O&M / Cliente [\$/cliente-año]		36,743
Costos de Capital Total [\$AR] (*)		157,816,020
<i>Ingresos Requeridos Eficientes (VAD) [\$AR] (**)</i>		214,182,357
Energía Vendida [MWh]		6,647
Tarifa media VAD [\$AR/kWh]		32.22
Nota		
(*) incluye CCT y VNR No Eléctrico		
(**) Incluye incobrables		
Datos Balance		Valores
Comercialización y distribución		68,687,981
Costo de distribución (abastecimiento)	-	32,420,081
<i>Ingresos VAD</i>		36,267,900
Tarifa media VAD Vigente [\$AR/kWh]		5.46
VAD eficiente / VAD vigente [%]		490.6%

Se observa que la tarifa media vigente esta sensiblemente por debajo de los costos de totales de distribución (VAD) determinados en este estudio.


SERGIO LEGUIZAMON
Presidente




ANALIA GONZALEZ
Secretaria

Anexo A: Costos de Explotación Eficiente

1. Objetivo

El objetivo específico de este informe es la determinación de los costos de explotación eficientes que se estiman necesarios y que deberán ser recuperados por vía de la tarifa.

El objetivo de este informe es determinar los costos de explotación razonables de una empresa modelo que, operando en forma prudente y eficiente sus gastos e inversiones, presta el servicio de Distribución de energía en el mercado correspondiente al área de concesión de la cooperativa.

Para tal fin se analizaron las características del mercado de las cooperativas y la magnitud de sus instalaciones, y sobre la base de estándares de eficiencia se diseñó la estructura óptima y recursos que permitan desarrollar las actividades necesarias para la prestación del servicio en condiciones de eficiencia, las que se valorizaron considerando remuneraciones de mercado para el personal propio, así como los precios de mercado de materiales, servicios e insumos requeridos.

2. Aspectos conceptuales

La Empresa Modelo (EM) se define como una empresa que presta el servicio de distribución en su área de concesión en condiciones de eficiencia y adaptación económica al ambiente en el cual desarrolla su actividad.

La empresa modelo es una metodología que permite determinar los costos asociados a la ejecución de los procesos y actividades de operación, mantenimiento, gestión comercial de clientes, dirección y administración, en condiciones que aseguren que la empresa podrá lograr los niveles de calidad de servicio exigidos (en términos generales y a niveles razonables) y que los activos necesarios mantienen su capacidad de servicio plena durante toda su vida útil.

Con el enfoque de la EM se simulan las condiciones que enfrenta un operador entrante en el mercado de la empresa real responsable por el servicio, y que debe prestar ese servicio cumpliendo las condiciones establecidas en la normativa vigente.

La EM debe cumplir todos los procesos y actividades necesarias para prestar el servicio comercial, que abarca la gestión técnico-comercial de los clientes y las actividades de dirección y administración inherentes a toda empresa. Asimismo, la empresa debe cumplir todos los procesos y actividades necesarias para prestar el servicio de distribución, que abarca la operación y mantenimiento de las instalaciones de infraestructura y la gestión técnica económica de las redes. Con esta finalidad, debe obtener los servicios, recursos materiales y humanos que se necesitan para cumplir con eficiencia estos procesos y actividades, accediendo a los diferentes mercados representativos de las condiciones reales existentes.

A partir de los valores de costos que el operador entrante o EM puedan obtener para los servicios y recursos, se fijan los costos eficientes de la empresa.

Por otro lado, en el concepto de EM se entiende que el diseño de la misma no es una

reingeniería de los procesos y actividades que componen la empresa real que presta los servicios. Se trata, por el contrario, de un enfoque metodológico que no es invasivo y que no tiene injerencia en la gestión de la empresa, ya que no considera la forma en que está siendo gestionada la empresa real.

3. Caracterización de la cooperativa

La empresa modelo refleja los costos eficientes en que incurriría una empresa real que atiende su mercado y administra sus activos teniendo en cuenta los niveles de calidad de servicio establecidos y considerando todas las restricciones operativas del ámbito en que se desempeña (distancias de traslado, estado de los caminos, vegetación, nivel cerámico, acceso a las instalaciones, etc.).

Por lo señalado la primera etapa previo al diseño de la empresa modelo es caracterizar el mercado y el contexto operacional de la empresa real.

Caracterización	Cooperativa Villaguay
Actividades de la Cooperativa adicionales al Servicio Eléctrico	Montaje de tendido de línea de electrificación para terceros y Secretaria de Energía de la Provincia.
Área de Concesión	Servicio exclusivamente en zona rural de: Distritos Lucas Sur 1º, Lucas Sur 2º, Lucas Norte, Mojones Sur 1º, Bergara, Comuna de Ing. Sajaroff y Ejido municipal. -
Problemas del Contexto Operacional	La prestación del servicio se realiza totalmente en zonas rurales por lo que se transitan grandes extensiones para la atención de reclamos y mantenimiento de las líneas por calles y rutas mayormente de ripio y caminos vecinales de tierra que generalmente se encuentran en mal estado generando roturas de vehículos y demoras debido a Otros eventos relacionados con los costos de mantenimiento son: incendios de banquinas que vulneran los tendidos de línea y requieren mayor mantenimiento; crecidas de arroyos que cortan caminos e implican mayores costos de mantenimiento para restablecer el servicio; nidos en los postes que provocan complicaciones en el suministro de energía de calidad y requieren mantenimiento preventivo, redes de telefonía e internet deficientes que impiden una comunicación eficiente, arboles cercanos a la línea que producen fallas de tensión en la línea y requieren tareas de poda, vandalismo, y el mantenimiento de líneas en propiedad privada con los problemas de acceso relacionados . Por lo señalado se debe mantener rutinas de poda y limpiezas de banquina para mitigar los daños por este tipo de problema.
Modalidad de trabajo	Las tareas de mantenimiento y atención de reclamos se utiliza únicamente personal propio. La cooperativa terceriza solo aquellos trabajos extraordinarios que requieren equipamiento especial para concretar tareas como desmonte con topadoras, utilización de grúas especiales, zanjeo para cables subterráneos y empalmes o reparaciones de líneas subterráneas en alta tensión

Handwritten signature and initials on the right side of the page.

4. Consideraciones de diseño

La EM contempla todos los procesos y actividades necesarios para prestar el servicio de distribución de energía eléctrica, que comprende la Operación y el Mantenimiento (OYM) de las instalaciones que integran la infraestructura, la gestión técnico-comercial de los clientes y las actividades de dirección y administración inherentes a toda empresa.

Para el cálculo de cada uno de los componentes de costos arriba indicados la metodología implica las siguientes etapas de diseño:

- a) Definir los procesos eficientes requeridos para la operación, manutención y administración y comercialización.
- b) Calcular de los recursos requeridos para el desarrollo de los procesos arriba indicados.
- c) Valorizar los recursos a precios de mercado.

El dimensionamiento de la EM requiere efectuar el diseño de una empresa que opera en el mismo territorio que la empresa real cuya característica más importante es la eficiencia en la gestión empresarial, sujeta a las restricciones relacionadas con el medio en el que opera.

Es necesario efectuar el diseño de la empresa modelo de manera que sea representativa de una gestión eficiente de la empresa real, considerando los tamaños relativos y las economías de escala que puedan presentarse, así como las restricciones geográficas características de cada área.

La EM se diseñó para atender la demanda del servicio público de distribución de energía eléctrica en el área de concesión de la distribuidora, dimensionada considerando una empresa única optimizada que maximiza la utilización de sus recursos para la prestación del servicio público de distribución.

5. Metodología

La metodología se basa en el análisis detallado y valorización de todos y cada uno de los procesos que intervienen en la prestación del servicio eficiente de distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de las funciones y responsabilidades inherentes a la EM.

En lo que sigue se presentan las principales funciones que tiene que cumplir la empresa modelo, que tratándose de una empresa de distribución de menor tamaño como las cooperativas son desarrolladas por el personal en la modalidad multitarea.

Para determinar las funciones básicas que presta la EM se parte de reconocer que la misión de la misma es la provisión eficiente del servicio eléctrico a los clientes localizados en su zona geográfica de actuación (área de concesión), a través del cumplimiento de las actividades básicas de distribución y la prestación de la totalidad de los servicios asociados, contemplando el estricto cumplimiento de los requisitos de calidad del producto entregado y servicio prestado establecidos en las normas del marco regulatorio aplicable.

Esa provisión eficiente requiere el funcionamiento armónico de una estructura organizativa adecuadamente diseñada e implementada, contemplando la adaptación de los recursos y costos asignados al desempeño de cada proceso y actividad.

Se definen las siguientes funciones y responsabilidades para el cumplimiento de los fines antes indicados.

- A. Operación y mantenimiento de las instalaciones
- Operación, incluye la operación de las instalaciones en forma programada o intempestiva, con la participación de operadores en campo, supervisores y centros de control.
 - Mantenimiento, incluye todas las tareas de reparación programadas y las no programadas, inspección, revisión y adecuación de instalaciones.
 - Ingeniería y Desarrollo, referida a la planificación de las actividades de OYM (Ingeniería Operativa), control y supervisión de las mismas, manejo de los sistemas de apoyo, provisiones de materiales y herramientas, seguimiento de pérdidas técnicas, cartografía, seguridad.
 - Control de Calidad de Servicio, que incluye las tareas necesarias para el control del cumplimiento de los niveles de calidad fijados (calidad de servicio, producto y calidad de atención comercial).
 - Comercial

Las tareas de tipo Comercial de la EM incluyen los siguientes ítems:

- Atención al Cliente, que incluye la atención personalizada y telefónica a los clientes (*call center*). Esta tarea se desarrolla en los distintos niveles de acuerdo con el tipo de clientes.
 - Ciclo Comercial Regular, que incluye la ejecución específica de las tareas de lectura y facturación de consumos, envío de facturas y otros documentos, cobranza.
 - Servicio Técnico Comercial, que incluye, control de pérdidas "no técnicas", normativa comercial, atención de reclamos, suspensión, verificación, corte, conexión y reconexión, suspensión, rehabilitación.
 - Gestión Comercial, entendida como la planificación, el seguimiento y control de la ejecución de los procesos comerciales y la atención a los clientes, seguimiento de las pérdidas "no técnicas", laboratorio de medidores, provisiones de recursos.
- B. Dirección, estrategia y control

Las tareas de Dirección, Estrategia y Control incluyen las siguientes actividades:

- Dirección y Gerenciamiento General, que incluye la representación de los intereses de los socios, elaboración y seguimiento de las estrategias globales de la empresa, establecimiento de las medidas correctivas tendientes a que la gestión esté orientada a lograr los objetivos establecidos, y las relaciones institucionales.
 - Control de Gestión, referidas al seguimiento y control del desempeño de la gestión global de la empresa tanto en aspectos económicos como en parámetros de gestión, elaboración de los reportes de gestión para la dirección y reportes de comunicación institucional.
 - Asesoramiento Legal, que incluye el asesoramiento en materia de contratos y conflictos, en asuntos de tipo laboral, accidentes, relaciones con los clientes e institucionales.
 - Relaciones Institucionales, es responsable por el desarrollo de las relaciones institucionales y representa a la Empresa frente a los medios y la comunidad.
- C. Administración y finanzas



Las tareas asociadas con la Administración y Finanzas contemplan las siguientes actividades:

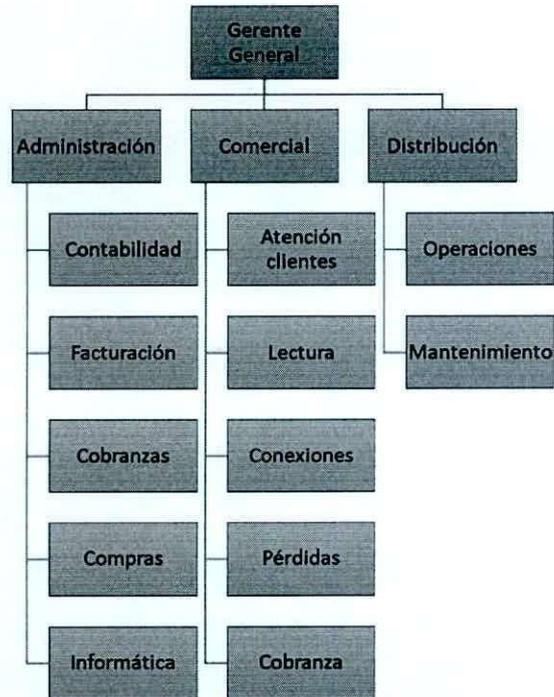
- Contabilidad y Finanzas, se refieren a la gestión financiera y contable de corto y largo plazo, incluyendo, entre otros, la actividad de registro y cierres contables, la planificación y obtención de los recursos financieros, control del endeudamiento de la empresa, pagos a proveedores, pagos de sueldos, liquidación y pago de impuestos.
- Gestión de Recursos Humanos, incluyen el reclutamiento, la capacitación y la administración de los integrantes permanentes y eventuales (si corresponde) de la organización, liquidación de sueldos, liquidación de aportes a la seguridad social y otros.
- Compras y Contratos, se refieren a la gestión de procesos de compra, aprovisionamiento y logística (almacenes, transporte) de los productos y servicios necesarios para el funcionamiento de la EM.
- Sistemas Informáticos, se refieren al soporte y administrador de los sistemas informáticos corporativos, sistemas operativos, mantenimiento de los computadores centrales, etc.

6. Aplicación de la metodología

6.1. Diseño y costos de la estructura de personal

En la siguiente figura se presenta el organigrama típico diseñado para una distribuidora del tamaño de una cooperativa constituido por el personal de planta de la cooperativa.

Cabe destacar que dado el tamaño de estas empresas, y para no sobredimensionar la estructura aquellas actividades básicamente relacionadas con servicios como informática, asesorías (contable, regulatoria, etc.), vigilancia, y trabajos especiales de mantenimiento, se opta por la contratación a empresas especialistas.



En la siguiente tabla se presentan el diseño organizacional de cada cooperativa donde se indican las áreas funcionales, y la cantidad de empleados y puestos que la conforman.

Tabla 9 Cantidad de personal

Área		# Personal
Gerencia	Gerente	
Jefatura Administración	Jefe	1
Profesional Apoyo	Profesional Junior	
Contabilidad	Profesional Junior	1
Facturación	Administrativos I	
Cobranzas	Administrativos I	
Compras	Administrativos II	1
Jefatura Comercial	Jefe	
Atención Clientes	Administrativos II	1
Lectura	Administrativos II	1
Conexiones	Administrativos II	1
Pérdidas	Administrativos I	
Jefatura Distribución	Jefe	
Profesional Apoyo	Profesional Junior	
Operaciones	Técnico	1
Mantenimiento	Técnico	4
Total		11

Respecto Los costos de las remuneraciones constituyen una de las partidas más importantes de los costos de explotación de las empresas distribuidoras de electricidad. En este sentido, los valores unitarios de remuneraciones para los diferentes cargos incluidos en la estructura organizacional de la EM, deben ser determinados a partir de los costos laborales reales en que incurre la empresa real.

Por otra parte, el universo de categorías de personal definido debe resultar suficiente para que aproximadamente englobe la totalidad de las características de los recursos humanos necesarios para poder llevar a cabo todos los procesos y actividades en forma eficaz y eficiente. Estos valores deben corresponder al costo total anual empresario, es decir, que deben incluir todos los costos que genera cada empleado.

Los componentes de remuneración contemplados para la empresa modelo son los que denomina como Compensación Bruta, y que corresponden a la suma de la Remuneración Bruta y un conjunto de beneficios adicionales y eventuales que paga la empresa real a sus empleados, así como las cargas sociales y demás aportes especificados en la legislación laboral vigente constituyéndose así el costo total anual empresario.

Para darle uniformidad y facilitar la compilación del costo salarial resultante, la organización se dividió niveles jerárquicos uniformes y de aplicación general que tienen las siguientes funciones:

Tabla 10 Descripción de puestos

Cargo	Descripción
Gerente	Ejecutivo máximo de la organización. Es la máxima autoridad administrativa de la empresa desde donde se planifican, organizan, dirigen, coordinan y controlan a nivel estratégico todas las actividades operativas, administrativas, de desarrollo e investigación de la empresa. Preside el Comité de Gerencia y tiene bajo su supervisión a todo el personal de la empresa. Esta función en algunas cooperativas más pequeñas es ejercida por el presidente de la cooperativa y su tesorero.
Jefe / Supervisor	A cargo de una sección funcional. Cargos con foco operativo y responsabilidad de dirección autónoma sobre procesos o subfunciones. Es el responsable operativo de un grupo de trabajo en su faz operativa a través de los cuales se cumplen los objetivos del Departamento.
Especialista/Profesional Junior	Ingeniero, Economista, Licenciado, o cualquier profesional de formación universitaria en ejercicio de su especialidad Nivel Junior

Cargo	Descripción
Administrativo Senior	Empleados que desempeñan tareas administrativas nivel Sénior. Realiza labores administrativas de apoyo de la unidad orgánica a la que pertenece, a través del control de actividades operativas, emisión de informes, redacción de documentos, registro de datos, etc.
Administrativo Junior	Empleados que desempeñan tareas administrativas nivel Semi Sénior que asisten al Administrativo Junior
Técnico Especializado	Técnico especializado en operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas de cualquier nivel de tensión para coordinación y supervisión del sistema eléctrico. Realiza labores de mantenimiento de equipos o infraestructura, apoyo a labores operativas para el desarrollo de las actividades productivas de la empresa. Depende de un Jefe o Supervisor y no tiene personal a su cargo.

Los costos laborales se determinaron a partir de los costos de personal a la fecha del estudio derivados principalmente de los convenios de Luz y Fuerza, y otros convenios. Para una determinada posición se selección que tipo de personal la ocupará y se aplican los costos vigentes promedio en las cooperativas bajo estudio.

En la siguiente tabla se presenta los costos laborales promedio a diciembre de 2021 de las cooperativas utilizados para el cálculo del costo eficiente de la empresa modelo:

Tabla 11 Costos laborales promedio

Puesto	\$/Empleado/año
Gerente	9,063,566
Jefe	5,399,733
Profesional Junior	2,164,278
Administrativos I	2,655,141
Administrativos II	1,408,135
Técnico	3,800,935

El puesto de Jefe en general es ejercido por un profesional Senior.

Para las cooperativas que desarrollan otras actividades adicionales al servicio básico de distribución de electricidad, existen recursos básicamente costos de personal de administración que son compartidos con la actividad de distribución.

Estos costos compartidos se asignaron al VAD en función de los recursos asignados y la experiencia del consultor.

6.2. Gastos y servicios.

Los costos de los servicios que requiere la EM para su funcionamiento se estimaron a partir de ratios típicos obtenidos por comparación con otras empresas y que son utilizados en procesos de revisión similares.

Los costos de repuestos, insumos, fotocopias, agua electricidad y gas, formularios, útiles y otros materiales, gastos de telefónica fija y celular, capacitación, servicios tercerizados, combustible de vehículos, publicaciones y avisos, remuneración de directorio, seguros, vigilancia, transmisión de datos, asesorías, gastos bancarios, viáticos, fletes, etc. se estimaron a partir de la información relevada del balance y considerando un benchmarking de eficiencia con empresas similares.

Se excluyen los costos de deudores incobrables que se considera como un "grossing up" de tarifas y las multas por mala calidad de servicio que no corresponde pagar a una empresa modelo eficiente.

También se incluyen como parte de los gastos los pagos a los organismos reguladores e impuestos trasladables al VAD.

7. Resultados Costos de Explotación Eficientes

En la siguiente tabla se presentan los costos eficientes determinados para las tres cooperativas y su relación con los principales parámetros operativos a precios de diciembre de 2021:

Tabla 12 Resultados

Ítem	Unidad	Villaguay
Costo Personal Eficientes	\$/año	32,201,225
Gastos Eficientes	\$/año	23,537,877
Costo Total Eficientes	\$/año	55,739,102
Opex Eficiente/cliente	\$/cliente-año	36,743
% Gastos/Costo Personal		73%
% Costo Personal/Total		58%
# Personal	#	11

Se excluyen los costos de deudores incobrables, pérdidas no técnicas, y capital de trabajo que se considera como un "grossing up" de tarifas y las multas por mala calidad de servicio que no corresponde pagar a una empresa modelo eficiente.

8. VNR No Eléctrico

El dimensionamiento de las instalaciones no eléctricas está vinculado directamente con el diseño de la organización y de los recursos correspondientes a la Empresa Modelo, y en consecuencia se determinaron como parte del modelo de costos de O&M de la empresa de modelo.

Se han considerado:

- Terrenos y edificios (con su correspondiente equipamiento y mobiliario)
- Vehículos de transporte y carga: para ejecutar las actividades de la empresa.

- Software corporativo propio (sistemas comercial, técnico y administrativo)
- Hardware: equipos de informática para dar soporte al Software.
- Equipos de telecomunicaciones
- Herramientas, equipos e instrumentos para tareas de campo y laboratorio, que son equipamiento de bodega de uso común para el personal de las siete unidades regionales.
- Muebles y otros bienes, que constituyen la infraestructura requerida en la casa matriz y sedes regionales para el equipamiento de los edificios en el que se trabaja el personal de plantilla.

Se dimensiona el VNR No Eléctrico considerando ratios óptimos sobre el VNR Eléctrico considerando fuente de información comparativas de estudios similares.

Sobre la base de los señalado, ratios basados en el cociente entre VNR No eléctrico y el VN Eléctrico y la propia experiencia del Consultor se estima un ratio eficiente de VNR No Eléctrico/VNR Eléctrico del 4% para las cooperativas.

9. Costos de conexión y rehabilitación

En la siguiente tabla se presentan los costos unitarios de cada servicio expresados en pesos al 31 de diciembre de 2021.

	Propuesto Cooperativa 31/12/2021
Conexiones	
Solo colocación de medidor	3,139.1
Conexión aérea básica	7,137.9
Conexión aérea especial	20,437.1
Conexión aérea rural básica	10,814.8
Conexión aérea rural especial	26,113.5
Conexión subterránea básica	5,947.6
Conexión subterránea especial	20,347.6
Rehabilitación del Servicio	
Tarifa 1 Uso Residencial y Rural	2,167.5
Tarifa 1 Uso General, Rural General y Tarifa 4	2,167.5
Tarifas 2, 3 y 5	2,765.8
Envío Aviso de Suspensión	181.2
Gastos de Verificación	1,165.8
Emisión Duplicado Factura	32.9
Costo de Conexión Adicional Usuario Pequeño Generador	89,334.9

Anexo B: Valor Nuevo de Reemplazo

1. Objetivo

El estudio tarifario de la Cooperativa de Villaguay requiere la determinación de los costos de capital de las instalaciones eficientes necesarias para la prestación del servicio eléctrico. Para ello, en base a la información disponible, se consideró una metodología que utiliza para la determinación de los costos de las instalaciones una estimación del Valor Nuevo de Reemplazo o VNR óptimo. Particularmente, el VNR establece el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos que son utilizados para prestar el servicio de distribución eléctrica.

El VNR de la red adaptada técnica y económicamente a la demanda corresponde a la valorización de aquellas instalaciones de distribución que permiten atender los requerimientos del mercado real de una empresa alcanzando los niveles de calidad requeridos, y considerando la seguridad pública y ambiental. El mercado considerado para el presente estudio corresponde al área de concesión de la Cooperativa, donde presta el servicio de Distribución de energía eléctrica.

El objetivo específico de este informe es presentar los resultados del cálculo de la estimación del Valor Nuevo de Reemplazo adaptado a la demanda, la metodología, los criterios empleados, y los datos utilizados a efectos de ser utilizados en la determinación de las tarifas correspondientes al período 2021-2026.

Finalmente, los cálculos presentados en este informe están dirigidos a determinar los cargos de distribución y los ingresos requeridos por la Cooperativa, para lo cual se han observado y respetado las normas y premisas establecidas en la Ley que fija el marco regulatorio, y su reglamento. Por otra parte, se siguieron las pautas, criterios, procedimientos y demás aspectos según las reglas del arte para estos estudios, de acuerdo con el conocimiento y experiencia del grupo consultor.

2. Metodología y criterios

Para determinar las instalaciones adaptadas a la demanda (VNR eléctrico) se consideró el siguiente procedimiento.

1. Desagregación de las instalaciones en grupos de análisis en función del nivel de tensión.
2. Definición de los criterios para cada grupo de análisis para la determinación de la red eficiente
3. Valorización a precios de mercado eficientes.

En los puntos siguientes se presenta el procedimiento utilizado para cada una de las etapas anteriormente descriptas.

2.1. Desagregación en grupos de análisis

En primera instancia se desagregaron las instalaciones en los siguientes grupos de análisis considerando el nivel de tensión y los criterios de análisis:

- Sistema de transformación de MT/MT.

- Estaciones transformadoras MT/MT
- Sistema de Media y Baja Tensión
 - Red de media tensión (MT)
 - Transformación media tensión a baja tensión (MT/BT)
 - Red de baja tensión (BT)
- Sistemas de servicio técnico al cliente: acometidas y medidores

2.2. Criterios para determinar la red eficiente

Para la determinación y valorización con precios eficientes de los diferentes sistemas se emplearon las siguientes metodologías y criterios para cada sistema definido en las viñetas del apartado anterior.

2.2.1 Sistema de transformación de MT/MT

Se consideraron y valorizaron a precios eficientes las instalaciones reales de las estaciones MT/MT (33/13.2 kV).

2.2.2 Sistema de Media y Baja Tensión

Para las zonas del área de concesión de la Cooperativa se utilizó un modelo de red real que considera la red existente en cuanto cantidades y topología, se verifica la razonabilidad de las instalaciones y se utilizan calibres o capacidades en el rango de tecnologías eficientes del stock de la Cooperativa. La información utilizada corresponde a bases en planillas Excel suministrados por la Cooperativa.

Para ello, se consideraron los siguientes análisis en función de la etapa de las instalaciones:

- Red de MT, circuitos en MT de 13.2 kV y 33 kV, se realizó una verificación de las cantidades, calibres y tecnología utilizada por la Cooperativa, basado en la información disponible de los circuitos existentes, acerca de: nivel de tensión, cantidad de kilómetros aéreos y subterráneos, tipo de sistema utilizado (monofásico y trifásico). Particularmente, se consideraron tecnologías informadas por la Cooperativa.
- Equipos MT, a partir de la información de la Cooperativa se verificaron las cantidades de equipos y tipo, ya sea de compensación, reconectador y seccionador.
- Subestaciones MT/BT, a partir de la información de subestaciones y tensión, se verificaron de las SED las capacidades en kVA.
- Red BT, a partir de la información referida a líneas o redes de la Cooperativa, se separó aquella que corresponde a BT y se verificó cantidad de kilómetros, tipo de sistema utilizado (monofásico y trifásico).

2.2.3 Sistemas de servicio técnico al cliente

Este sistema constituido por las acometidas y medidores, y se construyó considerando la información real suministrada por la empresa acerca de clientes y grupos tarifarios de la base comercial: Luego, para cada uno los grupos tarifarios se asoció tipos de medidores estándares y tipo de acometidas (rural, aérea y monofásica/trifásica).

2.3. Valorización de la red eficiente

Sobre la base de las cantidades físicas de la red obtenida aplicando los criterios descriptos en puntos anteriores y los costos unitarios eficientes de las unidades constructivas se determinó el VNR eléctrico.

3. Sistema de transformación MT/MT

En esta sección se indica la valorización de la estación transformador MT/MT de la Cooperativa, en uno de sus puntos de vinculación o de compra. Se tomó la información de la Cooperativa para determinar el nivel de transformación y se obtuvo que hay dos transformadores de 33/13 kV y 2500 kVA, cada uno.

En particular, para la valorización se adoptaron los precios de estaciones MT/MT informados por la Cooperativa, y se verificó que corresponda a costos eficientes. Los precios fueron informados en moneda argentina referidos a diciembre del año 2021.

El resultado del VNR de ET MT/MT se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 13 Resultados de VNR para estaciones transformadoras MT/MT

SET en 33/13 kV	kVA		
SET 33 kV Aereo Rural 33 / 13,2 kV	2500	1	6,650,000
SET 33 kV Aereo Rural 33 / 13,2 kV	2500	1	6,650,000
	5,000	2	13,300,000

4. Sistema de Media y Baja Tensión

En base a la información de línea de la Cooperativa se identificó aquellas instalaciones que corresponde al sistema de MT, BT, y las subestaciones de distribución MT/BT. Se utilizó información de las instalaciones de líneas y transformadores con el objetivo de reconocer la red existente o real conformada por: los circuitos MT de los niveles de tensión 33 kV y 13.2 kV, y las subestaciones MT /BT y red de BT en 220 V. La definición de acometidas y medidores se obtuvo a partir de la vincular los tipos con la cantidad de clientes por grupos tarifario.

Luego para valorizar las instalaciones, se utilizaron los costos unitarios que fueron suministrados por la Cooperativa en pesos argentinos referidos a diciembre del año 2021.

4.1. Red de MT

Se tomó y se verificó la consistencia de la información de la Cooperativa acerca de la cantidad de kilómetros de red de MT en los dos niveles de tensión, calibres o secciones por tramo, y la participación entre red monofásica y trifásica.

Se obtuvo un total de 912 km de red de MT con el detalle de la siguiente tabla en cuanto a cantidad de fases, tecnologías, calibres y nivel de tensión

Tabla 14 Características de la red de MT

Detalle Red de MT	km
MONOFILAR R.T. - 7,62-A°G°	48
MONOFILAR R.T. - 7,62-AL25	388
MONOFASICA - 7,62-AL25	140
TRIFASICA - 13,2-AL70	44
TRIFASICA - 13,2-AL50	65
TRIFASICA - 13,2-AL25	59
TRIFASICA - 13,2-AL25	165
ALTA TENSION - 33-SUBT	0.2
MEDIA TENSION - 13,2-SUBT	2
MEDIA TENSION - 7,62 SUBT	1
	912

Adicionalmente, en la siguiente tabla, se separó la red de MT por tipo y tensión, y finalmente se valorizaron las instalaciones a precios de referencia informados por la Cooperativa, en pesos argentinos.

Tabla 15 Resultados de VNR de red de MT

Detalle	tensión kV	Fases	km	VNR
Aéreo 7,62 KV	13.2	1	575.172	400,110,740
Subterráneo en 7,62 KV	13.2	1	1.255	5,271,000
Aéreo 13 kV	13.2	3	333.468	472,781,195
Subterráneo 13 kV	13.2	3	1.85	25,900,000
Subterráneo 33 kV	33	3	0.2	3,360,000
			912	907,422,935

4.2. Equipos de protección y maniobra

El equipamiento de protección y de maniobra se determinó en base a una distribución de cantidad típica informada por la Cooperativa, que permite operar y obtener niveles de confiabilidad compatibles con las características de los circuitos.

Específicamente, los equipos considerados en el esquema de protecciones y maniobras están conformado por: reconectores, seccionadores, seccionalizadores, y otros. Adicionalmente, se consideran en este apartado los equipos de compensación.

Los resultados del VNR asociados a equipos de MT son los que se muestran en el siguiente cuadro, agrupados por tipo:

Tabla 16 Resultados de VNR de protección y maniobra

Detalle	Cantidad	VNR Equipos
Secc Cuchillas+Secc cuernos	50	2,500,000
Secc fusible+Seccionalizador.+Secc. Telec.	150	3,750,000
reconectores	5	9,500,250
Banco de condensadores MT	5	600,000
	210	16,350,250

[Handwritten signature and scribbles on the right margin]

4.3. Subestaciones MT/BT

Para el cálculo del VNR de subestaciones se identificaron los centros de transformación MT/BT conectados a la red MT. A continuación, se presentan los resultados de cantidad de transformadores por nivel de tensión y capacidad en kVA.

Tabla 17 Cantidad subestaciones MT/BT

Tensión	Potencia kVA	Cant.
7,62 KV	5	484
7,62 KV	10	226
7,62 KV	16	72
7,62 KV	25	8
13,2KV	10	38
13,2KV	16	29
13,2KV	25	17
13,2KV	40	7
13,2KV	50	1
13,2KV	63	3.0
13,2KV	80	4
13,2KV	100	1
13,2KV	125	11
13,2KV	160	2
		903

Finalmente, se obtiene el VNR eléctrico resultante de los centros de transformación de la Cooperativa aplicando a cada tipo su precio unitario. La siguiente tabla se agrupan los resultados de cantidades y VNR para los dos niveles de tensión del bobinado primario.

Tabla 18 Resultados de VNR subestaciones MT/BT

Detalle	Tension kV	Fases	Cantidad	VNR
SED 7,6 kV Aereo 7,6 / 0,40 - 0,231 kV	7,6	1	790	99,495,000
SED 13,2 kV Aereo 13,2 / 0,40 - 0,231 kV	13,2	3	113	41,639,550
		TOTAL	903	141,134,550

4.4. Red de BT

Para el cálculo del VNR se verificó la cantidad de kilómetros de red de BT y la participación entre red monofásica y trifásica. Cabe mencionar que el análisis realizado para BT mantiene la cantidad de metros reales por cada SED de la Cooperativa.

A continuación, se presentan los resultados del VNR y kilómetros, desagregados por cantidad de fases.

Tabla 19 Resultados de VNR de red de BT

Detalle	km	VNR Red BT
Red de BT, monofásica	41.6	45,379,516
Red de BT, trifásica	11.2	28,182,288
	53	73,561,804

5. Sistema de Servicio Técnico al Cliente

El resultado de las acometidas y medidores han sido obtenidos a partir de los datos de la información real de clientes de la Cooperativa.

5.1. Acometidas

El resultado de las acometidas se obtuvo a partir de asociar tipo de acometidas a los diferentes grupos tarifarios en función de los consumos específicos y la cantidad de fases. Luego, en función de la cantidad de clientes por grupo tarifario y el precio unitario de cada acometida se obtiene en el VNR total, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 20 Resultados de VNR de Acometidas

Tarifa	Cientes	Acometida	VNR Acometidas
T1 Residencial Rural - Tarifa Social	189	Acom. dom. monofásica 6/6 mm2	493,879
Tarifa 1 Uso Rural Residencial	649	Acom. dom. monofásica 4/4 mm2	1,402,522
Tarifa 1 Uso Rural General Comercial	310	Acom. dom. monofásica 6/6 mm2	810,067
Tarifa 1 Uso Rural General Industrial	49	Acom. dom. monofásica 16/16 mm2	201,669
Tarifa 1 Uso Rural General Oficial	35	Acom. dom. monofásica 6/6 mm2	91,459
Tarifa 1 Uso Rural General Institucion	4	Acom. dom. monofásica 6/6 mm2	10,452
Tarifa 1 Uso Rural con Actividad Productiva	195	Acom. dom. monofásica 16/16 mm2	802,561
Tarifa 2	66	Acom. dom. monofásica 10/10 mm2	210,317
T4 Alumbrado Publico	10	Acom. dom. monofásica 10/10 mm2	31,866
Tarifa 3 con potencias menores a 300 kW	17	Acom. dom. trifásica 4x6 mm2	62,195
	1,524		4,116,987

5.2. Medidores

El resultado de medidores se obtuvo a partir de asociar tipo de medidores a los diferentes grupos tarifarios en función del tipo de consumos y la cantidad de fases. Luego, en función de la cantidad de clientes por grupo tarifario y el precio unitario de cada medidor se obtiene en el VNR total, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 21 Resultados de VNR de Medidores

Tarifa	Cientes	Medidores	VNR Medidores
T1 Residencial Rural - Tarifa Social	189	Medidor cliente con conexión monofásica	344,524
Tarifa 1 Uso Rural Residencial	649	Medidor cliente con conexión monofásica	1,183,047
Tarifa 1 Uso Rural General Comercial	310	Medidor cliente con conexión monofásica	565,092
Tarifa 1 Uso Rural General Industrial	49	Medidor cliente con conexión monofásica	89,321
Tarifa 1 Uso Rural General Oficial	35	Medidor cliente con conexión monofásica	63,801
Tarifa 1 Uso Rural General Institucion	4	Medidor cliente con conexión monofásica	7,292
Tarifa 1 Uso Rural con Actividad Productiva	195	Medidor cliente con conexión monofásica	355,461
Tarifa 2	66	Medidor cliente con conexión monofásica	120,310
T4 Alumbrado Publico	10	Medidor cliente con conexión trifásica	56,248
Tarifa 3 con potencias menores a 300 kW	17	Medidor cliente con conexión trifásica	95,622
	1,524		2,880,717

6. Resultado del VNR Eléctrico

El resultado de las cantidades y VNR total obtenidos se presentan en la Tabla 22, que considera todos los sistemas eléctricos definidos anteriormente para el cálculo del VNR.

Tabla 22 Resultados de VNR de la Cooperativa Villaguay

Detalle	Cantida ud	VNR \$AR
SET	2 ud	13,300,000
RED DE MT	912 km	907,422,935
EQUIPOS MT	210 ud	16,350,250
SED	903 ud	141,134,550
RED DE BT	52.8 km	73,561,804
ACOMETIDAS	11 km	4,116,987
MEDIDORES	1524 ud	2,880,717
TOTAL		1,158,767,243



SERGIO LEGUIZAMON
Presidente



ANALIA GONZALEZ
Secretaria

Anexo C: Proyección de la Demanda

1. Introducción

Este informe presenta los resultados del estudio de la demanda esperada de la cooperativa eléctrica de Villaguay para el período 2022-2031.

2. Enfoque Metodológico

La metodología usual para la realización de pronósticos de una variable de interés establece la necesidad de construir un modelo de ella a partir de datos históricos observados. El modelo resume entonces las pautas dinámicas de los datos, dando una caracterización estadística de los enlaces entre el presente y el pasado.

Si bien existen diversos métodos para realizar pronósticos de series temporales, uno de los más usualmente utilizados, dada su simplicidad, así como su sustento teórico y empírico, es la modelización econométrica.

En un modelo de este estilo es posible a partir de una muestra dada contrastar las relaciones de dependencia entre los datos que resultan estables a lo largo del tiempo y, en consecuencia, utilizar tales relaciones para predecir el futuro, evaluando las probabilidades de ocurrencia para distintos rangos de valores (escenarios). Con ello la predicción econométrica tiene dos facetas importantes.

La primera consiste en que tal predicción se basa en regularidades firmes en los datos que han sido contrastadas. Esto le infiere una fiabilidad y objetividad que no se da en los procedimientos subjetivos de predicción. Además, mediante los modelos econométricos es posible establecer un proceso de aprendizaje a partir de los errores de predicción que lleve a mejorar el procedimiento. Sin embargo, el contraste de las predicciones econométricas con las nuevas observaciones que van llegando permite señalar aspectos incorrectos del modelo y sugerir correcciones o ampliaciones del mismo, que pasarán a ser contrastadas con futuras observaciones. Con ello la predicción econométrica queda sometida a un proceso continuo de evaluación y mejora.

La segunda faceta de la predicción econométrica radica en el hecho de que la predicción no es un mero valor puntual –que como tal tiene una probabilidad prácticamente nula de ocurrencia- sino un conjunto de probabilidades referidas a un conjunto de intervalos de valores, que especifican la probabilidad de ocurrencia del hecho futuro en cada uno de los intervalos definidos. En este sentido, la construcción de escenarios alternativos de crecimiento de las principales variables que determinan el modelo conduce a disminuir la incertidumbre, acotando los valores esperados dentro de un intervalo de posibilidades.

Si bien existen diversos enfoques para el estimado de modelos econométricos, se suele considerar que los dos más apropiados para la realización de proyecciones son los de regresión uniecuacional y los del estilo ARIMA o Box-Jenkins.

En los modelos de carácter uniecuacional existe una sola variable dependiente (por ejemplo, la demanda de energía) y una o más variables independientes (algún indicador de crecimiento económico, la población del área bajo estudio, la tarifa media de los consumidores finales, entre otras). Estos modelos estiman la variable a explicar condicional

a los valores fijos de las variables explicativas. A partir de las series de tiempo, se estima un modelo que será utilizado para proyectar a futuro la variable dependiente. En este marco, es importante resaltar que los escenarios de crecimiento que se prevean para las variables explicativas resultarán determinantes en el resultado final de los valores proyectados, por lo que deberán ser adecuadamente analizados.

Por otro lado, los modelos del estilo Box-Jenkins no proyectan el comportamiento de la variable utilizando regresores independientes, sino que al contrario basan su análisis en el estudio de los valores pasados o rezagados de la variable dependiente y los términos estocásticos del error¹. Por esta razón se los considera como modelos a-teóricos y no precisan de pronósticos de variables explicativas.

Considerando que tanto la demanda de energía como la evolución del número de clientes se caracterizan por encontrarse íntimamente correlacionados con factores socioeconómicos propios de la región de análisis, la idea básica para modelar su comportamiento se sustentó en la estimación de modelos uniecuacionales. Sin embargo, no se dejó de lado la posibilidad de incluir rezagos de la variable dependiente como posibles regresores.

En cuanto al método econométrico elegido para la estimación de los coeficientes, el más utilizado es el de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO), el cual bajo ciertos supuestos, tiene propiedades estadísticas muy atractivas que lo han convertido en uno de los más populares en el análisis de regresión.

En los apartados posteriores se presentan los modelos de proyección de la demanda de energía y el número de usuarios, donde se incluye breve análisis de la información utilizada, la metodología de proyección y por último los resultados obtenidos.

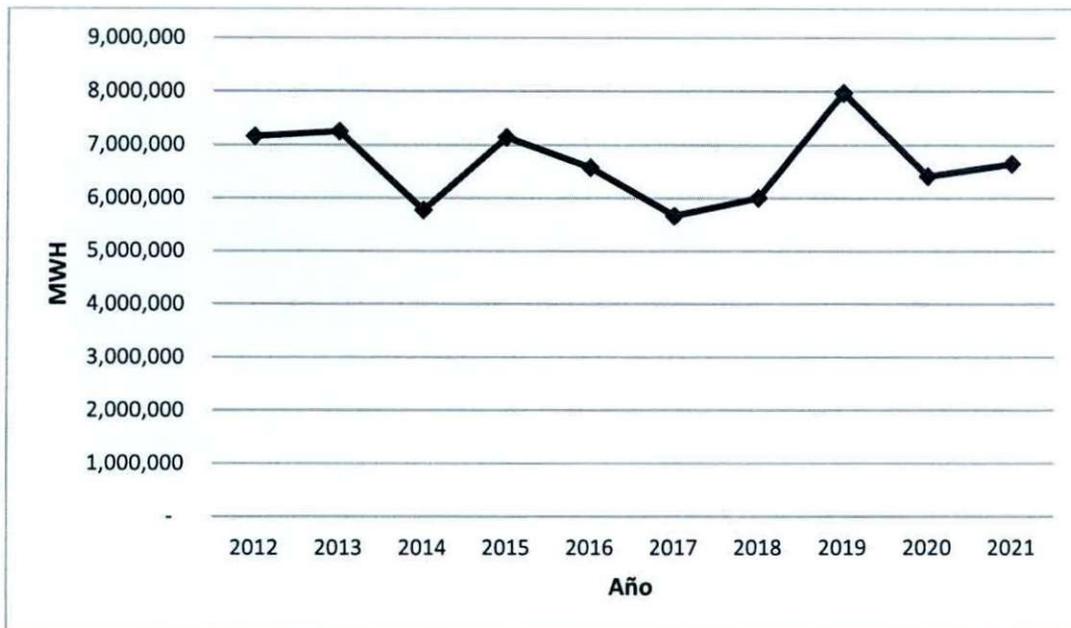
3. Demanda de Energía

3.1. Análisis preliminar de las series

Se presenta gráficamente a continuación, la demanda de energía eléctrica de la cooperativa

¹ Se suele mencionar que la filosofía de estos modelos es "*dejar que la información hable por sí misma*".

Figura 1 Demanda de Energía de Clientes



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de la cooperativa eléctrica de Villaguay

La demanda de energía de los clientes regulados se caracteriza por haber tenido un leve crecimiento positivo durante el período histórico considerado (2018-2021). Como se puede ver en la Figura 1, ha habido una etapa de decrecimiento hasta el año 2017 (con una tasa acumulativa anual de -4,57%), pero desde 2018 en adelante se puede caracterizar como una etapa de crecimiento (con una tasa acumulativa anual 3,43%). En los años 2014, 2016, 2017 y 2020 la demanda ha tenido reducciones. Sin embargo, casi que se compensaron con crecimientos en los años 2015, 2018, 2019 y 2021, siendo el más significativo el de 2019. Es por eso por lo que, la tasa de crecimiento anual acumulativa del período ronda el -0,82%.

Otro aspecto que se analizó es el fuerte componente estacional que posee la demanda de energía. La misma suele ser alrededor de un 5% mayor durante el primer mes de cada año y 10% mayor durante el segundo mes. Esto se debe a que este tipo de demanda responde mayormente (58%) a usuarios residenciales (T1) los cuales se caracterizan por elevar su demanda de electricidad en épocas más cálidas como el verano.

3.2. Modelización Econométrica

Debido al crecimiento tan elevado que hubo en 2019, se optó por modelar a la demanda con una variable dummy en dicho año para que no dificulte la modelización del pronóstico de esta.

Se estimó una serie de modelos econométricos considerando diversas especificaciones y variables explicativas posibles, tales como el crecimiento económico y demográfico, así como también la existencia de una tendencia determinística, estacionalidad y/o rezagos de la propia variable dependiente.

El apartado a continuación presenta el detalle de la modelización econométrica realizada.

3.2.1 Modelización Econométrica de la demanda de energía

En cuanto a las variables exógenas se tuvieron en cuenta al estimador mensual de actividad económica (EMAE) medido en pesos constantes del año 2004 (INDEC), la población de Entre Ríos y la variable dummy para el año 2019.

Se modelaron distintas especificaciones posibles, de las cuales luego se seleccionó a la mejor teniendo en cuenta la significatividad individual y global de las variables explicativas, el grado de ajuste del modelo -medido por el R2- y los resultados de los criterios de información (Akaike y Schwarz). En la tabla a continuación se exhiben algunos de los modelos testeados:

Tabla 23 Modelos Econométricos de Demanda de Energía

	Modelo	Sign. Individual*	Sign. Global*	R2	AIC	BIC
1	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{emae}) + c \cdot \text{@seas}$	X	✓	0,69	0,07	0,37
2	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{pob}) + c \cdot \text{@seas}$	X	✓	0,70	0,06	0,36
3	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{pob}) + c \cdot \text{@seas} + d \cdot \ln(\text{emae})$	X	✓	0,70	0,07	0,40
4	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{pob}) + c \cdot \text{@seas} + d \cdot \ln(\text{emae}) + e \cdot \text{@trend}$	X	✓	0,70	0,07	0,42
5	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{pob}) + c \cdot \text{@seas} + d \cdot \text{@trend}$	X	✓	0,70	0,06	0,38
6	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{emae}) + c \cdot \text{@seas} + d \cdot \text{@trend}$	X	✓	0,70	0,07	0,40
7	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{tot}(-1)) + c \cdot \text{dm19}$	✓	✓	0,78	-0,26	0,06
8	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{tot}(-1)) + c \cdot \text{dm19} + d \cdot \ln(\text{pob}) + e \cdot \ln(\text{emae}) + f \cdot \text{@trend}$	X	✓	0,77	-0,23	0,17

*Al 5% de significatividad.

Con "significatividad individual" nos referimos a si la variable evaluada, tomada de forma separada, demuestra ser relevante a un cierto nivel de confianza (que usualmente y en nuestro caso es el 95%) para explicar el comportamiento de la variable dependiente (demanda de energía). Con "significatividad global" en cambio estamos analizando la relevancia del modelo en su conjunto.

El R2 es una medida de la "bondad del ajuste" del modelo. Mide en qué medida la línea de regresión muestral se ajusta a los datos observados. Puede tomar valores entre 0 y 1 donde mientras más cercano se esté a 1, mayor es la proporción de la variación total que está explicada por las variables dependientes del modelo. Un valor de 1 indicaría un ajuste perfecto donde todas las observaciones coinciden con la línea de regresión (lo cual rara vez ocurre). Existe a su vez una versión ajustada que penaliza la sobre-parametrización (inclusión de muchas variables explicativas o independientes).

Al igual que el R2, los criterios de información de Akaike (AIC) o Schwarz (BIC) permiten evaluar de manera relativa la bondad de ajuste del modelo. Dado un conjunto de especificaciones posibles, la preferida será aquella que posea el valor mínimo. Estos criterios no sólo recompensan la bondad de ajuste, sino que también desalientan el sobreajuste al incluir una penalidad creciente del número de parámetros.

Finalmente, para el caso de la demanda de energía total, se seleccionó el modelo nº 7 ya que el mismo, no solo poseen propiedades estadísticas deseables, sino también un correcto ajuste. A continuación, se presenta en detalle:

Tabla 24 Modelo 7

Dependent Variable: LOG(SERIE_DEL_TOTAL_VENTAS)
 Method: Least Squares
 Date: 05/06/22 Time: 11:25
 Sample (adjusted): 2012M02 2021M12
 Included observations: 119 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	8.582917	1.110583	7.728299	0.0000
@SEAS(1)	0.052370	0.098431	0.532053	0.5958
@SEAS(2)	-0.020729	0.106999	-0.193727	0.8468
@SEAS(3)	-0.547111	0.105783	-5.172015	0.0000
@SEAS(4)	-0.581676	0.090500	-6.427382	0.0000
@SEAS(5)	-0.618810	0.090450	-6.841423	0.0000
@SEAS(6)	-0.559493	0.092213	-6.067377	0.0000
@SEAS(7)	-0.568059	0.091990	-6.175196	0.0000
@SEAS(8)	-0.481489	0.092063	-5.230011	0.0000
@SEAS(9)	-0.618109	0.090789	-6.808177	0.0000
@SEAS(10)	-0.569293	0.092434	-6.158917	0.0000
@SEAS(11)	-0.329917	0.092250	-3.576324	0.0005
LOG(SERIE_DEL_TOTAL_VENTAS(-1))	0.375314	0.084801	4.425813	0.0000
D19MENS	0.202820	0.064324	3.153076	0.0021
R-squared	0.775026	Mean dependent var	13.12330	
Adjusted R-squared	0.747172	S.D. dependent var	0.399880	
S.E. of regression	0.201068	Akaike info criterion	-0.260219	
Sum squared resid	4.244963	Schwarz criterion	0.066736	
Log likelihood	29.48304	Hannan-Quinn criter.	-0.127453	
F-statistic	27.82470	Durbin-Watson stat	2.030174	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Elaboración Propia

En primer lugar, cabe mencionar que el modelo se encuentra estimado en logaritmos naturales. Esto se debe a que al realizar dicha transformación a las variables se reduce la dispersión original de las mismas limitando la aparición de heterocedasticidad (varianza no constante de la perturbación aleatoria condicionada a los valores de endógena), un problema que afecta a la eficiencia de los estimadores de MCO.

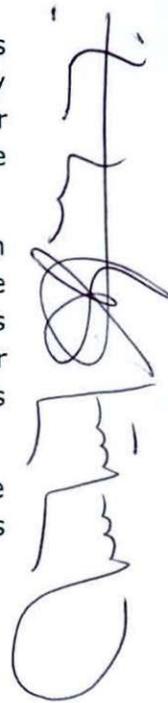
Además, otro beneficio que poseen las especificaciones del estilo log-log es que los coeficientes pueden ser interpretados en términos de elasticidades de corto plazo de la variable explicada frente a las explicativas.

En lo que refiere a la significatividad individual de cada variable, el rechazo de la hipótesis nula al 5% de significación del test t indica que el rezago de las ventas y la variable dummy son relevantes para explicar los cambios de la demanda (esto puede notarse tanto al ver que el valor absoluto del estadístico t sea mayor a 2 como mirando la columna prob que contiene los p-valores, todos menores al 0,05).

Asimismo, los coeficientes "@seas()" (asociados al componente estacional) también resultaron significativos a nivel individual. El primero de ellos implica que existe una leve tendencia positiva de la demanda de energía a lo largo del tiempo, mientras que los signos negativos en el resto dan cuenta de que la mayor demanda se espera durante el primer mes del año frente al resto de los meses (debido a las cuestiones estacionales mencionadas previamente).

Finalmente, se puede observar que en este modelo el coeficientes R2 y R2 ajustado se encuentran alrededor del 77%. Este resultado implica un correcto ajuste de las especificaciones elegidas.

3.3. Resultados



3.3.1 Resultados de demanda

Se exhiben en la tabla ubicada a continuación los resultados obtenidos para las proyecciones de demanda eléctrica de la cooperativa de Villaguay

Tabla 25 Demanda de Energía Proyectada

Año	Pronostico Demanda de energía (MWH)	Tasa de crecimiento
2012	7,160,053	
2013	7,249,836	1.25%
2014	5,772,341	-20.38%
2015	7,146,387	23.80%
2016	6,579,509	-7.93%
2017	5,667,495	-13.86%
2018	6,006,739	5.99%
2019	7,968,448	32.66%
2020	6,416,103	-19.48%
2021	6,646,513	3.59%
2022	6,646,512	0.00%
2023	6,646,512	0.00%
2024	6,646,512	0.00%
2025	6,646,512	0.00%
2026	6,646,512	0.00%
2027	6,646,512	0.00%
2028	6,646,512	0.00%
2029	6,646,512	0.00%
2030	6,646,512	0.00%
2031	6,646,512	0.00%
Variación porcentual		
Tasa anual acumulativa 2012-2021		0.00%
Tasa anual acumulativa 2021-2031		-0.82%

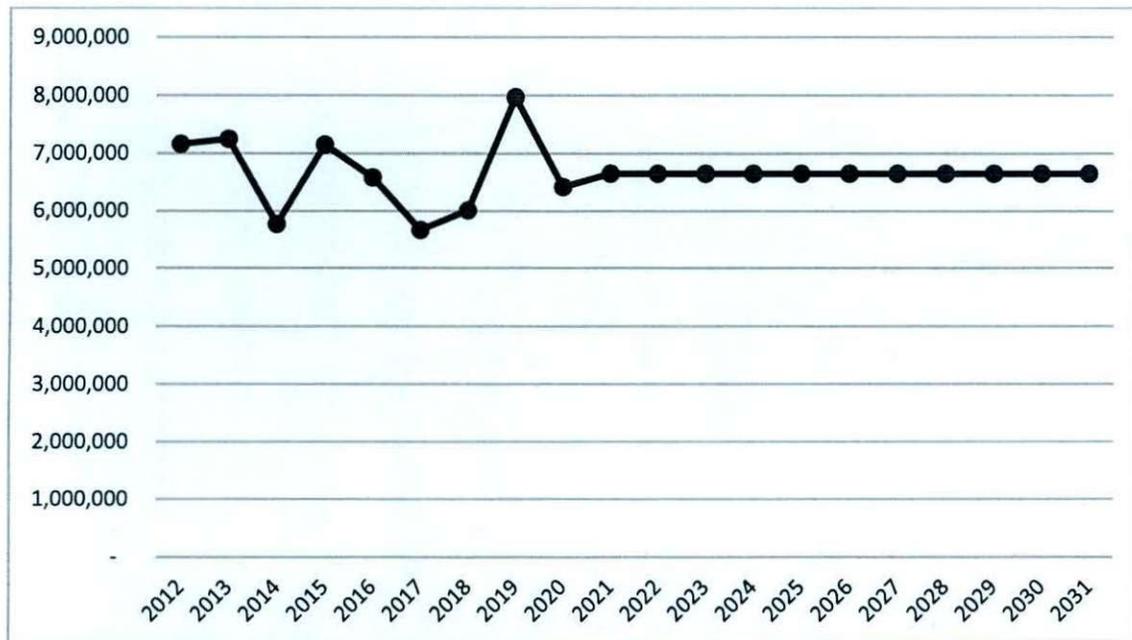
Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar, la tasa de crecimiento anual acumulativa de la demanda es de 0%.

Si se decide comparar la tasa anual acumulativa proyectada frente a la histórica de demanda de energía del período 2012-2021 se observa que la misma es mayor. La principal razón es el comportamiento de la variable dependiente en los últimos años. El crecimiento de la demanda que viene ocurriendo desde 2018 hasta 2021, provoca que las predicciones sean más optimistas y que la tasa de crecimiento proyectada sea mayor.

Al observar la elasticidad de corto plazo del rezago de las ventas y de la variable dummy se observa que ambos son relativamente altos y positivos respecto de la variable independiente (0,37% y 0,20% respectivamente).

Figura 2 Pronóstico de demanda de energía

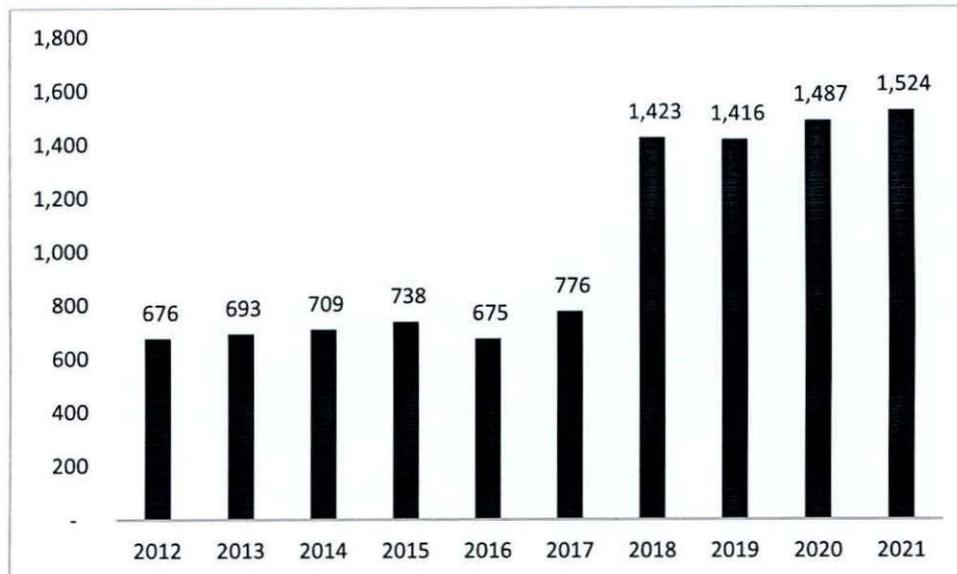


Fuente: Elaboración propia en base a datos de cooperativa eléctrica Villaguay

4. Número de clientes

4.1. Análisis preliminar de las series

Al día de la fecha, la cooperativa eléctrica de Villaguay posee casi 1524 usuarios. Esta cifra ha venido creciendo de manera irregular durante los últimos diez años, con una tasa anual acumulativa histórica que ronda el 9,45%.

Figura 3 Número de Usuarios de Cooperativa eléctrica Villaguay

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la cooperativa eléctrica Villaguay

4.2. Resultados

A diferencia del caso de la demanda de energía, no se proyectó econométricamente la evolución del número de usuarios de la cooperativa dadas las irregularidades en el crecimiento de los usuarios. Por lo tanto, para la proyección de estos se consideró para la proyección la tasa de crecimiento de los usuarios en los últimos 4 años (2018-2021).

Se presentan en la tabla ubicada a continuación los resultados de la proyección del número de usuarios:

Tabla 26 Número de usuarios proyectado

Año	Pronostico Usuarios	Tasa de crecimiento
2012	676	
2013	693	2.51%
2014	709	2.31%
2015	738	4.09%
2016	675	-8.54%
2017	776	14.96%
2018	1,423	83.38%
2019	1,416	-0.49%
2020	1,487	5.01%
2021	1,524	2.49%
2022	1,559	2.31%
2023	1,595	2.31%
2024	1,632	2.31%
2025	1,670	2.31%
2026	1,709	2.31%
2027	1,748	2.31%
2028	1,788	2.31%
2029	1,830	2.31%
2030	1,872	2.31%
2031	1,915	2.31%
Variación porcentual		
Tasa anual acumulativa 2012-2021		9,45%
Tasa anual acumulativa 2021-2031		2,57%

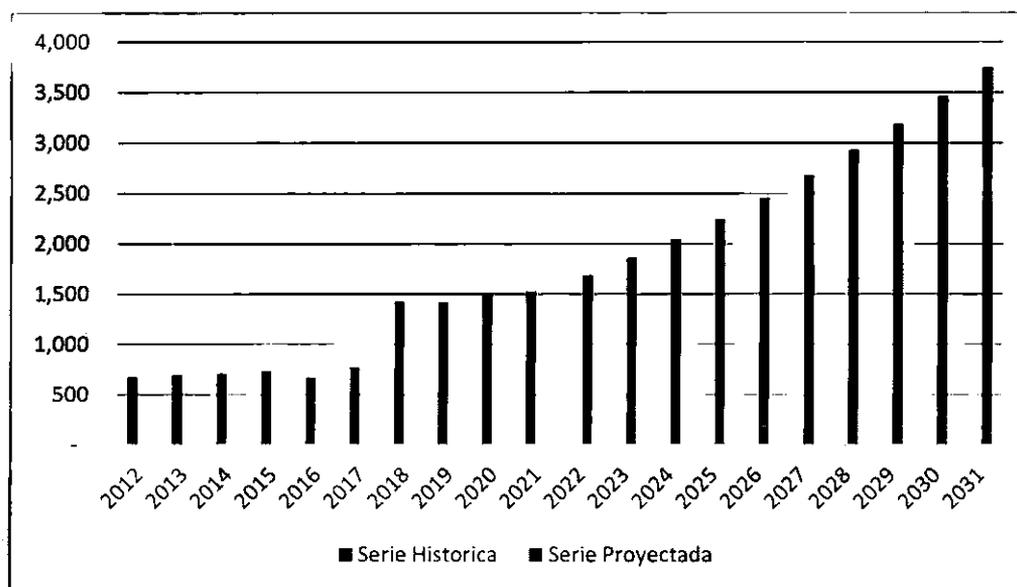
Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, se espera que el crecimiento anual acumulado del número de usuarios sea del 2,57%. La razón por la cual esta tasa es menor a la histórica es porque se considera para la proyección solamente el crecimiento de los últimos 4 años.

En la Figura 4 se presentan gráficamente los resultados de la proyección:



Figura 4 Número de Usuarios Proyectados



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la cooperativa de Villaguay

5. Demanda máxima operada

5.1. Metodología

En cuanto a la proyección de la Demanda Máxima Operada, la misma fue calculada a partir de los resultados de las proyecciones de demanda de energía, la información histórica de compras de energía y, la información histórica de demanda máxima.

La metodología consiste en los siguientes pasos:

- Se calculó un coeficiente de pérdidas de energía operadas del 17,11%, a partir de la relación entre las ventas totales de energía con peajes y la energía operada (compras más peajes), para el año 2022. Dicho coeficiente se mantuvo constante durante el período de proyección.
- A partir del factor de pérdidas operadas estimado y las proyecciones de ventas de energía, se calculó la energía operada para el período proyectado.
- Se calculó el factor de carga en base a la demanda máxima operada en 2022 que fue de 2,203 MW y se mantuvo constante a lo largo del período proyectado. El mismo resultado 41,56%.
- Finalmente, a partir del factor de carga operado y las proyecciones de energía operada se calculó la demanda máxima operada para el período proyectada.

5.2. Resultados

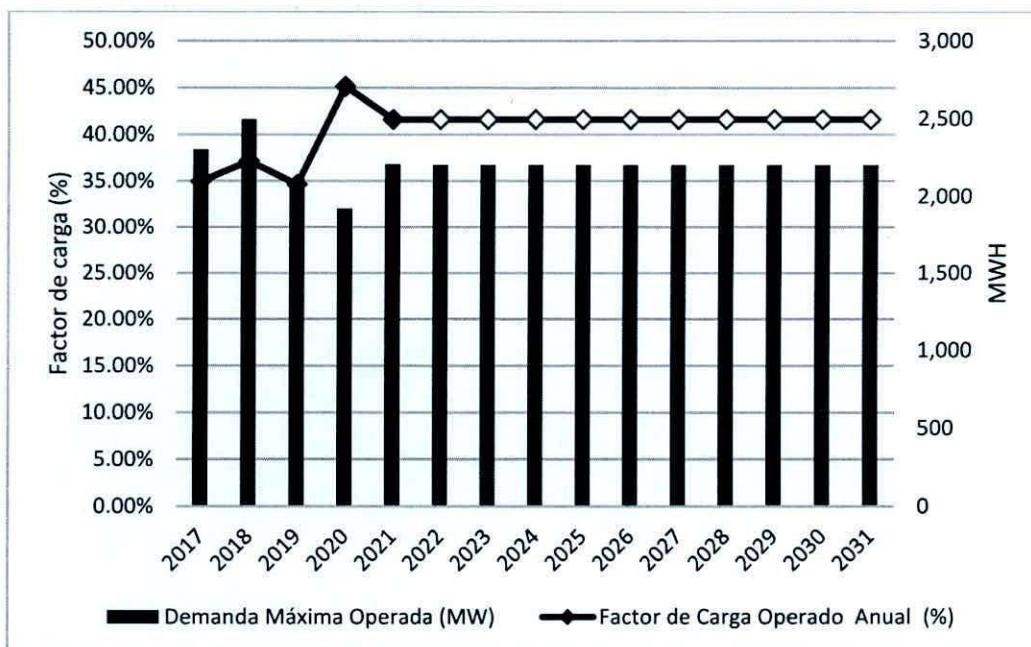
La tabla a continuación exhibe los resultados de la proyección de compras de energía más peajes y la demanda máxima operada de la cooperativa.

Tabla 27 Demanda Máxima operada

Año	Ventas totales de Energía C/P (GWh)	Pérdidas de Energía Operada (%)	Energía Operada (GWh)	Factor de Carga Operado Anual (%)	Demanda Máxima Operada (MW)
2017	5,667	17.88%	7,056	34.96%	2,304
2018	6,007	18.69%	8,117	37.12%	2,496
2019	7,968	15.73%	6,403	34.61%	2,112
2020	6,416	16.39%	7,591	45.13%	1,920
2021	6,647	17.11%	8,039	41.56%	2,208
2022	6,647	17.11%	8,019	41.56%	2,203
2023	6,647	17.11%	8,019	41.56%	2,203
2024	6,647	17.11%	8,019	41.56%	2,203
2025	6,647	17.11%	8,019	41.56%	2,203
2026	6,647	17.11%	8,019	41.56%	2,203
2027	6,647	17.11%	8,019	41.56%	2,203
2028	6,647	17.11%	8,019	41.56%	2,203
2029	6,647	17.11%	8,019	41.56%	2,203
2030	6,647	17.11%	8,019	41.56%	2,203
2031	6,647	17.11%	8,019	41.56%	2,203
Variación porcentual					
2017-2021	4.06%	-1.09%	3.31%	4.42%	-1.06%
2022-2031	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la cooperativa de Villaguay

Figura 5 Demanda máxima operada



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la cooperativa de Villaguay

La tasa de crecimiento para el periodo proyectado es de 0%, la cual no difiere significativamente de la histórica, la cual es de -1% y se espera que se llegue a una demanda máxima operada de 2,203 MW en el año 2031.