



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Proyecto trabajo final

“Sistema de cogeneración en centro de salud. Estudio de caso: Hospital Municipal Subzonal de Balcarce Dr. Felipe A. Fossatti”

CODIGO:

Autor: Pablo Ezequiel Giletto Lázzaro
Carrera: Ingeniería Electromecánica

Tutor: Mg. Pedro Osvaldo Prado
Co-tutor: Dr. Justo José Roberts

Comisión Evaluadora:

Ing. Ruben Ferreyra
Ing. Oscar Noguera
Ing. Eduardo Garín

Calificación:

Fecha: agosto 2020



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

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

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



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

RESUMEN

Se estudió y analizó un sistema de cogeneración para el Hospital Municipal de la ciudad de Balcarce, teniendo una potencia eléctrica máxima de 220 kW y térmica de 295 kW. En cuanto a la energía se necesitan 442.288,7 kWh_e y 1.919.391,67 kWh_{th}, sumando un total de 2.361.68,37 kWh/año.

Se eligió una microturbina que puede entregar 250 kW_e y 396 kW_{th}, que en las condiciones ambientales y de trabajo puede entregar hasta 240 kW_e y 315 kW_{th}.

Se realizó un estudio de prefactibilidad económica utilizando dos métodos. El primero es el punto de equivalencia que permite comparar la viabilidad económica de diferentes alternativas tecnológicas dando como resultado que para generaciones mayores a 10.309.400 kWh/año resulta conveniente instalar el sistema. Como segundo método se utilizaron herramientas económicas dinámicas como la TIR, VP y tiempo de repago. Se tuvo en cuenta el siguiente escenario económico:

- Las tarifas de electricidad y gas natural aumentan en 2% por año para la electricidad y 4% por año para el gas natural durante todo el proyecto, siguiendo la tendencia de aumentos en España, donde la cogeneración es una tecnología aplicada.

Los resultados son los siguientes:

- Payback: >15 años
- TIR: negativa
- VP: U\$S -6.217.907,64

En estas condiciones, se puede concluir que el sistema de cogeneración no es viable económicamente.

Se planteó un escenario hipotético en el cual se permita la venta de energía excedente en instalaciones de cogeneración menores a un 1 MW (condición no contemplada actualmente en la Argentina). En este caso los índices arrojaron lo siguiente:

- Payback: 14,59 años
- TIR: negativa
- VP: U\$S -3.768.694,19

Se concluye que el sistema de cogeneración no es viable económicamente.

Por último, se evaluó el impacto medioambiental por medio del cálculo de la eficiencia ecológica obteniendo un resultado de 0,949, muy por encima del "Valor Crítico de Eficiencia Ecológica" de 0,5 considerado un estándar mínimo.



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Proyecto trabajo final

“Sistema de cogeneración en centro de salud. Estudio de caso: Hospital Municipal Subzonal de Balcarce Dr. Felipe A. Fossatti”

CODIGO:

Autor: Pablo Ezequiel Giletto Lázzaro
Carrera: Ingeniería Electromecánica

Tutor: Mg. Pedro Osvaldo Prado
Co-tutor: Dr. Justo José Roberts

Comisión Evaluadora:

Ing. Ruben Ferreyra
Ing. Oscar Noguera
Ing. Eduardo Garín

Calificación:

Fecha: agosto 2020

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	iv
ÍNDICE DE TABLAS	vii
Simbología	viii
AGRADECIMIENTOS	x
1 INTRODUCCIÓN	1
2 TEORÍA DE LA COGENERACIÓN.....	3
2.1 ¿Qué es la cogeneración?	3
2.2 Ventajas de la cogeneración	4
2.3 Desventajas de la cogeneración	5
2.4 La cogeneración en el mundo	5
2.5 La cogeneración en Argentina	6
2.5.1 Contexto energético argentino	6
2.5.2 Análisis de la cogeneración en el país	9
2.5.3 Barreras a la cogeneración	11
3 TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN.....	13
3.1 Elementos de un sistema de Cogeneración.....	13
3.2 Cogeneración con Turbinas de Vapor.....	13
3.2.1 Ciclo de trabajo termodinámico	13
3.3 Cogeneración con Turbinas de Gas.....	15
3.3.1 Ciclo de trabajo termodinámico	16
3.4 Cogeneración con Motor Alternativo	17
3.4.1 Ciclo de trabajo termodinámico	18
3.5 Cogeneración con Ciclo Combinado	20
3.6 Cogeneración con motores alternativos en ciclo combinado	21
3.7 Microgeneración.....	22
3.7.1 Micromotores alternativos	22
3.7.2 Microturbinas de gas	23
3.8 Clasificación de los sistemas de cogeneración	32
3.8.1 Ciclos “bottoming”	33
3.8.2 Ciclos “topping”	34
3.9 Adecuación de tecnologías	41
3.10 Caracterización del segmento industrial o terciario.....	41
3.11 Caracterización del sistema de cogeneración.....	42
3.12 Modos de operación	44
3.12.1 Operación en paridad térmica	45
3.12.2 Operación en paridad eléctrica.....	45
3.12.3 Operación económica.....	46
3.12.4 Operación con cargas parciales	46
3.13 Tecnologías aplicables al sector terciario	47
3.14 Impacto medioambiental.....	47
3.14.1 Emisiones atmosféricas de las plantas de cogeneración	47
3.14.2 Emisiones del gas natural	48

3.14.3	Eficiencia ecológica.....	53
4	DESCRIPCIÓN DEL CASO EN ESTUDIO.....	55
4.1	Descripción del hospital.....	55
4.2	Demanda energética de la instalación.....	55
4.2.1	Demanda de Energía Térmica.....	56
4.2.2	Demanda de Energía Eléctrica.....	57
4.3	Las normativas de la AEA y su aplicación/adaptación a las instalaciones hospitalarias con equipos de cogeneración.....	61
4.3.1	Campo de aplicación de la sección 710 de las normativas de A.E.A.....	62
4.3.2	Grupos de aplicación para salas de uso médico.....	62
4.3.3	Requisitos para la alimentación de energía.....	65
4.3.4	Alimentación de energía eléctrica en salas de grupo de aplicación.....	66
4.3.5	Requisitos generales para las fuentes de energía eléctrica de emergencia.....	66
4.3.6	Comentarios sobre la reglamentación.....	67
5	CÁLCULO Y ELECCIÓN DEL EQUIPO DE COGENERACIÓN.....	68
5.1	Consideraciones para la selección del sistema.....	69
5.2	Metodología de cálculo técnico.....	70
5.2.1	Cálculo de caudales y bombas.....	70
5.2.2	Selección de la tecnología más adecuada.....	74
6	CÁLCULO ECONÓMICO.....	79
6.1	Metodología de análisis económico.....	79
6.2	Inversión fija.....	79
6.3	Costos.....	80
6.4	Punto de equivalencia.....	83
6.5	TIR, VP, tiempo de repago.....	85
6.6	Escenario hipotético con venta de energía eléctrica excedente a la red.....	88
6.7	Conclusiones de los escenarios estudiados.....	90
7	CÁLCULO DE EFICIENCIA ECOLÓGICA.....	91
7.1	Cálculo de eficiencia ecológica.....	91
7.1.1	Cálculos de emisiones en el proceso de combustión del gas natural.....	93
7.1.2	Cálculo del CO ₂ equivalente y factor de contaminación.....	94
8	CONCLUSIONES.....	97
9	TRABAJOS FUTUROS.....	99
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	100
	ANEXO 1 – Análisis de costos.....	102
	ANEXO 2 – Microturbina elegida.....	107
	ANEXO 3 – Boletas.....	109
	ANEXO 4 – Paper CLAGTEE 2019.....	132
	I. INTRODUCCIÓN.....	132
	II. DEMANDA ENERGÉTICA DEL HOSPITAL.....	132
	A. Demanda de energía térmica.....	133
	B. Demanda de energía eléctrica.....	133
	III. NORMATIVA EN ARGENTINA.....	133

IV. DIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO DE COGENERACIÓN.....	134
A. Proceso termodinámico.....	134
B. Selección de la microturbina.....	134
V. ANÁLISIS ECONÓMICO	135
A. Inversión.....	136
B. Costos	136
C. Punto de equivalencia	136
D. TIR, VP, tiempo de repago	136
E. Escenario hipotético con venta de energía eléctrica excedente a la red	137
VI. ANÁLISIS AMBIENTAL	137
VII. CONCLUSIONES.....	138
VIII. REFERENCIAS	138
IX. BIOGRAFÍAS	139

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.1: Sistema convencional de producción de energía eléctrica y térmica	3
Figura 2.1.2: Sistema típico de cogeneración	3
Figura 2.4.1: Contribución Porcentual de Cogeneración en la Producción Total Nacional de cada País (año 2008)	6
Figura 2.5.1.1: Oferta interna de energía primaria en 2018	7
Figura 2.5.1.2: Tipo de generación de energía eléctrica en 2018	8
Figura 2.5.1.3: Generación de energía eléctrica durante 2018	8
Figura 2.5.1.4: Tipo de generación energía eléctrica, por medios térmicos en % durante 2018	9
Figura 2.5.1.5: Generación energía eléctrica renovable en % durante 2018	9
Figura 3.2.1.1: Cogeneración con Turbina de Vapor	15
Figura 3.2.1.2: Esquema de planta de cogeneración con turbina de vapor	15
Figura 3.3.1.1: Cogeneración con Turbina de Gas	17
Figura 3.3.1.2: Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas	17
Figura 3.4.1.1: Cogeneración con Motor Alternativo	19
Figura 3.4.1.2: Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo	19
Figura 3.4.1.3: Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo sin caldera de recuperación	20
Figura 3.5.1: Diagrama de Sankey de Planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas	21
Figura 3.5.2: Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado	21
Figura 3.6.1: Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo en ciclo combinado	22
Figura 3.7.1.1: Partes de un micromotor alternativo DACHS de 5,5 kW eléctricos	23
Figura 3.7.2.1: Esquema de una microturbina de gas	24
Figura 3.7.2.2: Única parte móvil de una microturbina Capstone	25
Figura 3.7.2.3: Componentes de una microturbina Capstone C200	25
Figura 3.7.2.4: C600S ICHP Power Package Capstone	26
Figura 3.7.2.5: Esquema termodinámico del sistema de cogeneración	26
Figura 3.7.3.1: Funcionamiento de un sistema de cogeneración por microturbina.	28
Figura 3.7.3.2: Proceso de funcionamiento de cogeneración	29

Figura 3.8.1: a) Sistemas superiores (topping) de cogeneración con turbina a gas. b) Sistemas superiores (topping) de cogeneración con turbina de vapor	32
Figura 3.8.2: Sistema inferior (bottoming) de cogeneración	32
Figura 3.8.1.1: Cogeneración con turbina a vapor (ciclo “bottoming”)	33
Figura 3.8.2.1.1: Tipos más comunes de turbinas a vapor utilizadas en cogeneración: (a) de contrapresión, (b) contrapresión con 1 extracción, (c) condensación con 2 extracciones	34
Figura 3.8.2.1.2: Cogeneración para la industria azucarera	35
Figura 3.8.2.1.3: Cogeneración para la industria del papel y celulosa	35
Figura 3.8.2.2.1: Ciclo Bryton para turbina a gas, (a) abierto, (b) cerrado	37
Figura 3.8.2.2.2: Cogeneración con turbina a gas en ciclo cerrado	38
Figura 3.8.2.2.3: Sistema de cogeneración con turbina a gas en ciclo abierto	39
Figura 3.8.2.2.4: Ciclo Combinado	40
Figura 3.8.2.2.5: Balance de energía para una planta termoeléctrica con turbina a gas (a) y para un sistema de cogeneración equivalente (b)	40
Figura 3.10.1: Caracterización del segmento industrial o terciario	41
Figura 3.11.1: Caracterización del sistema de cogeneración	43
Figura 3.11.2: Configuraciones alternativas de sistemas de cogeneración con una misma turbina a gas	44
Figura 3.12.4.1: Operación en cargas parciales	46
Figura 3.14.2.1: Variación de la eficiencia térmica de una turbina a gas con la temperatura de combustión	51
Figura 4.2.1.1: Consumos térmicos del hospital	57
Figura 2.1.2.1: Demanda de potencia eléctrica contratada - boleta 1 T3BT 50 kW durante el año	58
Figura 2.1.2.2: Demanda de potencia eléctrica contratada - boleta 2 T3BT 60 kW durante el año	58
Figura 2.1.2.3: Demanda de potencia eléctrica contratada - boleta 3 T1GE durante el año	59
Figura 2.1.2.4: Demanda de potencia eléctrica contratada durante el año	59
Figura 2.1.2.5: Consumo de energía eléctrica - boleta 1 T3BT 50 kW durante el año	60
Figura 2.1.2.6: Consumo de energía eléctrica - boleta 2 T3BT 60 kW durante el año	60
Figura 2.1.2.7: Consumo de energía eléctrica - boleta 3 T1GE durante el año	61
Figura 2.1.2.8: Consumo total de energía eléctrica durante el año	61
Figura 5.1: Esquema de la disposición de las acometidas energéticas del hospital	68

Figura 5.2.1.1: Ciclo del proceso	70
Figura 5.2.2.1: Corrección de potencia y rendimiento de la microturbina	75
Figura 5.2.2.2: Calor recuperado de la microturbina	76
Figura 5.2.2.3: Disposiciones de los equipos en la sala de máquinas	78
Figura 6.4.1: Gráfico del punto de equivalencia	84
Figura 6.5.1: Costos con sistema tradicional	85
Figura 6.5.2: Costos con cogeneración	86
Figura 6.5.3. Ahorros generados	86
Figura 6.5.4: Tiempo de repago	87
Figura 6.6.1: Ingresos por venta de energía excedida a la red	89
Figura 6.6.2: Ahorro generado con venta de energía a la red	89
Figura 6.6.3: Tiempo de repago con venta de energía excedente a la red	90

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.7.3.1: Sistemas de microcogeneración	30
Tabla 3.7.3.2: Características de los principales sistemas de cogeneración	31
Tabla 3.8.2.1.1: Eficiencia isoentrópica y tasa de producción de vapor para sistemas de cogeneración utilizando turbinas a vapor	36
Tabla 3.8.2.2.1: Parámetros técnicos para sistemas de cogeneración utilizando turbinas a gas	39
Tabla 3.10.1: Valores de ALFA para algunos segmentos	42
Tabla 3.14.1.1: Emisiones de plantas de cogeneración y generación convencional en g/kWh eléctrico	48
Tabla 3.14.2.1: Principales componentes del aire	49
Tabla 3.14.3.1: Valores de eficiencia ecológica	54
Tabla 4.5.1.1: Ejemplos de grupos de aplicación	64
Tabla 4.6.1: Tipos y tiempos de interrupción	65
Tabla 5.2.1.1: Temperatura en los puntos característicos del ciclo termodinámico	71
Tabla 5.2.1.2: Máximos consumos térmicos y eléctricos de la instalación	72
Tabla 5.2.1.3: Especificaciones de la bomba de recirculación de calefacción	72
Tabla 5.2.1.4: Especificaciones de la bomba de recirculación de agua caliente	73
Tabla 5.2.1.5: Resultado de cálculos de caudales de proceso y bombas	74
Tabla 5.2.2.1: Especificaciones técnicas de la microturbina	76
Tabla 5.2.2.2: Cálculos e información adicional sobre el sistema	77
Tabla 6.3.1: Distribución de costos fijos y variables de ambas alternativas	83
Tabla 6.6.1: Energía excedente y precio de venta	88
Tabla 6.6.2: Resumen de cálculo económico	90
Tabla 7.1.1: Composición del gas natural y pesos moleculares de sus componentes	91
Tabla 7.1.2: Productos de combustión	92
Tabla 7.1.3: Peso molecular de los productos	92
Tabla 7.1.4: Porcentaje en masa de los productos considerando 100% de exceso de aire	93
Tabla 7.1.1.1: Resultado de emisión de contaminantes	94
Tabla 7.1.2.1: Máximos valores de emisiones de gases a la atmósfera	95
Tabla 7.1.2.2: Emisión de gases contaminantes de la microturbina	96

Simbología

ACS	Agua caliente sanitaria
CHP	Combined Heat Power
RG	Rendimiento global [%]
RE	Rendimiento eléctrico [%]
Ee	Electricidad [kW]
V	Calor [kW]
Q	Combustible [kW]
P	Potencia [MW]
dh	Diferencia entálpica [kJ/kg]
nisot	Eficiencia de expansión isoentrópica [%]
TPV	Tasa de producción de vapor [kg/kWh]
mg	Consumo de gas natural [m ³ /s]
mar	Masa de circulación de aire [m ³ /s]
Ec	Calor recuperado [kW]
Ep	Energía eléctrica producida [kW]
nG	Rendimiento global [%]
nge	Eficiencia de generación de energía eléctrica [%]
ngt	Eficiencia de generación de energía térmica [%]
α	Parámetro adimensional característico de cada segmento con variaciones en función del tipo de tecnología empleada
E	Energía eléctrica o mecánica consumida por el segmento [kW]
S	Energía térmica consumida por el segmento [kW]
β	Parámetro adimensional que depende del tipo de tecnología de cogeneración utilizada y de las condiciones de operación
E'	Energía eléctrica o mecánica producida [kW]
S'	Energía térmica producida [kW]
CO	Monóxido de carbono
NO _x	Óxidos de nitrógeno
SO _x	Óxidos de azufre
CO ₂	Dióxido de carbono
CH ₄	Metano
O ₂	Oxígeno
Ar	Argón
NO	Óxido nítrico
NO ₂	Dióxido de nitrógeno
N ₂	Óxido nitroso
NO ₃	Trióxido de nitrógeno
N ₂ O ₅	Anhídrido nítrico
MP	Material particulado
VOCs	Compuestos orgánicos volátiles

TOC	Compuestos orgánicos totales
ε	Eficiencia ecológica
η	Rendimiento global de la microturbina
Π_g	Factor de contaminación [kg/MJ]
$(CO_2)_e$	Dióxido de carbono equivalente (CO_2) [$kg_{CO_2e}/kg_{combustible}$]
Q_i	Poder calorífico inferior del combustible PCI [MJ/kg]
A.E.A	Asociación Electrotécnica Argentina
MEM	Mercado eléctrico mayorista
T11	Temperatura de agua de entrada de proceso [°C]
T12	Temperatura de agua de salida a proceso [°C]
T13	Temperatura de agua de entrada de red [°C]
T14	Temperatura de salida servicio de agua caliente [°C]
E_c	Máximo valor de potencia térmica (calefacción) [kW]
E_{ac}	Máximo valor de potencia térmica (agua caliente) [kW]
E_r	Potencia eléctrica demandada máxima [kW]
E	Potencia térmica total [kW]
$(h_1 - h_2)$	Salto entálpico entre los dos puntos puestos bajo análisis [kJ/kg]
Ch	Calor sensible del fluido en circulación [kJ/kg°C]
Wh_c	Caudal de circulación de calefacción [l/min]
Wh_{ac}	Caudal de circulación de agua caliente [l/min]
P_{efc}	Potencia efectiva de la bomba de calefacción [kW]
P_{efac}	Potencia efectiva de la bomba de agua caliente [kW]
P_{bomba}	Potencia de la bomba [kW]
η_{bomba}	Rendimiento de la bomba
m_a	Masa total de agua [l/min]
E_{comb}	Energía de combustible [kW]
CVU	Costo variable unitario [U\$/kWh]
CFT	Costo fijo total [U\$S]
$F_{PA}(i\%, v)$	Parámetro tiene en cuenta la vida útil del equipo y la tasa de interés
i	Tasa de interés
v	Vida útil de los equipos [años]
AA	Recta de punto de equivalencia [U\$S]
TIR	Tasa interna de retorno
VP	Valor presente [U\$S]
M_{CO_2}	Masa molecular del dióxido de carbono [kg_{CO_2}/kg_{GN}]
M_{NO_x}	Masa molecular de los óxidos de nitrógeno [kg_{NO_x}/kg_{GN}]
M_{MP}	Masa molecular de material particulado [kg_{MP}/kg_{GN}]

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a las siguientes personas por su ayuda e información durante la realización del presente trabajo:

- Mg. Pedro Osvaldo Prado.
- Dr. Justo José Roberts.
- Personal de mantenimiento y directivos del Hospital Municipal Subzonal de Balcarce Dr. Felipe A. Fossatti.
- A mi familia, por todo el esfuerzo que han dedicado para que pudiera estudiar y culminar mi carrera.
- A mis amigos y compañeros que me acompañaron en el transcurso de mi carrera.

El presente trabajo final de graduación se establece como un proyecto encuadrado en los temas de investigación del Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías y Energía (GIDGE) perteneciente al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata

1 INTRODUCCIÓN

La cogeneración se puede definir como la generación simultánea de dos o más formas de energía útil a partir de una única fuente de energía primaria, o sea de un sólo combustible. Consiste en aprovechar de forma eficiente la energía contenida en un solo combustible, para obtener distintas formas de energía secundaria, en especial electricidad y calor.

El combustible a utilizar es un parámetro fundamental en la viabilidad económica de una planta de cogeneración, ya que su precio puede tener un peso importante en el costo de generación. La aplicación del gas natural como combustible, surge ante la necesidad de reemplazar los hidrocarburos líquidos por motivos económicos y medioambientales, y por la necesidad de no depender directamente de los derivados del petróleo.

Los centros de salud, en particular los hospitales, constituyen un importante consumidor de energía eléctrica, utilizada para todo un conjunto de servicios principales (equipamiento quirúrgico, rayos x, tomografía, etc.) y auxiliares (iluminación, refrigeración, ventilación y acondicionamiento de aire, etc.). Como así también poseen un elevado consumo de energía térmica en calefacción y agua de uso sanitario.

En este tipo de instituciones, una reducción en el consumo de energía contribuiría no sólo a la reducción de los costos de funcionamiento, sino también a la reducción de emisiones de gases contaminantes que contribuyen al efecto invernadero.

En los últimos años, el aumento de las tarifas de los servicios de energía eléctrica y gas natural han llevado a buscar distintas alternativas para la generación económica de electricidad y calor. La cogeneración se presenta como una alternativa interesante que merece ser estudiada en detalle.

Objetivo general:

Realizar un estudio de prefactibilidad para la instalación de un sistema de cogeneración en un establecimiento hospitalario teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos y ambientales.

Objetivos específicos:

Estudiar distintas alternativas tecnológicas de sistemas de cogeneración.

- 1) Obtener y recopilar datos de las boletas de electricidad y gas natural del establecimiento hospitalario estudiado, para definir un perfil de consumos.
- 2) Adaptar las normas de centros de salud al sistema de cogeneración.
- 3) Realizar un análisis técnico del sistema de cogeneración para verificar su adecuación a centros de salud.
- 4) Realizar un análisis económico de prefactibilidad y comparativo entre el sistema convencional actual y el sistema de cogeneración propuesto.

5) Realizar un análisis ambiental de la alternativa tecnológica propuesta.

La estructura del trabajo se organiza de la siguiente manera:

En el capítulo 1 se presenta la introducción del proyecto destacando los objetivos generales y específicos, así como también la estructura de cada capítulo del citado proyecto.

En el capítulo 2 se introducen los conceptos teóricos relacionados con la cogeneración, ventajas y desventajas, un análisis en el contexto de nuestro país y se presentan las barreras que limitan su empleo.

El capítulo 3 detalla las tecnologías de cogeneración más usadas. Se exponen de forma breve los sistemas de cogeneración con sus distintos ciclos, se realiza un análisis de la caracterización de los sistemas y se estudia el impacto medioambiental en cuanto a las emisiones de los gases de combustión a la atmosfera.

En el capítulo 4 se describe el establecimiento en estudio en cuanto a demandas térmicas y eléctricas y se adapta la normativa para la instalación del equipo de cogeneración para instalaciones hospitalarias, haciendo hincapié sobre las normas relacionadas a calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica y normas particulares para sistemas de cogeneración.

En el capítulo 5 se procede con el cálculos y elección del equipo de cogeneración que mejor se adapte a las demandas del hospital en estudio.

En el capítulo 6 se realiza el cálculo económico y análisis de prefactibilidad del sistema, tomando en cuenta varios métodos, uno de ellos es el punto de equivalencia y otros métodos dinámicos como los son el cálculo de la tasa interna de retorno (TIR), el valor presente (VP) y el tiempo de repago. Para el cálculo de los mismo se tendrán en cuenta el escenario económicos actual y el caso hipotético de venta de energía a la red.

En el capítulo 7, se analizan los aspectos e impactos medioambientales del equipo seleccionado mediante el cálculo de la eficiencia ecológica.

Finalmente, en el capítulo 8 se trazan conclusiones sobre los resultados obtenidos y en el capítulo 9 se hace una propuesta de trabajos futuros para dar continuidad al presente trabajo.

Además, se presentan los siguientes anexos:

En el anexo 1 se detallará el cálculo económico de la inversión y costos de las distintas alternativas.

El anexo 2 muestra el catálogo del equipo elegido más conveniente para las demandas de la instalación.

En el anexo 3, se podrán ver las boletas de electricidad y gas del hospital en estudio.

El anexo 4 presenta el paper publicado en el CLAGTEE 2019, el cual es una alternativa más reducida que el trabajo en cuestión.

2 TEORÍA DE LA COGENERACIÓN

El presente capítulo desarrollará el concepto de cogeneración, ventajas y desventajas, su historia y el desarrollo en el mundo y en Argentina.

2.1 ¿Qué es la cogeneración?

La cogeneración se puede definir como la generación simultánea de dos formas de energía útil a partir de una única fuente de energía primaria, o sea de un sólo combustible. Implica producir electricidad o energía mecánica de manera que se utilice la mayor parte de la energía contenida en un combustible, en lugar de solo una pequeña fracción de la misma. En un proceso de cogeneración, el calor se presenta en forma de vapor de agua a alta presión o en forma de agua caliente.

En la figura 2.1.1, se muestra el esquema de un sistema de suministro energético convencional, donde la energía eléctrica proviene de la red y la energía térmica necesaria es generada en una caldera de vapor. Ya la figura 2.1.2 muestra el esquema de un sistema basado en la cogeneración de energía eléctrica y térmica.



Figura 2.1.1: Sistema convencional de producción de energía eléctrica y térmica. Fuente: [1].



Figura 2.1.2: Sistema típico de cogeneración. Fuente: [1]

Para el sistema convencional se toma el rendimiento de la central eléctrica y el transporte de la electricidad del 48% y el rendimiento de la caldera del 85%, siendo el rendimiento total de 62%. En la cogeneración, se muestra un rendimiento de generación de electricidad del 42% y un rendimiento térmico del 45% por lo que la eficiencia global del sistema es del 87 %, mayor que el sistema convencional en un 25%. El sistema de cogeneración consume 100 unidades de combustible para producir 87 unidades de energía útil, mientras que el sistema convencional es capaz de generar la misma cantidad de energía útil consumiendo 40 unidades más del combustible utilizado [1].

2.2 Ventajas de la cogeneración

- Ahorros del combustible: una buena instalación de cogeneración permite una reducción del consumo de combustible de aproximadamente 25% comparado con la producción de electricidad convencional.
- Reducción de las emisiones: en lo que respecta al medio ambiente, la cogeneración reduce la emisión de contaminantes, debido principalmente a que es menor la cantidad de combustible que se consume para producir la misma cantidad de energía útil, además los sistemas de cogeneración utilizan tecnologías más avanzadas y con combustibles relativamente limpios como el gas natural.

Considerando la generación de energía útil total, las emisiones de NOx que genera el sistema compuesto por usina térmica más caldera casi doblan las emisiones de una planta de cogeneración.

Además de estas ventajas, en las emisiones de gases tóxicos para la flora y la fauna, cogenerar presenta ventajas añadidas en relación con las emisiones de CO₂, que ciertamente no son tóxicas, pero que son las que participan en el efecto invernadero. Una planta de cogeneración tiene prácticamente la mitad de las emisiones de CO₂ que una usina térmica más una caldera [3].

- Ventajas económicas: los costos de energía de las unidades de cogeneración son más bajos que los de las unidades convencionales. En una instalación de cogeneración, el costo se reduce aproximadamente un 20-30%.
- Ahorros de energía primaria: el consumo de energía primaria en un sistema de Cogeneración es menor al consumo de combustibles requerido para producir por separado la misma cantidad de energía térmica y eléctrico.
- Incremento de la confiabilidad del suministro de energía: la planta de cogeneración conectada a la red eléctrica, donde aporta o absorbe electricidad, garantiza un funcionamiento ininterrumpido de la unidad, en caso de interrupción de la operación de la planta o del suministro eléctrico de la red. A escala, reduce la necesidad de instalación de grandes centrales eléctricas y mejora la estabilidad de la red eléctrica del país.
- Incremento de la estabilidad de la red eléctrica: las unidades de cogeneración ofrecen un alivio significativo a las redes eléctricas durante los meses calurosos de verano. Las cargas de refrigeración se transfieren de las redes eléctricas a

las redes de combustibles fósiles, ya que el proceso de refrigeración cambia de los ciclos de compresión generalizados a los de absorción. Esto incrementa aún más la estabilidad de la red eléctrica y mejora la eficiencia del sistema, ya que los picos del verano son cubiertos por empresas eléctricas mediante unas ineficaces unidades de reserva y líneas de transporte de electricidad sobrecargadas.

- **Generación distribuida:** se produce la energía donde se consume, por lo que hay menores pérdidas por transporte y aumenta la autonomía de las fábricas [4]. A este concepto se lo denomina generación distribuida de energía y representa un cambio de paradigma en el sistema eléctrico.

Por lo anterior, podemos concluir que la cogeneración es una alternativa que permite satisfacer las necesidades energéticas del usuario con un mayor grado de confiabilidad, y a un menor costo respecto del suministro convencional de energía eléctrica y térmica; además, disminuye el impacto contaminante al medio ambiente [2].

2.3 Desventajas de la cogeneración

- Los sistemas de cogeneración requieren de una inversión inicial substancial, que muchas compañías no están en disposición de erogar por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable.
- Los sistemas de cogeneración pueden llegar a ser complejos en su diseño, instalación y operación, por lo que requieren la intervención de empresas o personas bien capacitadas en esta área.
- En algunos proyectos su economía puede ser muy sensible a los costos de energía eléctrica y de los combustibles, los cuales son impredecibles, aunque la tendencia normal es al alza, por lo menos en el mediano plazo. Para los proyectos que son altamente dependientes de la venta de excedentes a la red, deben buscar contratos a largo plazo con precios de compra que mantengan la rentabilidad del proyecto [2].

2.4 La cogeneración en el mundo

A pesar de lo expuesto y de las políticas de promoción implementadas en distintos países, como lo es el caso de Estados Unidos, según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), en 2009 la participación de la cogeneración, a nivel mundial, respecto de la generación global de energía eléctrica, ha permanecido estancada durante los últimos años en valores cercanos al 9% [5].

Según reportes de esta Agencia, sólo 5 países han logrado una expansión exitosa de la cogeneración hasta alcanzar una participación de entre un 30% a un 50% de la generación total de energía eléctrica la mayor parte correspondiente a sistemas de cogeneración con calefacción urbana (Dinamarca, Finlandia, Rusia, Letonia y Holanda). En un segundo grupo de países, esta participación se encuentra

en el rango del 10% al 20% (Hungría, Polonia, República Checa, Austria, China y Alemania).

Por otro lado, si nos destacamos a explorar los modelos exitosos de desarrollo de la cogeneración, se puede afirmar que, si bien cada uno de los casos mencionados presenta sus propias particularidades, el elemento común que rige a todos, es la existencia de políticas gubernamentales claras sobre el tema. Entre las políticas de promoción que han tenido mayor éxito, sobresalen aquellas que establecen objetivos de largo plazo, diseñadas y ejecutadas en forma coordinada por diversos departamentos gubernamentales, y con una clara definición de los elementos que deben ser atendidos para hacer atractiva las inversiones requeridas en este sector, lo que suele traducirse en diferentes incentivos actuando en forma conjunta.

Ante los claros beneficios que ofrece la cogeneración, las políticas de incentivos son sólo necesarias cuando existen barreras que frenan su desarrollo (de mercado, regulatorias, institucionales, etc.), y deben ser entendidas más que como una ayuda como un justo reconocimiento por los beneficios adicionales que estas aplicaciones conllevan.

De acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), puede observarse la figura 2.4.1 la contribución porcentual de cogeneración de los distintos países del mundo [5].

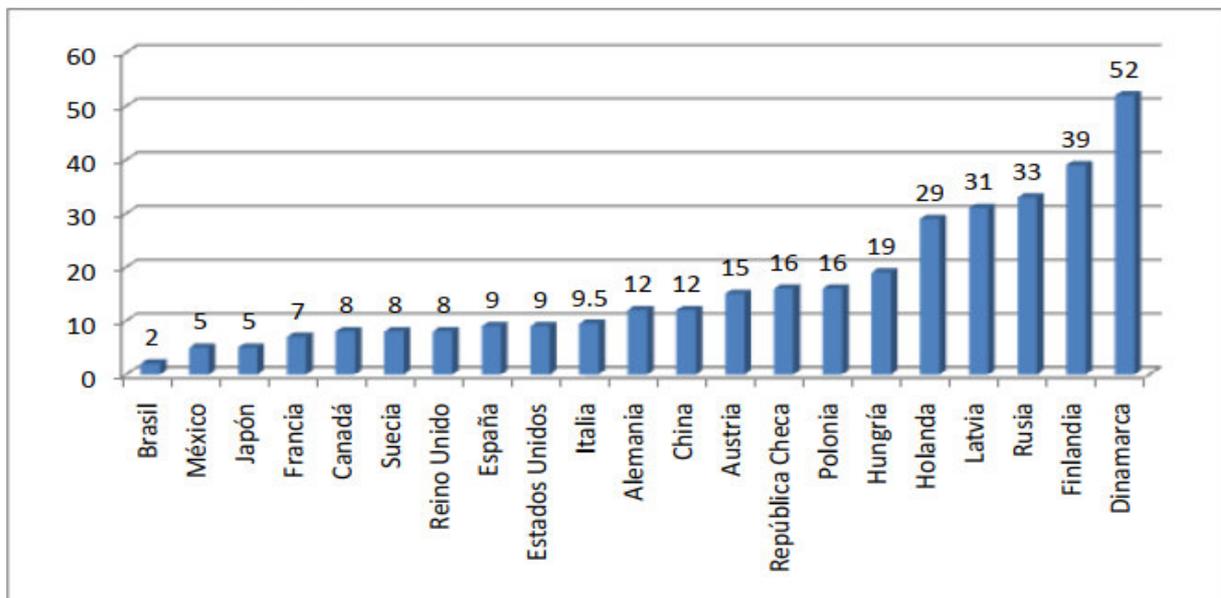


Figura 2.4.1: Contribución Porcentual de Cogeneración en la Producción Total Nacional de cada País (año 2008). Fuente: [5].

2.5 La cogeneración en Argentina

2.5.1 Contexto energético argentino

La figura 2.5.1.1. muestra la relación en porcentaje de la oferta interna de energía primaria para el año 2018 según tipo de energía.

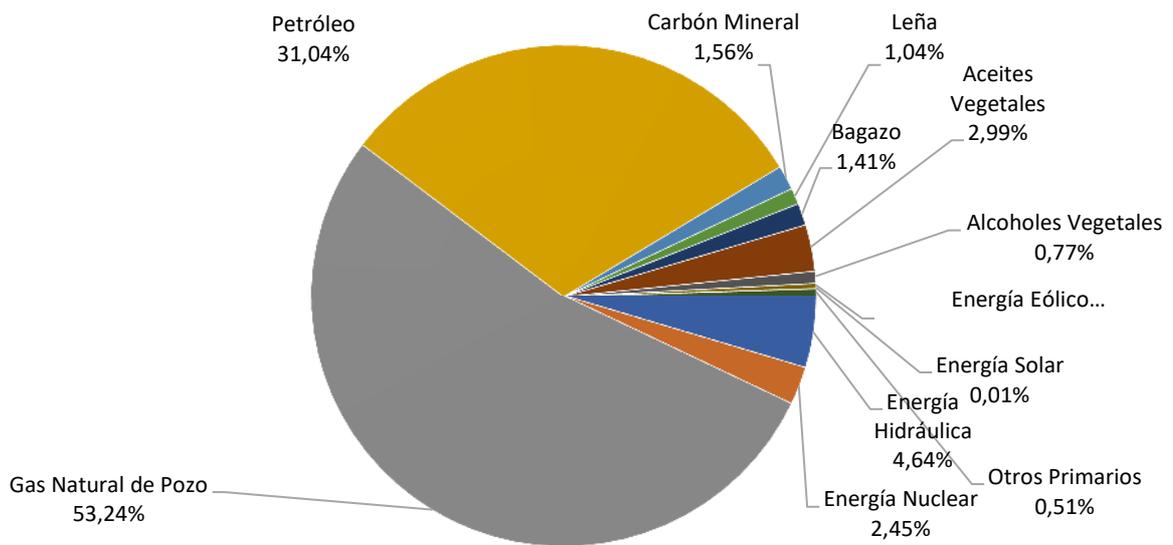


Figura 2.5.1.1: Oferta interna de energía primaria en 2018. Fuente: Secretaría de Energía, elaborado por el autor.

La contribución de combustibles fósiles en la matriz energética argentina se sitúa en torno al 85%, siendo un 54% gas natural y un 31% petróleo. Poca participación corresponde al uso energías de origen renovable.

Si se analiza la producción de energía eléctrica, casi el 64% de la energía eléctrica tiene su origen en sistemas térmicos convencionales: turbina de gas, turbina de vapor, ciclo combinado y diésel (figura 2.5.1.2).

Las energías renovables tuvieron una importante participación, con un 30% de la producción, gracias a la generación de energía hidráulica y entre las renovables la eólica cada vez tiene una mayor generación. La distribución de estas energías se ve en la figura 2.5.1.3.

Si se desglosa la generación por tipo, se observa en la figura 2.5.1.4 que hay casi un 95% de máquinas generadoras y muy poca participación de cogeneradores y autogeneradores. Dichas máquinas generadoras, en su mayoría son impulsadas por medio de ciclos térmicos, en las cuales un 71% las abarca las de ciclo combinado y un 16% las turbinas de gas como lo muestra la figura 2.5.1.5.

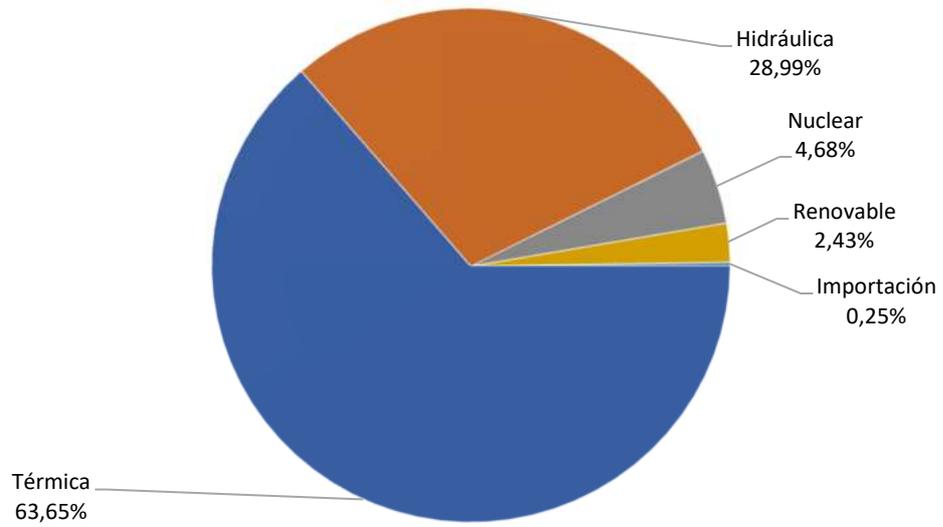


Figura 2.5.1.2: Generación de energía eléctrica durante 2018. Fuente: CAMMESA, elaborado por el autor.

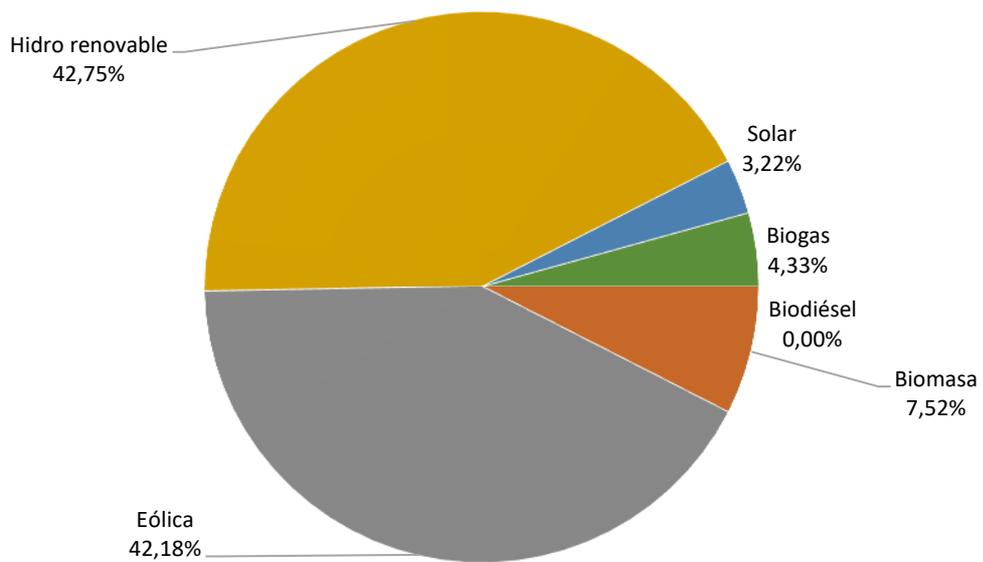


Figura 2.5.1.3: Generación energía eléctrica renovable en % durante 2018. Fuente: CAMMESA. Elaborado por el autor.

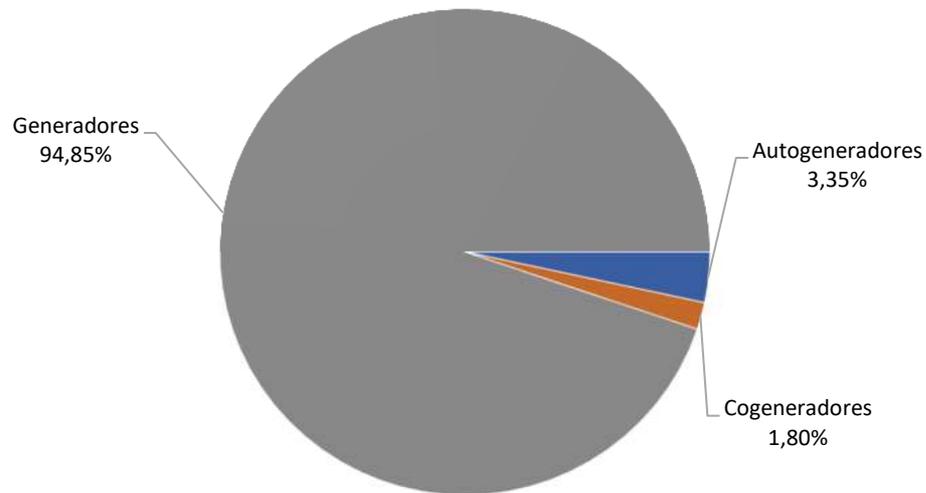


Figura 2.5.1.4 : Tipo de generación de energía eléctrica en 2018. Fuente: CAMMESA, elaborado por el autor.

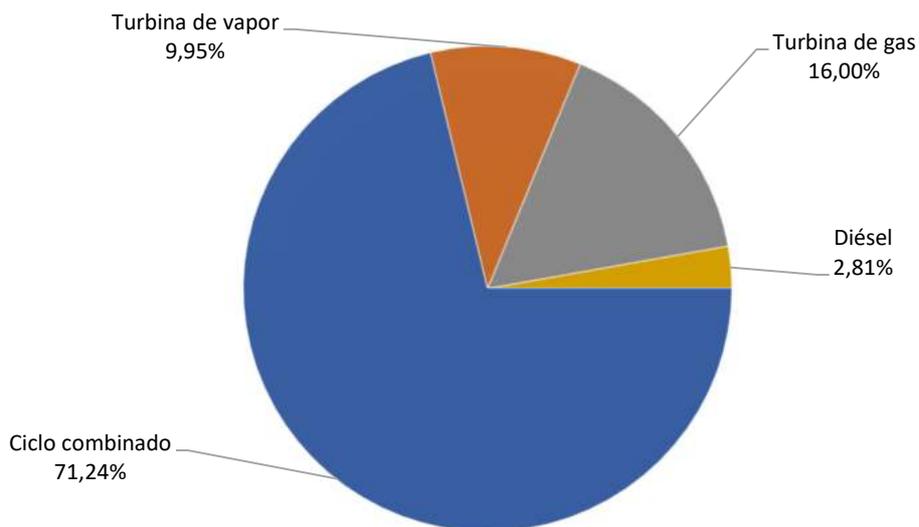


Figura 2.5.1.5: Tipo de generación energía eléctrica, por medios térmicos en % durante 2018. Fuente: CAMMESA, elaborado por el autor

2.5.2 Análisis de la cogeneración en el país

Existen algunos datos del potencial que ofrecen las tecnologías de la cogeneración en Argentina, como por el ejemplo el estudio realizado dentro del proyecto “Propuesta de marco legislativo y evaluación técnico - económica para proyectos de cogeneración de carácter demostrativo en la Provincia de Buenos Aires”, el cual estimó un potencial técnico 580 MW y el potencial técnico-económico (esto es, proyectos con retornos de la inversión inferiores a tres años) de 220 MW, para la Provincia de Buenos Aires [6].

Existen otras estimaciones que sitúan el potencial de cogeneración del país entre 1.500–1.800 MW si los ciclos son turbovapor y en 3.000 MW si se añade al anterior potencial instalaciones de cogeneración de ciclos turbogás. Para el caso en el que sólo se usen ciclos turbovapor, se estiman también algunos de los potenciales de los sectores industriales más importantes: 250 MW la industria aceitera, 300 MW la industria azucarera, 300 MW la industria química y petroquímica y por último 200 MW la industria papelera. [6]

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) existen tres figuras diferenciadas a las que puede optar una instalación de cogeneración: **el autogenerador**, **el cogenerador** y **el autogenerador distribuido**. Mientras un **autogenerador** es un consumidor de electricidad que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo el propósito principal la producción de bienes y/o servicios; el **cogenerador** tiene como objeto la generación conjunta de energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento. El autogenerador y el cogenerador son figuras que vienen definidas desde un primer momento en la Ley sobre el MEM (24065/1992). El **autogenerador distribuido**, es una figura que aparece más tarde (Resolución 269/2008) y a diferencia del autogenerador, este puede involucrar varias plantas de un mismo agente. Tal y como recoge la Resolución, el autogenerador distribuido es un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión.

Estos agentes deben cumplir los siguientes requerimientos para ser aceptados en el MEM:

- Deben estar vinculado con un punto de intercambio SADI.
- Deben contar con una potencia instalada no inferior a 1 MW con una disponibilidad media anual no inferior al 50%.

En el caso de autogeneradores la energía correspondiente a esa potencia disponible a lo largo del año debe representar un valor mayor o igual que el 50% de su demanda de energía anual.

- Deben contar con medidores y registradores conformes a los requerimientos establecidos en los Procedimientos. En el caso de los autogeneradores, los medidores deben ser bidireccionales de energía activa en la frontera de intercambio con el agente que se conecte y además debe de tener un registro de potencia en cada una de las direcciones de flujo.

Estos tres agentes recibirán el mismo tratamiento que el resto de generadores a la hora de vender su energía en el MEM. Además, no existe ningún tipo de diferenciación en cuanto a la tecnología utilizada por cada instalación (la cogeneración de alta eficiencia no está recompensada en este sistema).

Por último, añadir que uno de los aspectos que diferencian un autogenerador y un cogenerador es la vinculación comercial que mantienen con el MEM. Un cogenerador puede vender, comprar o no realizar ningún tipo de operación con el MEM, en cambio un autogenerador realiza las mismas operaciones con el MEM excepto la de compra, ya que el objetivo de los cogeneradores es fundamentalmente la entrega de energía térmica a terceros y la energía eléctrica al SADI. **Es por esto que la industria o comercio que cuenta con una instalación de cogeneración deben figurar como autogeneradores del MEM.**

A continuación, se resumen los principales documentos de regulan las instalaciones de cogeneración son [6]:

- Ley 24065/1992 sobre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- Regulación del MEM: Ley Marco Regulatorio – Decreto Reglamentario y Resoluciones de la autoridad de aplicación (Los Procedimientos).
- Anexo 12 (Los Procedimientos): Autogeneradores y Cogeneradores.
- Resolución S.E.269/2008: Autogenerador Distribuido.

2.5.3 Barreras a la cogeneración

Barreras Tecnológicas:

Las tecnologías de cogeneración son tecnologías maduras y conocidas desde hace años, especialmente en los países más desarrollados donde el mercado ha alcanzado una cierta madurez. Pero en el caso de Argentina, éste es un mercado que no se ha desarrollado y en el que se han detectado barreras que impiden su crecimiento, entre las cuales se pueden mencionar:

- Falta de proyectistas, instaladores y mantenedores capacitados:

El mercado de la cogeneración en Argentina es un mercado poco maduro, lo que hace que la demanda existente de los diferentes servicios asociados a estas plantas, como son servicios de ingeniería, instalación y mantenimiento, sea baja. Además de la escasez de servicios, también se ha detectado la escasez de proyectistas, instaladores y mantenedores calificados.

Esto genera problemas técnicos en las plantas, que finalmente repercuten en la confianza que el usuario tiene en estas tecnologías. Algunos de estos problemas técnicos son: la falta de conocimiento tecnológico o proyectos mal definidos. Un problema típico asociado a un proyecto mal definido es que, a la hora de integrar la planta de cogeneración con las instalaciones ya existentes, no se prevé la preparación de las infraestructuras que permiten la conexión a la red eléctrica o las que suministran el gas natural a la planta; ya que estas infraestructuras no siempre están adecuadas a los requerimientos de la nueva planta de cogeneración.

- Desconocimiento del potencial que las tecnologías de cogeneración pueden ofrecer en Argentina:

Aunque se barajan algunas estimaciones del potencial existente, no hay ningún estudio actualizado del potencial que las tecnologías de cogeneración pueden ofrecer en Argentina. Para poder desarrollar un mercado, es necesario conocer cuál es el potencial de ese mercado, para que así, los diferentes actores conozcan las ventajas técnicas y de ahorro, tanto energético como económico, que ofrece la implantación de las tecnologías de cogeneración.

Otras Barreras:

- **Incertidumbre en el suministro del gas natural:**

El gas natural es uno de los combustibles que más se utiliza en instalaciones de cogeneración, por lo que la incertidumbre en el suministro de este combustible supone una barrera muy importante al desarrollo de estas tecnologías. En los últimos años, las reservas comprobadas de hidrocarburos argentinos han sufrido una disminución, aumentando de esta forma la incertidumbre en su suministro.

- **Regulatorias:**

La falta de un marco regulatorio adecuado es otra barrera a tener en cuenta. Aunque Argentina, sí define la cogeneración en la legislación eléctrica, ésta no está consiguiendo su objetivo de conseguir desarrollar el sector de la cogeneración en el país.

- **Económicas:**

Los altos costos iniciales de las instalaciones de cogeneración, el bajo precio de las tarifas eléctricas debido a los subsidios que reciben, así como los elevados períodos de amortización, se presentan como una importante barrera al desarrollo de este mercado. Es necesario crear mecanismos financieros que incentiven a los usuarios a instalar estos sistemas.

- **Educativas e información:**

El desconocimiento de la tecnología por parte de los usuarios disminuye la demanda del uso de estos sistemas. En otras ocasiones sucede que los potenciales usuarios conocen la existencia de la tecnología, pero no tienen toda la información, por lo que existe una desconfianza a la hora de usar esta tecnología. Si se quiere desarrollar el mercado es necesario que existan buenos mecanismos de promoción y divulgación de la tecnología por parte del ente energético nacional [6].

3 TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN

Se realizará una explicación teórica de los sistemas de cogeneración, ventajas y desventajas de las mismas y se mostrará una tabla comparativa de las eficiencias energéticas de diversas tecnologías.

3.1 Elementos de un sistema de Cogeneración

Los principales elementos que constituyen un sistema genérico de Cogeneración son:

- Elemento primotor (motor primario)
- Elemento de recuperación de calor de desperdicio
- Sistemas de transmisión de energía
- Sistemas auxiliares (bombas, compresores, etc.)
- Sistema de control

El componente más importante es el motor primario, el cual convierte la energía del combustible en la energía mecánica. Los dispositivos de conversión más ampliamente utilizados son las turbinas de vapor, turbinas de gas y los motores de combustión interna.

Existe una gran variedad de equipos de recuperación del calor de desperdicio, por lo que la selección adecuada de éste dependerá del uso que se le necesite dar. Estos pueden ir desde sistemas de baja presión de distribución de vapor a las salidas de las turbinas, hasta calderas de recuperación para extraer la energía de los gases producidos en una turbina de gas o motor de combustión interna.

Los sistemas de control son necesarios para la automatización del motor principal, la operación segura del sistema de recuperación de calor y en general para la operación eficiente del sistema [2].

3.2 Cogeneración con Turbinas de Vapor

En esta configuración la energía mecánica es producida en una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera convencional. En este tipo de sistemas la eficiencia global es del orden del 85% al 90% y la eléctrica del 7% al 25% [2] [25]. Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 3 a 1 o mayor [24].

3.2.1 Ciclo de trabajo termodinámico

El ciclo termodinámico bajo el cual opera una turbina de vapor se denomina "Ciclo de Rankine". En este ciclo, el agua es bombeada a una presión media – alta, dependiendo del tamaño de la unidad y la temperatura a la que el vapor será eventualmente calentado. Posteriormente, el agua se calienta hasta su temperatura de ebullición y usualmente es sobrecalentada por encima de esa misma temperatura. El vapor presurizado se expande a una presión menor en una turbina de etapas

múltiples y posteriormente se canaliza a un condensador que opera al vacío, o bien, a un sistema de distribución que entrega el vapor para su uso en una aplicación industrial o comercial. Finalmente, el condensado es recirculado a través de una bomba para la continuación del ciclo [7].

Combustibles: gas natural, carbón, fuel oíl, biomasa, residuos sólidos municipales.

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación. Las últimas no son aplicables a cogeneración.

En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento.

En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.

Algunas características generales de los esquemas de cogeneración con turbina de vapor son las siguientes:

✓ **Turbina de vapor a contrapresión**

- Alto costo de inversión
- No consume agua de enfriamiento
- Genera poca energía eléctrica en comparación con el consumo de vapor de proceso
- El consumo de vapor de proceso define la capacidad generada
- Alta disponibilidad
- Equipo de limpieza de gases de muy alto costo si no se quema gas
- No permite variación grande y brusca de vapor de proceso

✓ **Turbina de vapor de extracción/condensación**

- Muy alto costo de inversión
- Alto consumo de agua de enfriamiento
- Operación muy flexible, permite control de potencia y vapor de proceso al mismo tiempo y en forma independiente
- Buena eficiencia térmica
- Mayor generación de electricidad al compararse con una turbina de contrapresión y con el mismo consumo de vapor de proceso
- Alta disponibilidad
- Equipo de limpieza de gases de muy alto costo sino se quema gas
- Permite variación brusca de vapor de proceso

En las figuras 3.2.1.1 y 3.2.1.2 se muestran un diagrama general del flujo de energía en un sistema de cogeneración con turbina de vapor [2].

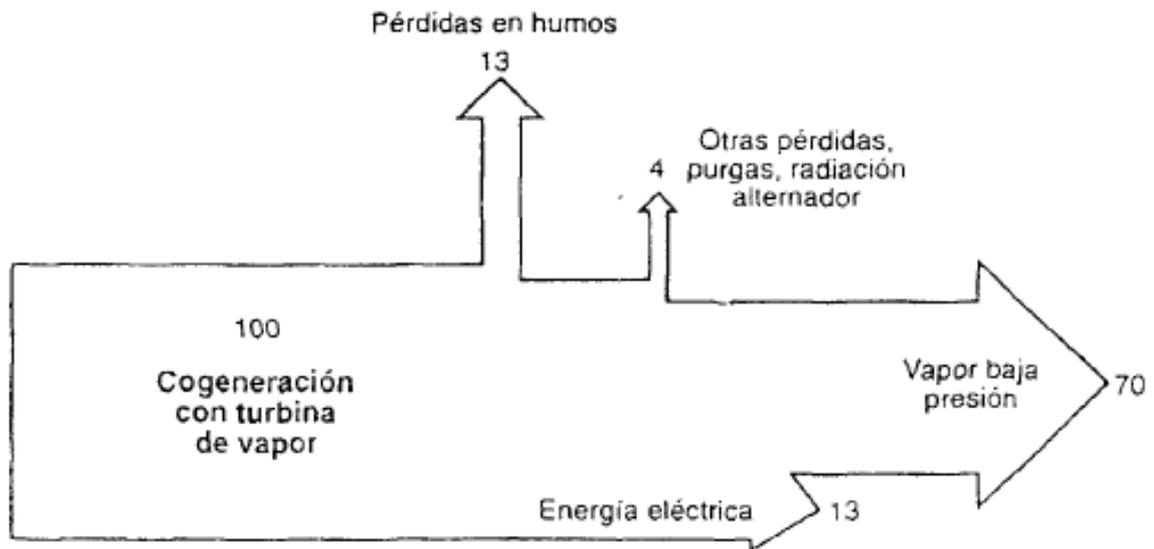


Figura 3.2.1.1: Cogeneración con Turbina de Vapor. Fuente: [2]

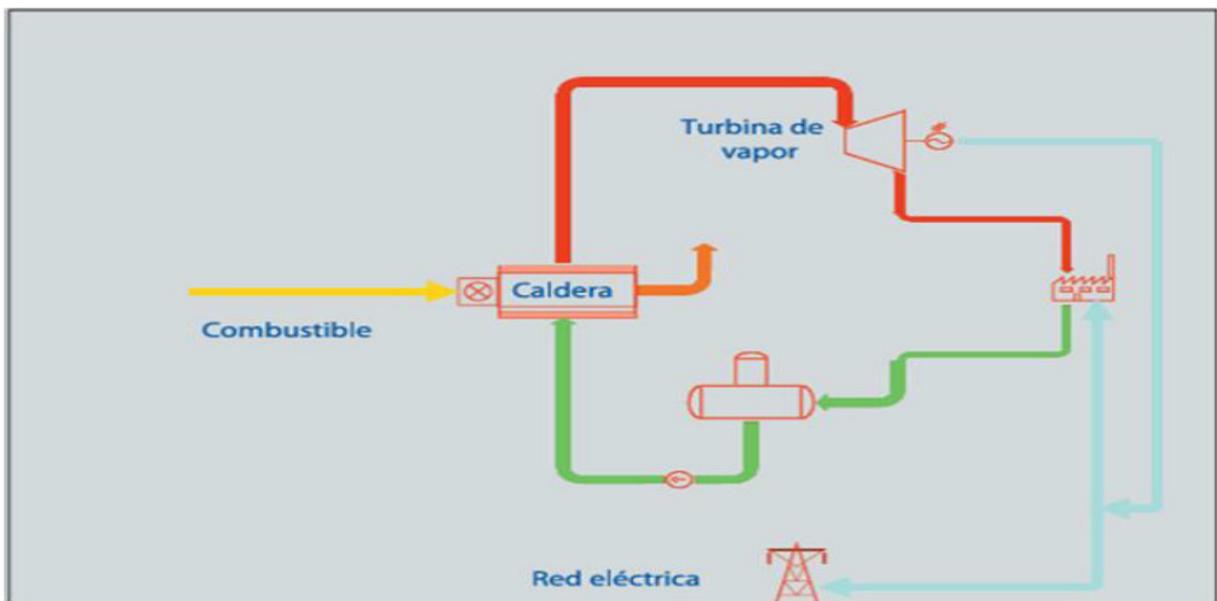


Figura 3.2.1.2: Esquema de planta de cogeneración con turbina de vapor. Fuente: [9]

3.3 Cogeneración con Turbinas de Gas

Consta, independientemente de la configuración en la que se utilice, básicamente de tres componentes:

- Compresor
- Cámara de combustión
- Turbina

Además de estos tres elementos hay que añadir un sistema de recuperación del calor que, mediante una caldera recupera el calor a través de los gases de escape (aproximadamente 500°C) [8].

3.3.1 Ciclo de trabajo termodinámico

Las turbinas de gas operan bajo un ciclo termodinámico conocido como “Ciclo de Brayton”. En este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión que, a su vez, se alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la turbina [7].

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, como veremos más adelante para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor.

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a 2.

Combustibles: Líquidos o gaseosos (gas natural, gas de síntesis, biogás, etc.).

Algunas características generales de los esquemas de cogeneración con turbina de gas con caldera de recuperación son las siguientes:

- Bajo costo de inversión
- No consume agua de enfriamiento
- Baja eficiencia sobre todo a cargas parciales
- Cantidad fija de vapor de proceso
- Baja inversión en equipo de limpieza de gases por quemar gas
- No permite variación grande de vapor de proceso
- Mínimo requerimiento de espacio. Fácil de instalar o desmontar
- Tiempo de arranque muy corto

En las figuras 3.3.1.1 y 3.3.1.2 se muestran un diagrama general del flujo de energía en un esquema de cogeneración con turbina de gas [2].

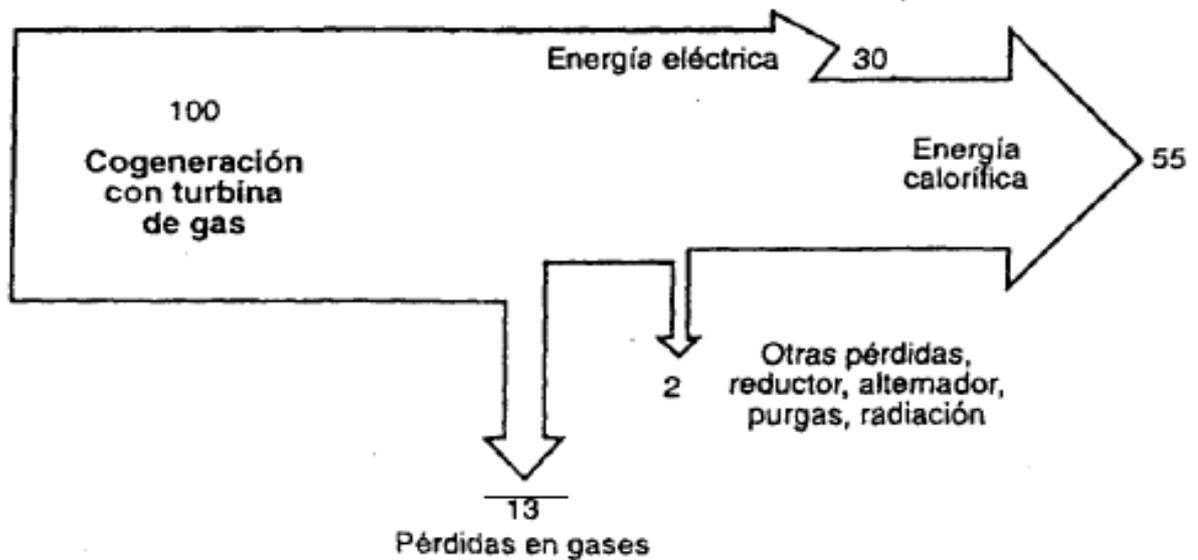


Figura 3.3.1.1: Cogeneración con Turbina de Gas. Fuente: [2].

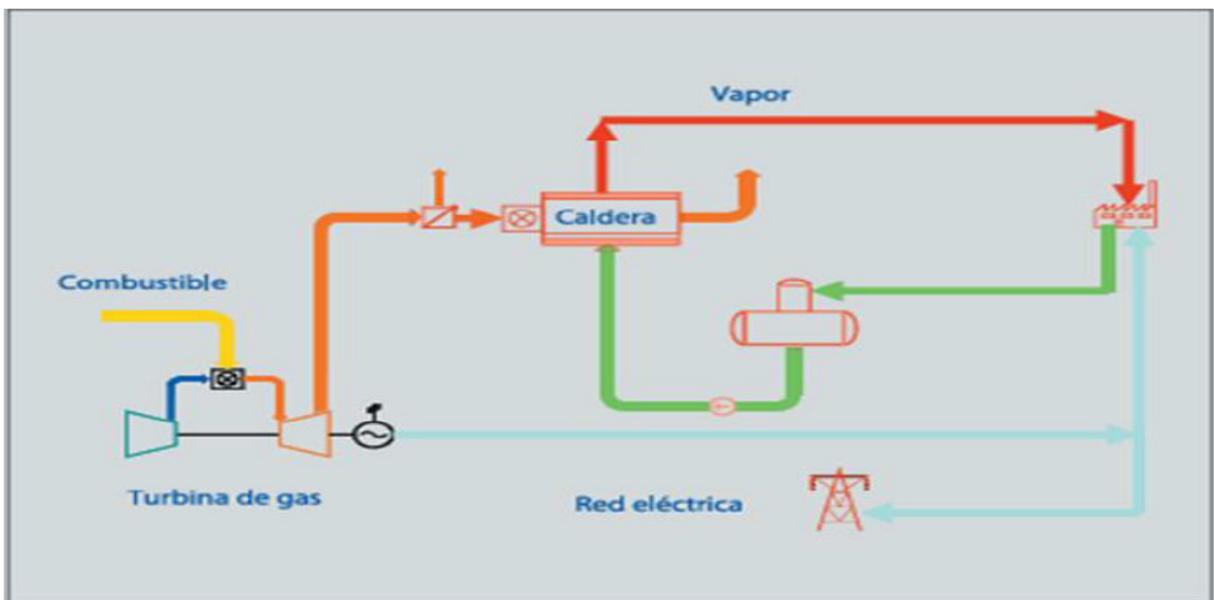


Figura 3.3.1.2: Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas. Fuente: [9].

3.4 Cogeneración con Motor Alternativo

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 41%, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 200 y 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de Cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas (85%). Con los gases residuales se puede producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80 a 100 °C [2].

3.4.1 Ciclo de trabajo termodinámico

En esencia el motor Otto y el motor Diésel tienen los mismos componentes mecánicos, ya que ambos usan una cámara de combustión de forma cilíndrica en la cual se desplaza un pistón. El pistón está a su vez conectado a un eje, el cual transforma el movimiento lineal del pistón en el movimiento rotatorio del eje.

La diferencia principal entre los ciclos de Otto y Diésel es la forma en la que se realiza la ignición del combustible, por lo que en el primer caso se utiliza una bujía para encender una mezcla de aire combustible contenida en el cilindro, mientras que en el segundo el aire contenido en el cilindro se comprime a una presión alta hasta alcanzar la temperatura de auto ignición del combustible [7].

Se introducen en el sistema tanto el aire como el combustible y, una vez realizada la combustión, se obtiene la energía química liberada en forma de mezcla de gases a alta temperatura y a alta presión, que genera energía mecánica para producir electricidad.

La energía térmica proveniente de los gases de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación que produce vapor [8].

Combustibles: Gas natural, diésel, biogás, entre otros.

Algunas características generales de los esquemas de Cogeneración con motor alternativo son las siguientes:

- Bajo costo de inversión
- Consumo medio de agua de enfriamiento
- Alta eficiencia térmica
- Generación térmica principalmente de agua caliente
- Operación poco flexible, la carga térmica depende frecuentemente de la generación eléctrica
- Alta producción de electricidad con relación a la carga térmica
- Mediana emisión de contaminantes
- Tiempo de arranque muy corto
- Requiere poco espacio para su instalación
- Tiempo corto de montaje
- Capacidades desde unos cuantos KW
- Aplican en procesos con relación calor / electricidad alrededor de 1.

En las figuras 3.4.1.1 y 3.4.1.2 se muestran un diagrama general del flujo de energía en un esquema de Cogeneración con motor alternativo [2].

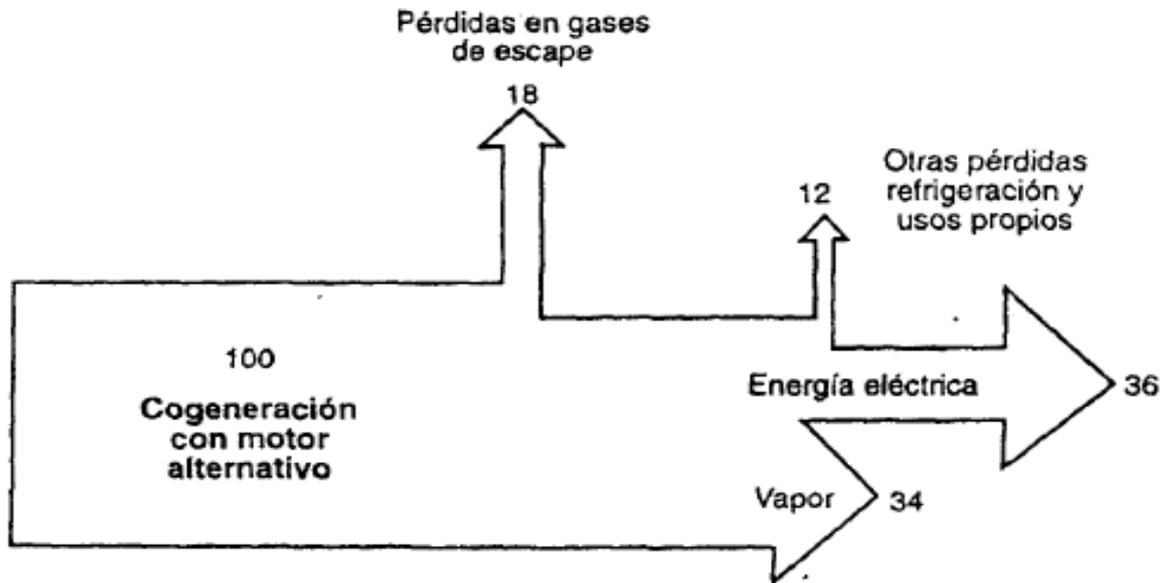


Figura 3.4.1.1: Cogeneración con Motor Alternativo. Fuente: [2].

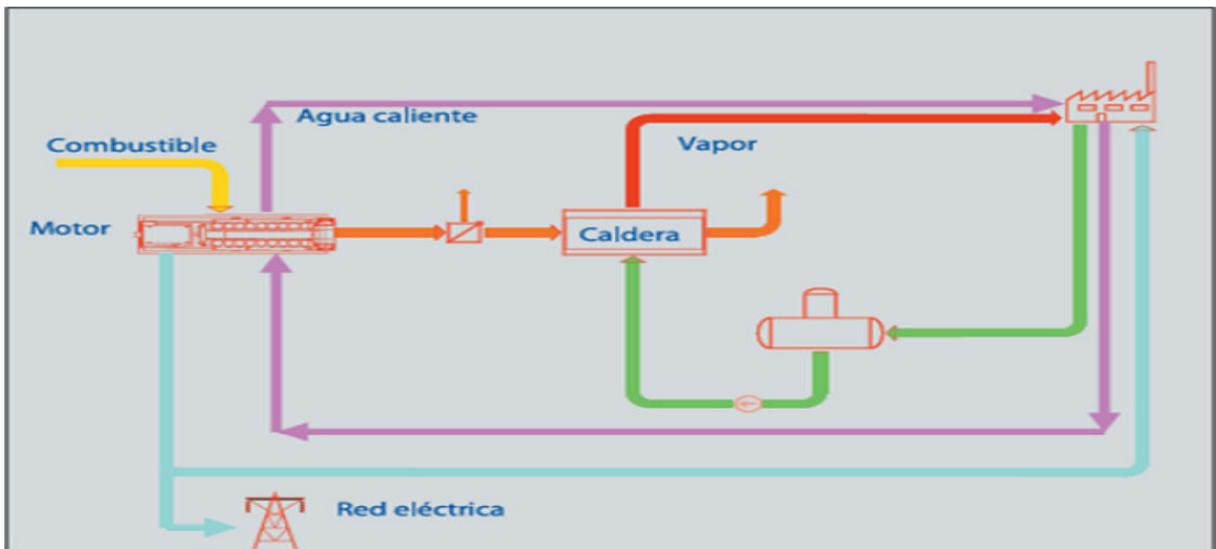


Figura 3.4.1.2: Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo. Fuente: [9]

Hay casos en los que los gases de escape no se pasan por una caldera, sino que se utiliza el calor procedente del gas directamente o a través de un intercambiador gas-aire como puede observarse en la siguiente figura [8]:

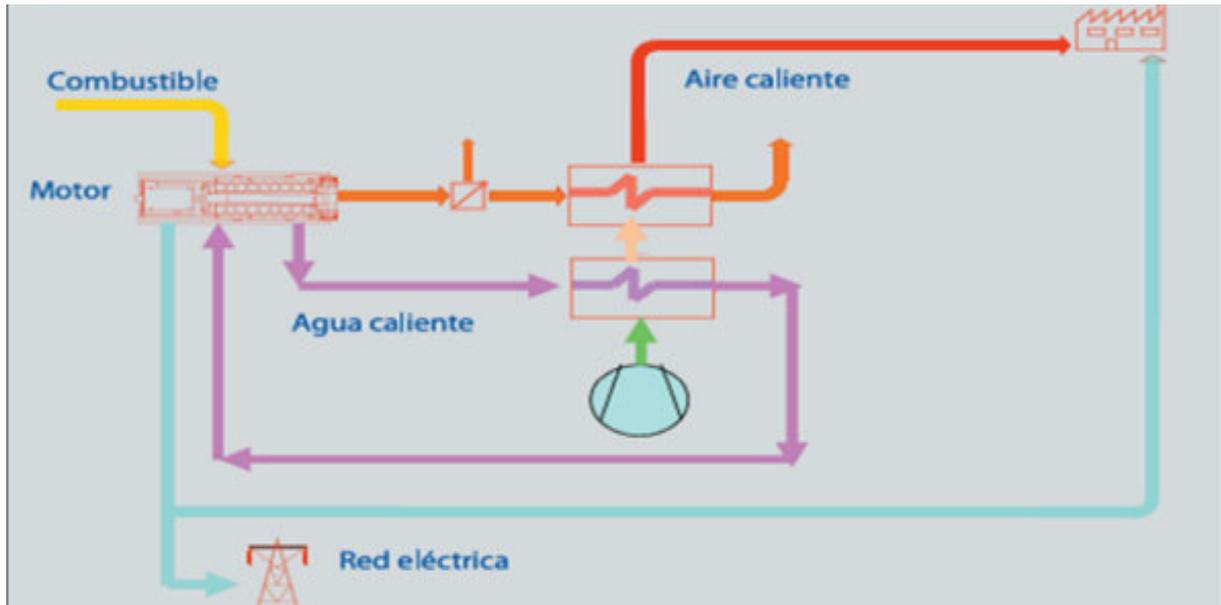


Figura 3.4.1.3: Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo sin caldera de recuperación. Fuente: [9].

3.5 Cogeneración con Ciclo Combinado

Este sistema se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones para los procesos de que se trate. El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón electricidad/calor se encuentra entre 0.8 y 1.6 [2] [25].

En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para maximizar la eficiencia del mismo. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hacen en función de las condiciones de los gases de escape de la turbina de gas y de las condiciones de vapor necesarias para la fábrica. Por ello se requiere un diseño adaptado al consumo de la planta industrial asociada a la cogeneración, que disponga de gran flexibilidad para posibilitar su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño, al mismo tiempo que maximice la energía eléctrica producida por la turbina de vapor [9].

Algunas características generales de los esquemas de Cogeneración con ciclo combinado son las siguientes:

- Mediano costo de inversión
- Consumo medio de agua de enfriamiento
- Muy alta eficiencia térmica
- Operación muy flexible con turbina de vapor de extracción y condensación
- Alta producción de electricidad con relación al vapor de proceso
- Muy baja emisión de contaminantes al quemar gas
- Permite variación grande y brusca de vapor de proceso
- Tiempo de arranque muy corto en la parte de turbogas [2]

En las figuras 3.5.1 y 3.5.2 se muestran el diagrama Sankey y el esquema de una planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas.



Figura 3.5.1: Diagrama de Sankey de Planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas. Fuente: [9].

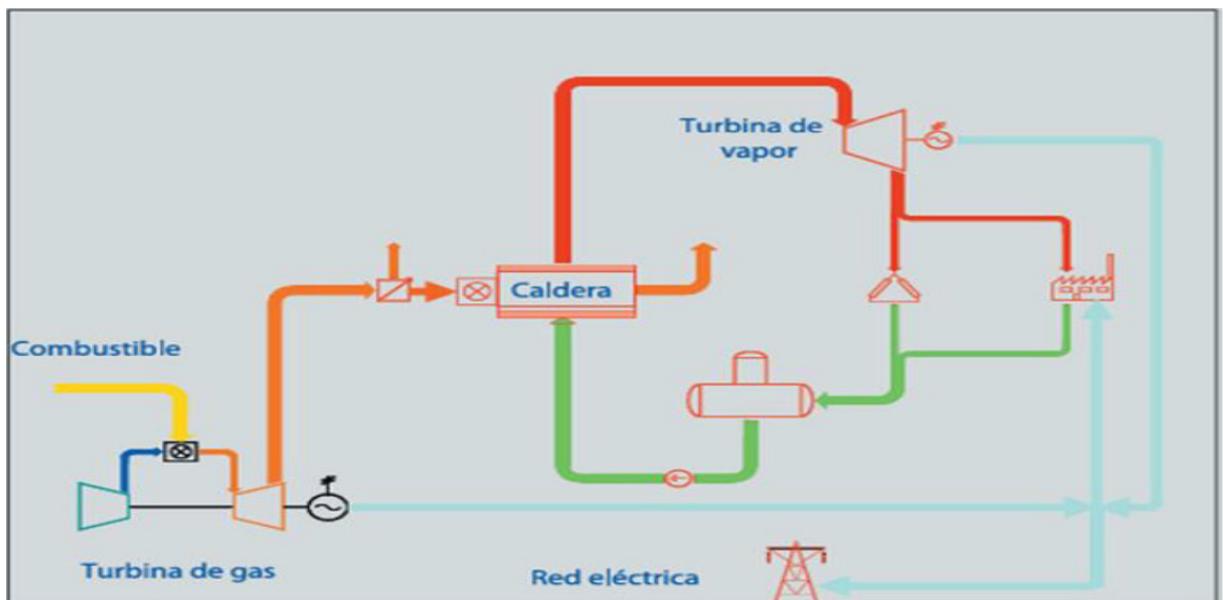


Figura 3.5.2: Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado. Fuente: [9].

3.6 Cogeneración con motores alternativos en ciclo combinado

En este tipo de plantas, el calor contenido en los gases de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación, produciendo vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o energía mecánica. El circuito

de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores, así como el calor de los gases que abandonan la sección de generación de vapor hacia la turbina de vapor, y el calor recuperado se utiliza directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración. El rendimiento eléctrico en esta planta es alto, mientras que el térmico disminuye considerablemente. Es interesante para plantas con demandas de calor bajas. El calor del escape de la turbina de vapor también puede aprovecharse, en cuyo caso mejora el rendimiento global.

La figura 3.6.1 se muestra el esquema de una planta de cogeneración con motor alternativo en ciclo combinado.

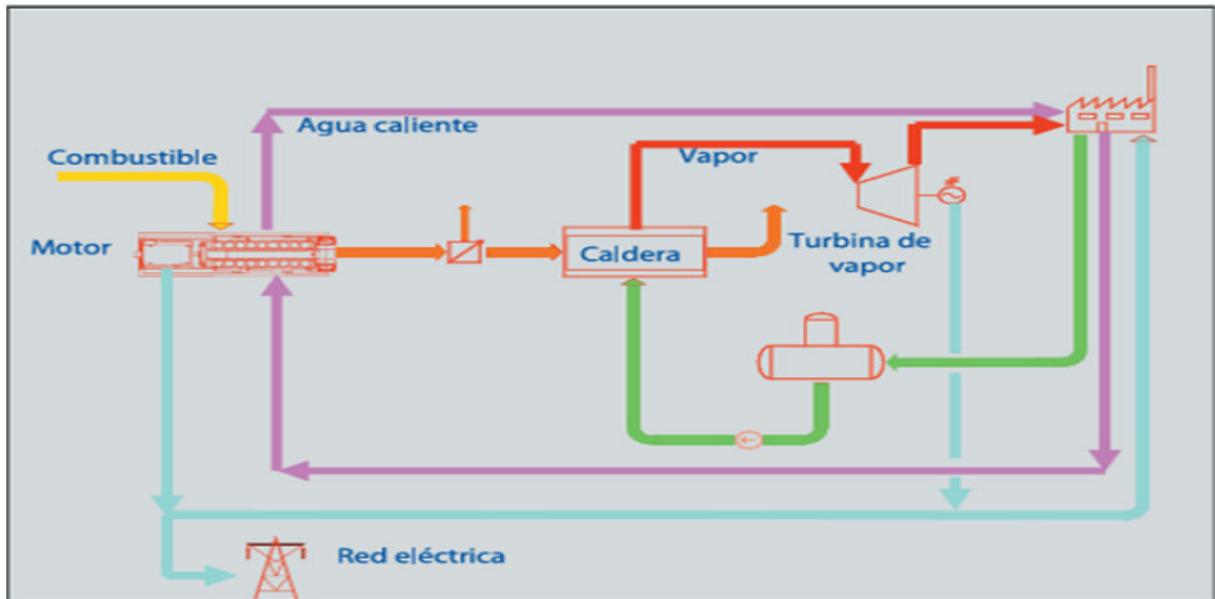


Figura 3.6.1: Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo en ciclo combinado. Fuente: [9].

3.7 Microgeneración

La microgeneración es aquella cogeneración a pequeña escala, que se realiza con microturbinas o con micromotores de combustión. Este tipo de cogeneración es interesante, para su utilización en el sector terciario, debido a que el rango de potencia utilizada es adecuado para este sector.

3.7.1 Micromotores alternativos

Estos son bien conocidos por todos ya que sus aplicaciones en nuestras actividades diarias son muchísimas. Desde los pequeños generadores que vemos en los puestos de venta ambulante hasta los motores que incorporan todos los vehículos, hay un abanico de potencias en el que se incluirían los micromotores para cogeneración.

La diferencia de estos motores es principalmente su rango de trabajo ya que están diseñados para funcionar un elevado número de horas en continuo con la máxima eficiencia por lo que se trata de buscar el régimen de funcionamiento que maximice el rendimiento eléctrico.

Los motores disipan calor a través de los circuitos de agua de refrigeración y de los gases de escape. En los micromotores se recuperan ambas fuentes de calor para finalmente dar toda la energía en forma de agua caliente que pueda ser usada para climatización.

En la figura 3.7.1.1 se muestran las partes de un micromotor alternativo

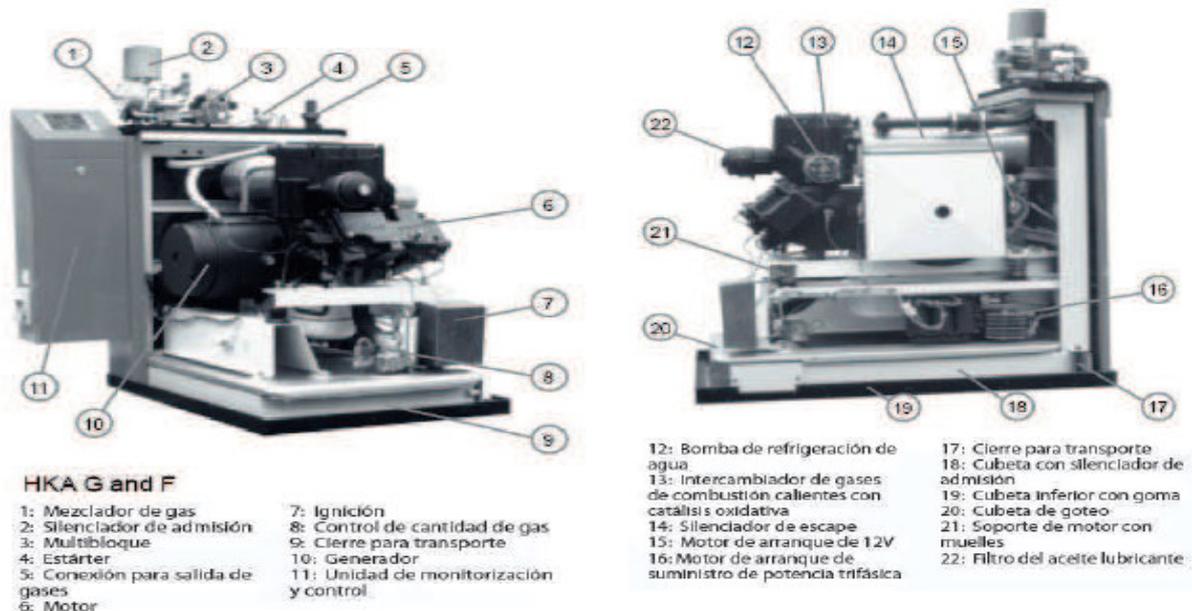


Figura 3.7.1.1: Partes de un micromotor alternativo DACHS de 5,5 kW eléctricos. Fuente: [9].

3.7.2 Microturbinas de gas

Son máquinas de combustión basadas en el mismo principio que las turbinas convencionales, pero simplificando los elementos mecánicos. El modo de funcionamiento de la microturbina no difiere mucho del de una turbina convencional. La diferencia principal se encuentra en el hecho de tener un ciclo de regeneración para mejorar el rendimiento eléctrico y a la ausencia de reductor para conectarse al alternador. Así, las microturbinas generan energía eléctrica en tensión alterna a frecuencia variable que es convertida a corriente continua y, mediante un inversor parecido al que incorporan los sistemas fotovoltaicos, se convierte a corriente alterna trifásica 400 V y 50 Hz que exigen las aplicaciones en baja tensión. Finalmente, los gases de escape tienen una temperatura de 300 °C aproximadamente que permite una recuperación térmica útil para la producción de ACS (agua caliente sanitaria), calefacción y frío.

Las microturbinas difieren substancialmente de la mayoría de los métodos tradicionales de generación de energía eléctrica usados en la industria, con emisiones sumamente bajas, y que resultan particularmente útiles en muchísimas aplicaciones industriales y comerciales. Una microturbina es esencialmente una planta de poder miniatura, autocontenida, que genera energía eléctrica y térmica en rangos desde 30 kW hasta 1,2 MW en paquetes múltiples (multipacks). Tiene una sola parte móvil, sin cajas de engranes, bombas u otros subsistemas, y no utiliza lubricantes, aceites o líquidos refrigerantes.

Estos equipos pueden usar varios tipos de combustibles tanto líquidos como gaseosos, incluyendo gases de bajo poder calorífico (tan bajo como 350 BTU) emanados de digestores de rellenos sanitarios.

Uno de los usos más prácticos y eficientes de la microturbina está en la cogeneración para maximizar el uso del combustible con eficiencias del sistema entre 70-80%.

Las microturbinas existentes están basadas en compresores y turbinas radiales. Las turbomáquinas de flujo radial pueden operar con muy pequeños flujos volumétricos de aire y productos de la combustión, con componentes de alta eficiencia y con procesos de manufactura menos complicados que los de máquinas que trabajan con flujos axiales; las máquinas de flujo radial ofrecen menos superficie de contacto, por lo tanto, menos pérdida de energía en las paredes y mayor eficiencia. Los componentes de flujo radial tienen generalmente menor costo de manufactura.

Para el diseño aerodinámico específico, como el grado de energía y la disminución de los diámetros del compresor y de la turbina, la velocidad del eje requerida para la correcta operación de la turbina aumenta, por lo tanto, la velocidad del eje de las microturbinas es muy alta [14]. En las figuras 3.7.2.1, 3.7.2.2, 3.7.2.3 y 3.7.2.4 muestran el esquema de una microturbina de gas, las partes y componentes detallados de la misma y una figura de como se ve el equipo en su recinto

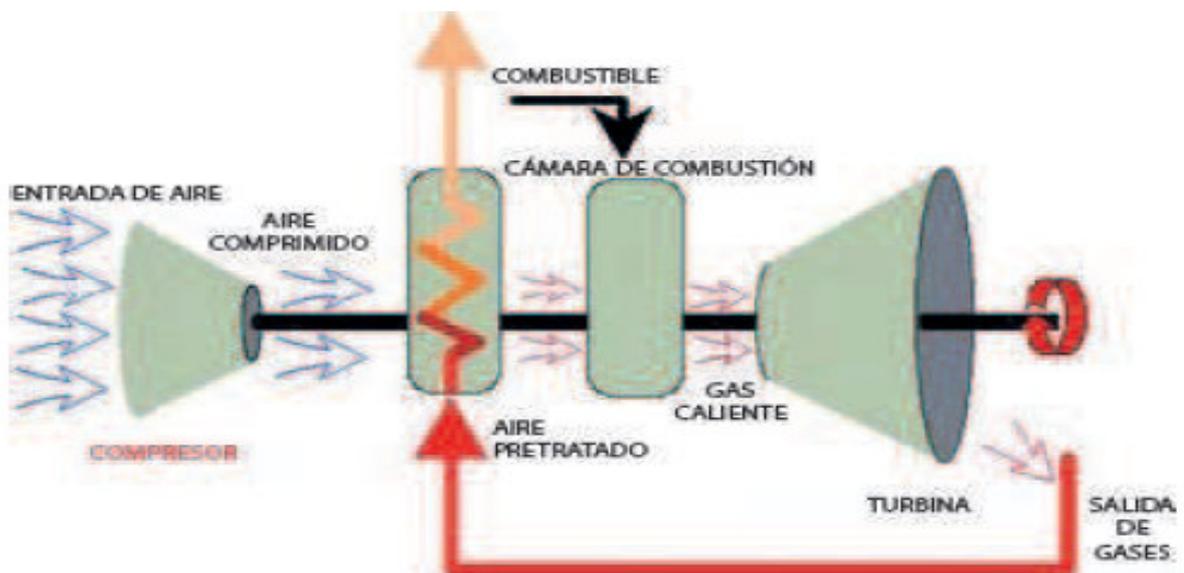


Figura 3.7.2.1: Esquema de una microturbina de gas. Fuente: [9].



Figura 3.7.2.2: Única parte móvil de una microturbina Capstone. Fuente: [9].

C200 Engine Components

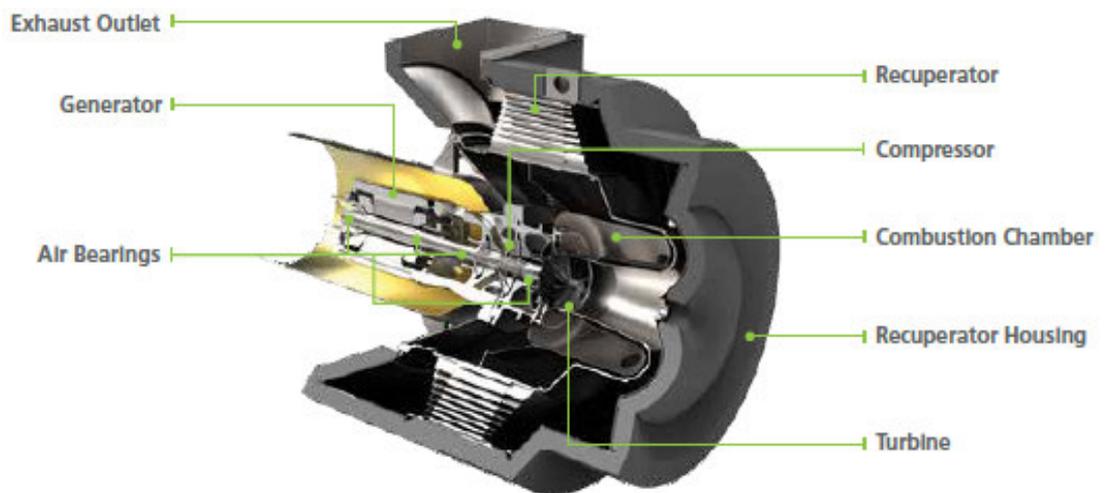


Figura 3.7.2.3: Componentes de una microturbina Capstone C200. Fuente: Capstone.



Figura 3.7.2.4: C600S ICHP Power Package Capstone. Fuente: Capstone

Componentes del sistema de Cogeneración

A continuación, se describen con mayor detalle los componentes del sistema de cogeneración con microturbina dado que es la tecnología adoptada en este estudio. Los componentes de un sistema de cogeneración con microturbina se muestran en la figura 3.7.2.5:

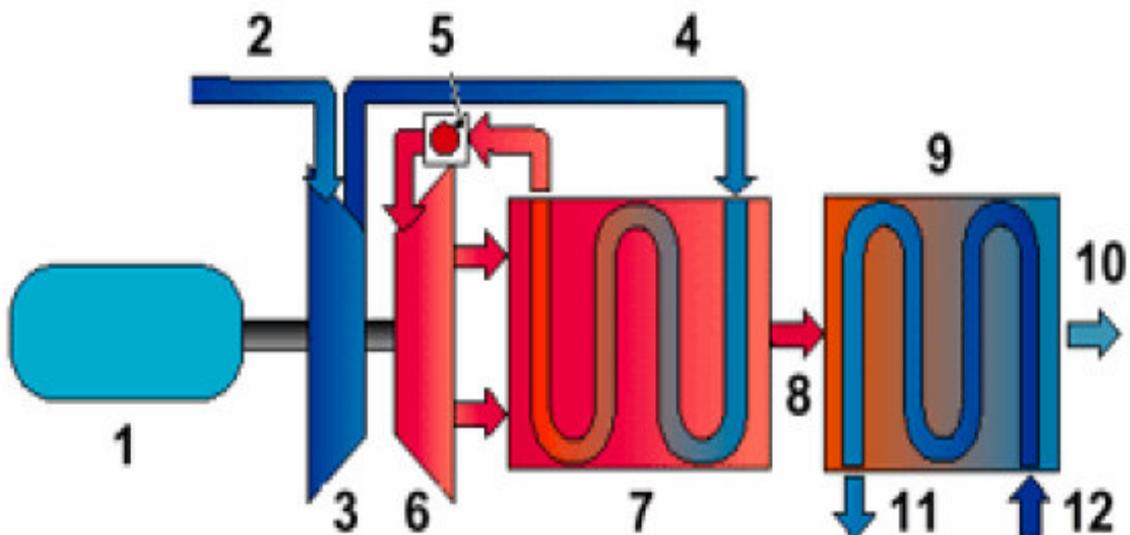


Figura 3.7.2.5: Esquema termodinámico del sistema de cogeneración. Fuente: [14]

1. Alternador
2. Entrada de aire
3. Cámara de Combustión
4. Aire de Combustión
5. Compresor

6. Turbina
7. Recuperador
8. Gas de escape (alrededor de 270° C)
9. Intercambiador de Calor
10. Salida de Gas de Escape
11. Salida de Agua de Caldera
12. Entrada de Agua de Caldera

1. **Alternador:** generador sincrónico 480/400 V A.C trifásicos a 50/60 Hz, que puede sincronizarse con la red pública.
2. **Entrada de aire:** aire tomado desde el ambiente que ingresa al compresor para que se pueda iniciar el proceso de combustión al mezclarse con el combustible.
3. **Cámara de combustión:** recinto donde se produce la combustión a presión constante entre el aire y el combustible.
4. **Aire de combustión:** producto de combustión que ingresa a la turbina.
5. **Compresor:** de tipo radial, cuya función es comprimir el aire de entrada para introducirlo en la cámara de combustión hasta la presión adecuada.
6. **Turbina:** de tipo radial, cuya función es expandir los productos de combustión hasta la presión atmosférica.
7. **Recuperador:** es un intercambiador de calor, dentro de la microturbina, entre el flujo de gas de combustión caliente (alrededor de 1200°F), con el flujo de aire comprimido para la combustión (entre 300 y 400°F) antes que este último entre a la cámara de combustión, de este modo se reduce la necesidad de más combustible para la correcta operación de la microturbina. Las microturbinas necesitan de un recuperador para lograr eficiencias competitivas con respecto a las tecnologías existentes. Dependiendo del diseño de la microturbina, este incremento por el recuperador puede llegar a duplicar la eficiencia original. Sin embargo, el incremento de presión del aire y la disminución de la temperatura del flujo de gas quemado no son convenientes, el primero para la energía eléctrica generada y el otro para aplicaciones en sistemas CHP (*Combined Heat Power*) [14].
8. **Gases de escape:** gases del producto de combustión luego de pasar por la etapa de expansión en la turbina, para entrar en el intercambiador.
9. **El intercambiador de calor:** es del tipo de flujo de gas-agua. La energía térmica de los gases de escape es transferida al sistema de agua caliente por el intercambiador de calor. El recuperador calienta el aire de combustión, extrayendo calor de los gases de escape [14].
10. **Salida de gases de escape:** los gases de escape salen a través de una chimenea y son dirigidos a la atmósfera con bajas emisiones contaminantes.
11. **Salida de agua de caldera:** agua calentada en el intercambiador de calor para uso sanitario y calefacción u otros usos.

12. Entrada de agua de caldera: agua de red o agua de proceso que entra al intercambiador para ser calentada.

A continuación, en la figura 3.7.3.1, se muestra una infografía del proceso de cogeneración con microturbina.

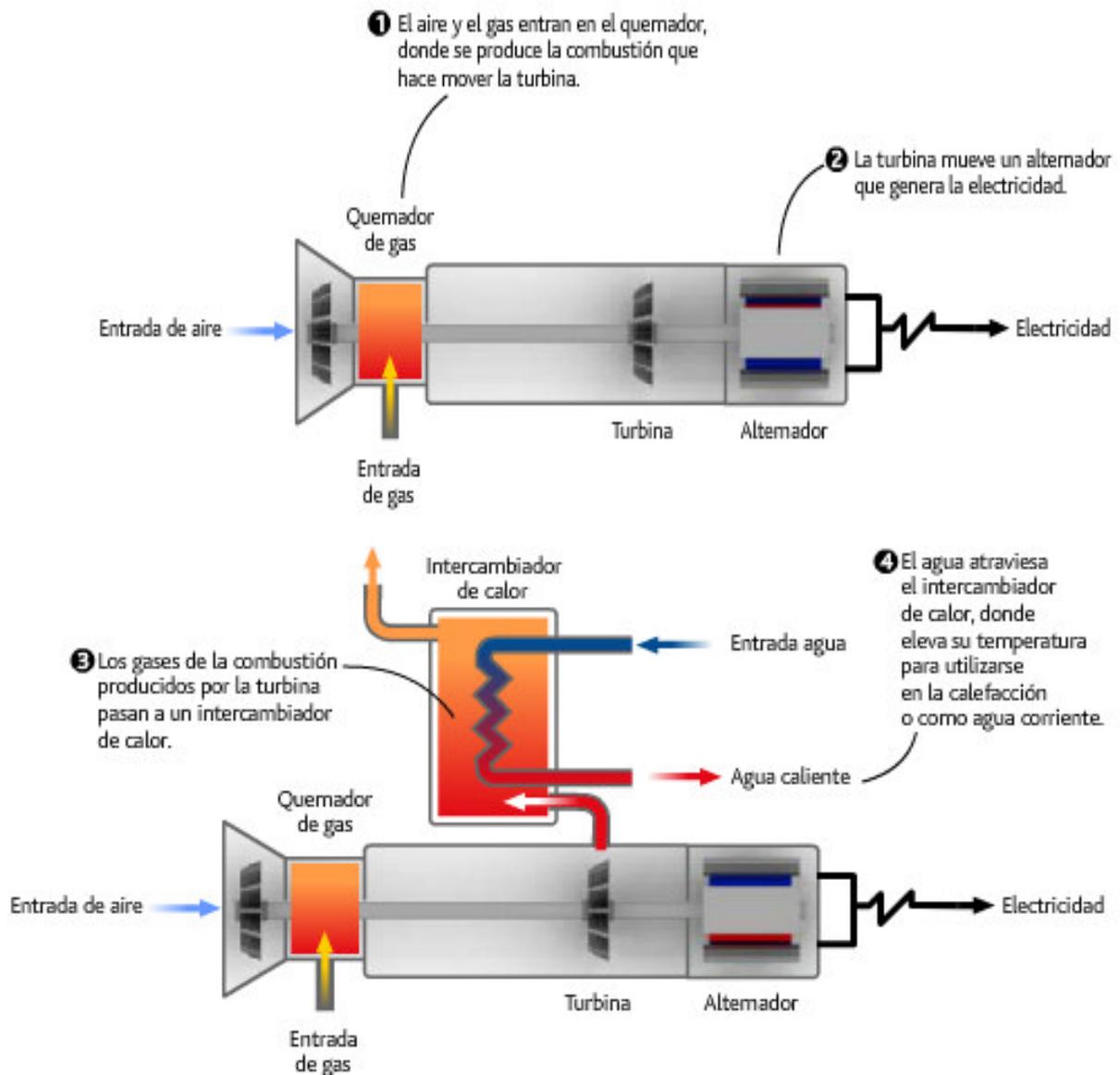


Figura 3.7.3.1: Funcionamiento de un sistema de cogeneración por microturbina.

En la figura 3.7.3.2 se muestra cómo es el funcionamiento de una microturbina aplicada a una vivienda.

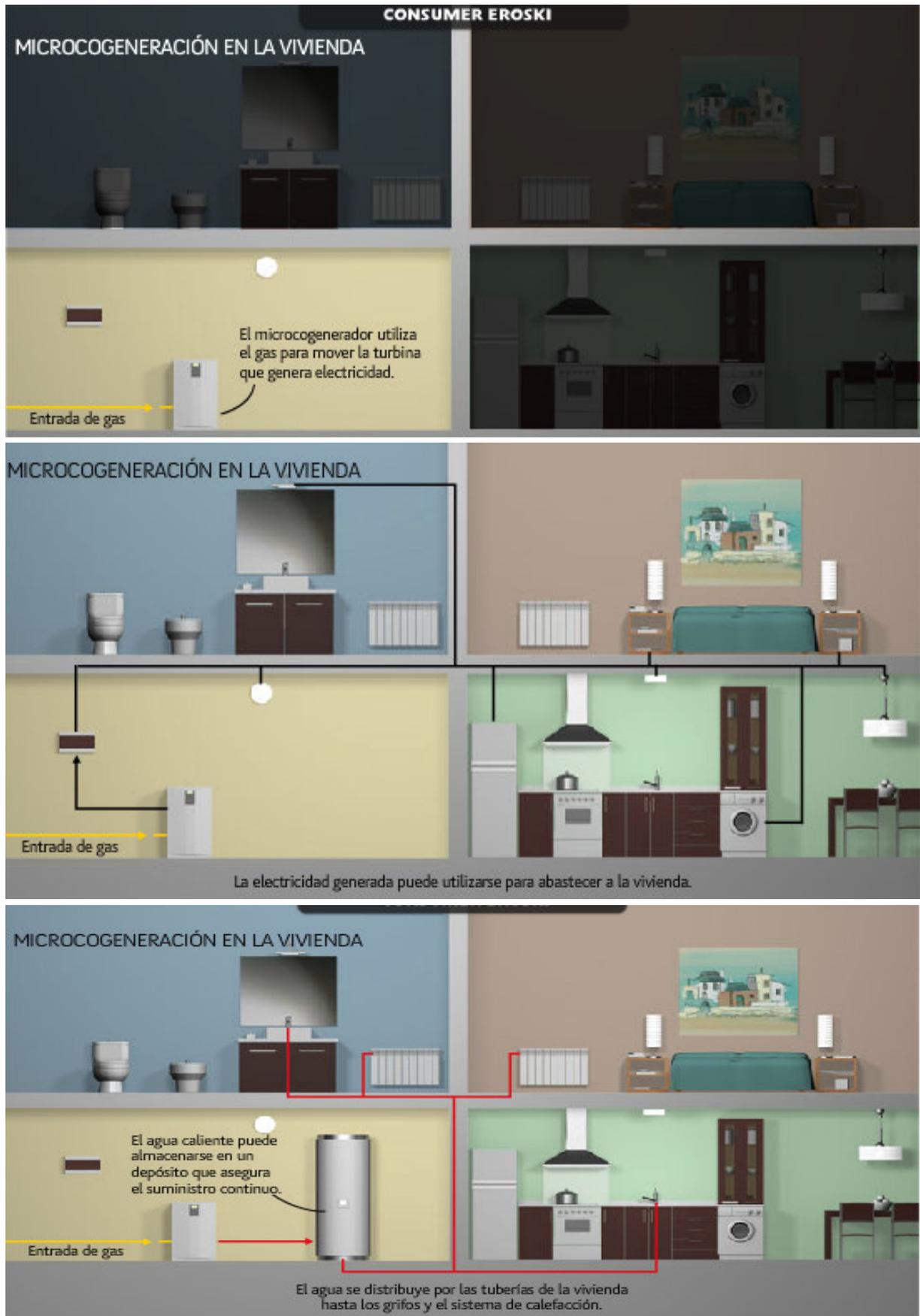


Figura 3.7.3.2: Proceso de funcionamiento de cogeneración

Los sistemas de microcogeneración tienen rendimientos de generación eléctricos inferiores a los equipos de cogeneración de mayor tamaño. Esta menor capacidad de transformar el combustible en electricidad produce una mayor capacidad de recuperación térmica. Los sistemas de cogeneración se rigen por el mayor aprovechamiento de la energía contenida en el combustible, lo cual se cuantifica en el rendimiento global (RG). En la tabla 3.7.3.1 se muestran los valores típicos de eficiencia según tecnologías y tamaño. Siendo E_e (electricidad), V (calor), Q (combustible). Se consideran máquinas con potencias unitarias menores a 100 kW eléctricos.

Tabla 3.7.3.1: Sistemas de microcogeneración. Fuente: [9]

Sistemas de microcogeneración	$RE=E/Q$	$RG=(E+V)/Q$	$C=E_e/V$	Tamaño (kW)
Micromotores	25-35	75	0,5 - 0,9	10 - 400
Microturbinas	25-30	75	0,5 - 0,67	30 - 1000

Si comparamos ambas tecnologías para una misma potencia eléctrica unitaria, la microturbina tiene un rendimiento eléctrico menor que el micromotor (en torno al 30% frente al 35%), pero queda compensado con la recuperación térmica cuando se comparan sus rendimientos globales. Por otra parte, cabe destacar que la ausencia de aceites lubricantes, sistemas auxiliares para el arranque y la refrigeración y una única parte móvil, hacen que su confiabilidad sea superior y sus costos de mantenimiento inferiores. En cada caso se debe escoger la tecnología más apropiada en función de la potencia y del modo de operación [9].

Comparación entre tecnologías de Cogeneración

A continuación, en la tabla 3.7.3.2, se presenta una tabla que resume las principales características de los sistemas de cogeneración más utilizados.

Tabla 3.7.3.2: Características de los principales sistemas de cogeneración. Fuente: elaborado por el autor.

Característica	Turbina de vapor	Turbina de gas	Motor alternativo	Ciclo combinado	Microturbina
Costo de inversión	Alto	Bajo	Bajo	Mediano	Alto
Rendimiento global (%)	75 - 90	75 - 85	75 - 85	>80	70 - 80
Tipos de combustibles	Gas natural, carbón, combustóleo, biomasa, residuos sólidos municipales	Líquidos o gaseosos (gas natural, gas de síntesis, biogás, etc.)	Gas natural, diésel, biogás, entre otros	Líquidos o gaseosos (gas natural, gas de síntesis, biogás, etc.)	Diésel, biodiesel, querosén, gas natural, GLP y biogás
Vida útil	Alta (25 años)	Corta	Largo	Media	Media
Potencias [MW]	0,5 a 100 o más	0,5 a 265	1 a 25	0,5 a 265	0,03 a 1
Emisiones	Limpios. Gases con elevado contenido de oxígeno	Limpios. Gases con elevado contenido de oxígeno	Mediana	Baja	Muy baja
Relación de potencias eléctrica/ térmica	>0.33	0,6 - 1	1 - 1,5	0.8 - 1.6	0,5 - 0,7
Tiempo de arranque	Largo	Corto	Muy corto	Corto	Muy corto
Tamaño	Grande	Medio	Chico	Grande	Muy chico
Costo de mantenimiento	Alto	Bajo	Alto	Alto	Muy bajo

3.8 Clasificación de los sistemas de cogeneración

Las tecnologías de cogeneración pueden ser agrupadas en dos grandes grupos, de acuerdo con el orden relativo de generación de energía eléctrica y calor. Se tiene entonces así, los ciclos “bottoming” (inferiores), figura 3.8.2 y los ciclos “topping” (superiores), figura 3.8.1. En el caso de los sistemas de cogeneración para la producción de energía eléctrica, cualquiera que sea el ciclo utilizado, el generador eléctrico puede ser sincrónico o asincrónico.

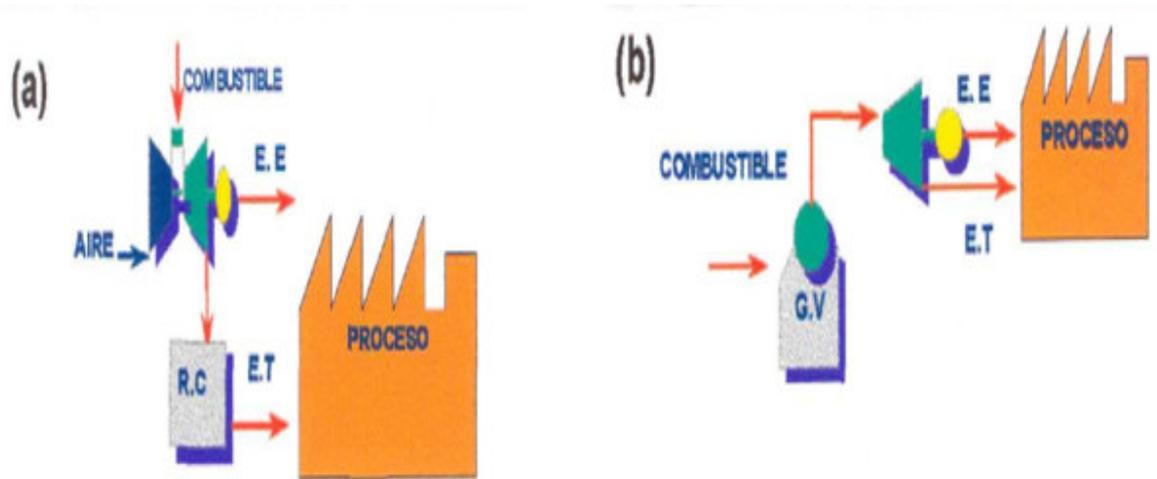


Figura 3.8.1: a) Sistemas superiores (topping) de cogeneración con turbina a gas. b) Sistemas superiores (topping) de cogeneración con turbina de vapor. Fuente: [2]

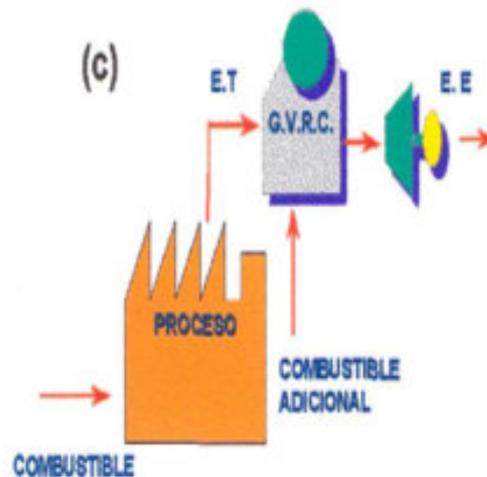


Figura 3.8.2: Sistema inferior (bottoming) de cogeneración con turbina de vapor. Fuente: [2]

3.8.1 Ciclos “bottoming”

Las tecnologías que operan según ciclo “bottoming”, también denominado ciclo inferior, involucran, la recuperación directa del calor residual, que normalmente es liberado a la atmósfera, para la producción de vapor y energía mecánica o eléctrica (en turbinas de condensación y/o de contrapresión). En este tipo de tecnología, primero la energía térmica es utilizada en el proceso, en tanto que el calor o gases de escape son utilizados para la producción de energía eléctrica o mecánica.

Las tecnologías en ciclos de tipo “bottoming” son más adecuadas para las instalaciones industriales donde existen grandes cantidades de flujos residuales en niveles de temperaturas superiores a los 350 °C. Dentro de estas las instalaciones adecuadas para este tipo de ciclo se encuentran las industrias químicas, metalúrgicas, de vidrio, cementeras, u otras.

Son posibles los ciclos inferiores o “bottoming” de cogeneración utilizando turbinas de vapor y/o turbinas de gas.

La figura 3.8.1.1 ilustra un sistema de cogeneración en ciclo “bottoming” utilizando una turbina a vapor:

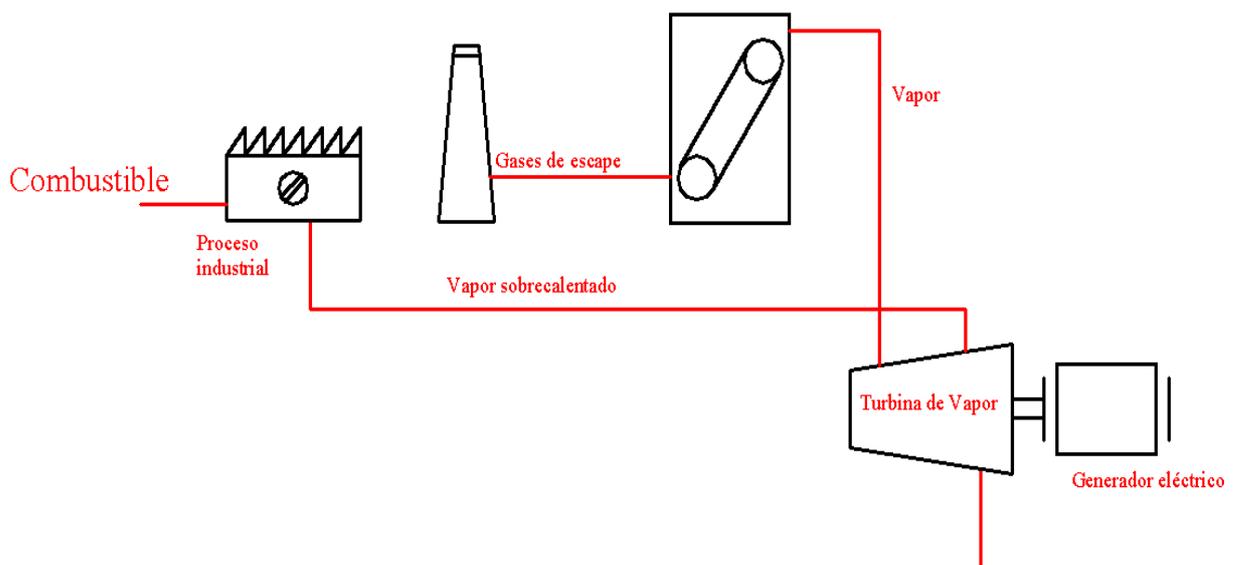


Figura 3.8.1.1: Cogeneración con turbina a vapor (ciclo “bottoming”). Fuente: [11]

La inyección suplementaria de vapor en la turbina garantiza una mayor flexibilidad en la generación de potencia.

La utilización de turbinas a gas en ciclos “bottoming” se puede dar directamente del aprovechamiento directo de los flujos de gases de escape, o puede resultar inviable, cuando se corre el riesgo de tener presencia de materiales abrasivos o corrosivos junto con los gases. En este caso puede ser utilizado un intercambiador de calor de tipo gas-gas, la cual es una solución de mayor costo [11].

3.8.2 Ciclos “topping”

En las tecnologías de cogeneración que operan según ciclos “topping”, los flujos de calor a una temperatura más elevada son utilizados para la generación de energía eléctrica o energía mecánica.

El calor expulsado por el sistema de generación de potencia es utilizado para atender los requisitos de energía térmica del proceso, o sea, esta modalidad de cogeneración produce energía eléctrica o mecánica para después recuperar calor, proporcionado generalmente en forma de vapor para proceso (se puede también proporcionar agua caliente o fría y aire caliente o frío).

Los ciclos de tipo “topping” de cogeneración son posibles utilizando turbinas de vapor, turbinas de gas, y motores de combustión interna (de ciclo Diésel u Otto) [11].

3.8.2.1 Tecnologías con turbina a vapor en ciclo “topping”

El empleo de turbinas a vapor constituye la opción tecnológica más difundida para las instalaciones industriales. Dependiendo de la cantidad y la calidad de la demanda de vapor y de otros factores operacionales del proceso industrial, existen varias opciones disponibles de turbinas a vapor para sistemas de cogeneración. La Figura 3.8.2.1.1 ilustra algunos de los tipos de turbinas de vapor más utilizados.

Las turbinas de vapor empleadas en cogeneración pueden ser de extracción/condensación o contrapresión. A pesar de que las turbinas de extracción/condensación presentan menores rendimientos, existen algunos puntos ventajosos en su utilización en relación a las de contrapresión. Las primeras posibilitan una buena atención de la demanda de energía eléctrica, y son utilizadas en unidades en las que las necesidades de vapor pueden variar mucho, o en plantas industriales donde debe evitarse la interrupción del suministro de energía eléctrica.

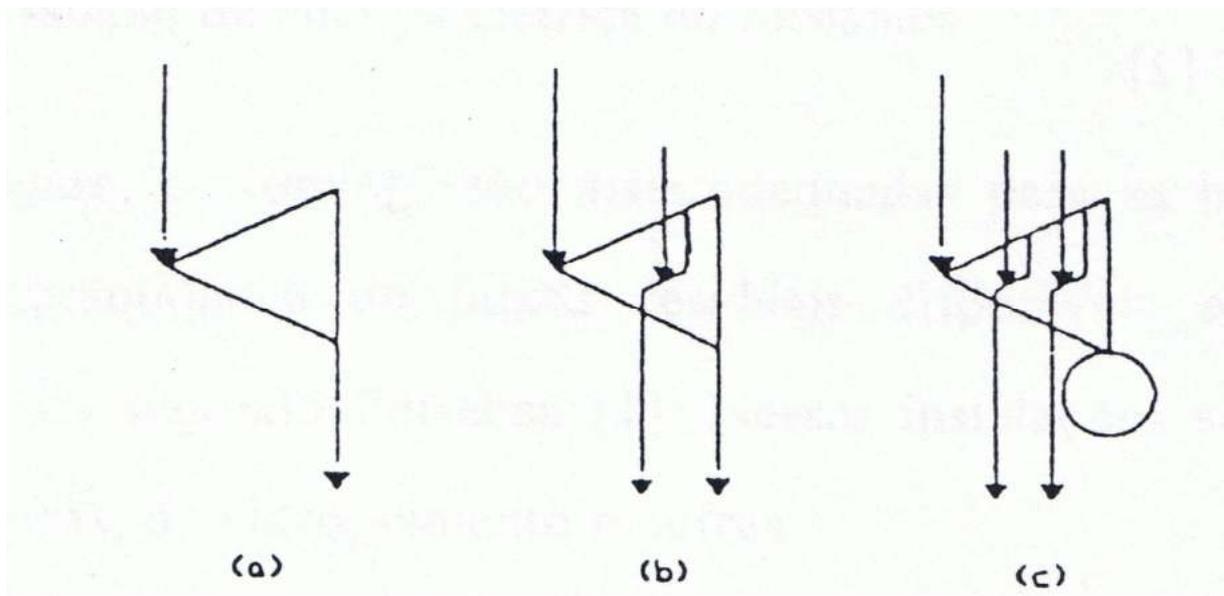


Figura 3.8.2.1.1: Tipos más comunes de turbinas a vapor utilizadas en cogeneración: (a) de contrapresión, (b) contrapresión con 1 extracción, (c) condensación con 2 extracciones. Fuente: [11]

Las figuras 3.8.2.1.2 y 3.8.2.1.3 ilustran ciclos de cogeneración con turbinas a vapor típicos de la industria azucarera y del papel y celulosa, respectivamente, mostrando que la elección del tipo de turbina depende también de la aplicación a la que se destina el sistema.

Vapor a presiones en la franja de 10 a 110 kg/cm², producido en generadores convencionales de vapor, es utilizado en turbinas de vapor para la generación de potencia; mientras que vapores de escape en la franja de 2 a 20 kg/cm² es empleado como vapor de proceso.

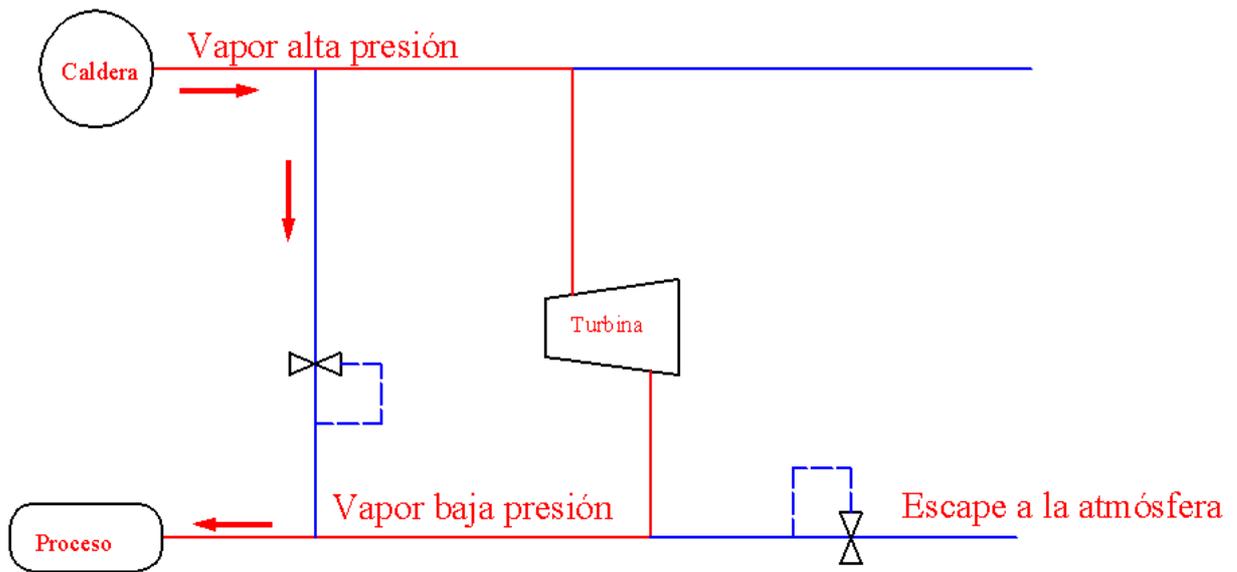


Figura 3.8.2.1.2: Cogeneración para la industria azucarera. Fuente: [11]

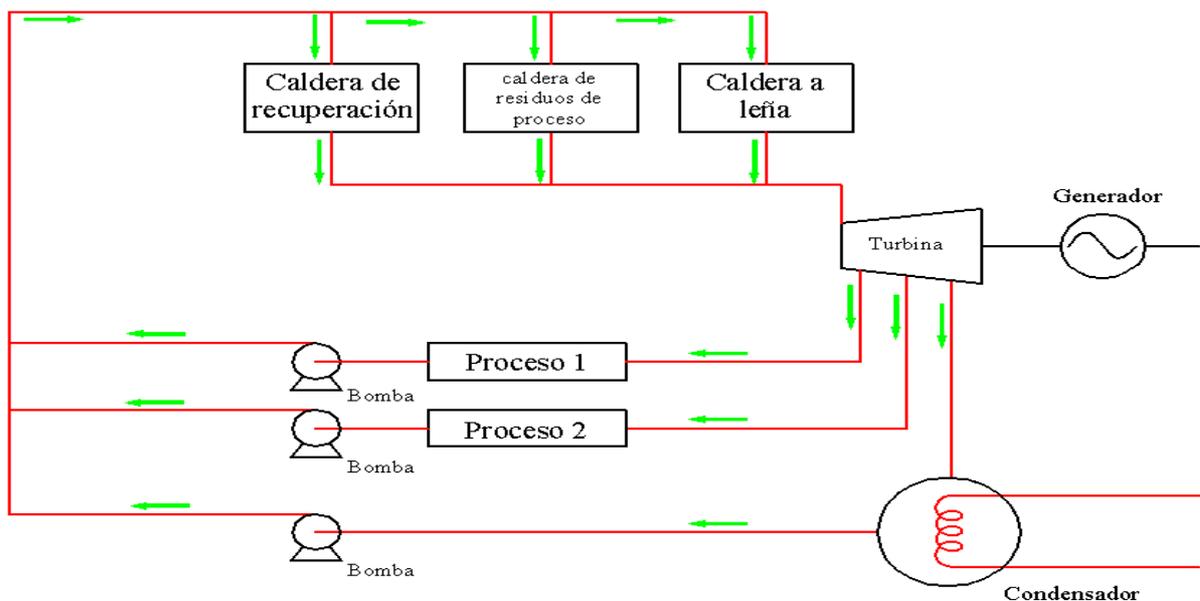


Figura 3.8.2.1.3: Cogeneración para la industria del papel y celulosa. Fuente: [11]

La Tabla 3.8.2.1.1 a continuación, muestra valores típicos de performance de sistemas de cogeneración empleando turbina a vapor donde,

P- Potencia

dh – diferencia entálpica

nisot - eficiencia de expansión isoentrópica

TPV – tasa de producción de vapor

Tabla 3.8.2.1.1: Eficiencia isoentrópica y tasa de producción de vapor para sistemas de cogeneración utilizando turbinas a vapor. Fuente: [11]

Tipo de Unidad	P [MW]	dh [kJ/kg]	nisot [%]	TPV [kg/kWh]
Contrapresión:				
Simple etapa	0, - 1	515,36	40 - 50	18,4 - 14,7
Múltiples etapas	1 - 5	515,36	65 - 75	11,3 - 9,8
	5 - 25	515,36	75 - 80	9,8 - 9,2
Condensación:				
Simple etapa	0,1 - 1	1320,58	40 - 50	7,2 - 5,7
Múltiples etapas	3 - 20	1320,58	70 - 76	4,1 - 3,8
	20 - 50	1320,58	76 - 80	3,8 - 3,6
NOTA:				
Contrapresión	Presión de vapor de entrada: 4,137 MPa			
	Presión de vapor de salida: 0,345 MPa			
Condensación	Presión de vapor de entrada: 9,998 MPa			
	Presión de vapor de salida: 0,103 MPa			

3.8.2.2 Cogeneración con turbina a gas en ciclo “topping”

Los sistemas de cogeneración utilizando turbina a gas asociadas a calderas de recuperación de calor residual para la producción de vapor, o utilizando los gases de escape directamente para sistemas tales como de secado y ciclos de absorción, son otras modalidades de plantas operando en ciclo “topping”. Para la generación de potencia mecánica o eléctrica existe una gama de turbinas a gas disponibles en el mercado, cuyas capacidades varían entre unos cientos de kW hasta unos cientos de MW.

Las capacidades de las turbinas de gas industriales varían entre 1 MW y 200 MW, siendo que para las turbinas aeroderivadas (turbinas de aviones desmantelados, a los que se les dio uso como turbo-generadores), dicha franja se estrecha entre 2 MW y 40 MW.

La velocidad de rotación de estas máquinas varía de 3.000 a 3.600 r/min para turbinas mayores a 20 MW, y de 5.000 a 28.000 r/min para las de menor potencia,

siendo que existe disponibilidad en el mercado de máquinas con potencias en el eje menores a 4 MW y con rotaciones entre 1.500 y 1.800 r/min.

Las plantas con turbinas a gas pueden operar en ciclo abierto o cerrado, como es mostrado en la Figura 3.8.2.2.1.

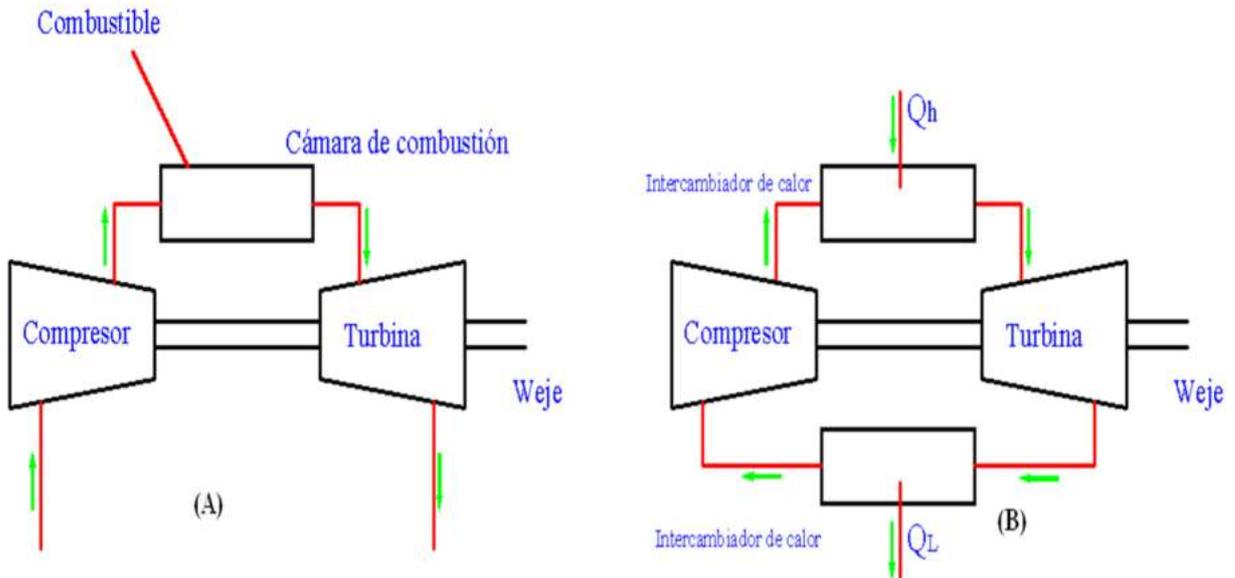


Figura 3.8.2.2.1: Ciclo Bryton para turbina a gas, (a) abierto, (b) cerrado. Fuente: [11]

Para el caso de sistemas de turbina a gas en ciclo cerrado, es permitido en principio la utilización de cualquier gas como fluido de trabajo. Entretanto, existen varias soluciones de compromiso entre el costo de la turbina y los costos de los componentes del intercambiador de calor, los cuales determinan la opción por gases de bajo o alto peso molecular. Los más comúnmente utilizados son el argón, el helio y el aire. Un alto peso molecular (como es el caso del argón) implica una reducción en el tamaño de la turbina, mientras que requiere intercambiadores de calor mayores.

En el caso del helio como fluido de trabajo, las turbinas son mayores, mientras que los intercambiadores son menores, debido al alto calor específico de ese gas.

Para el caso de la utilización del aire como fluido de trabajo, existe la ventaja de reducir las complicaciones mecánicas del sistema.

La Figura 3.8.2.2.2 muestra un esquema simplificado de sistemas de cogeneración con turbina a gas en ciclo cerrado para la producción de agua caliente.

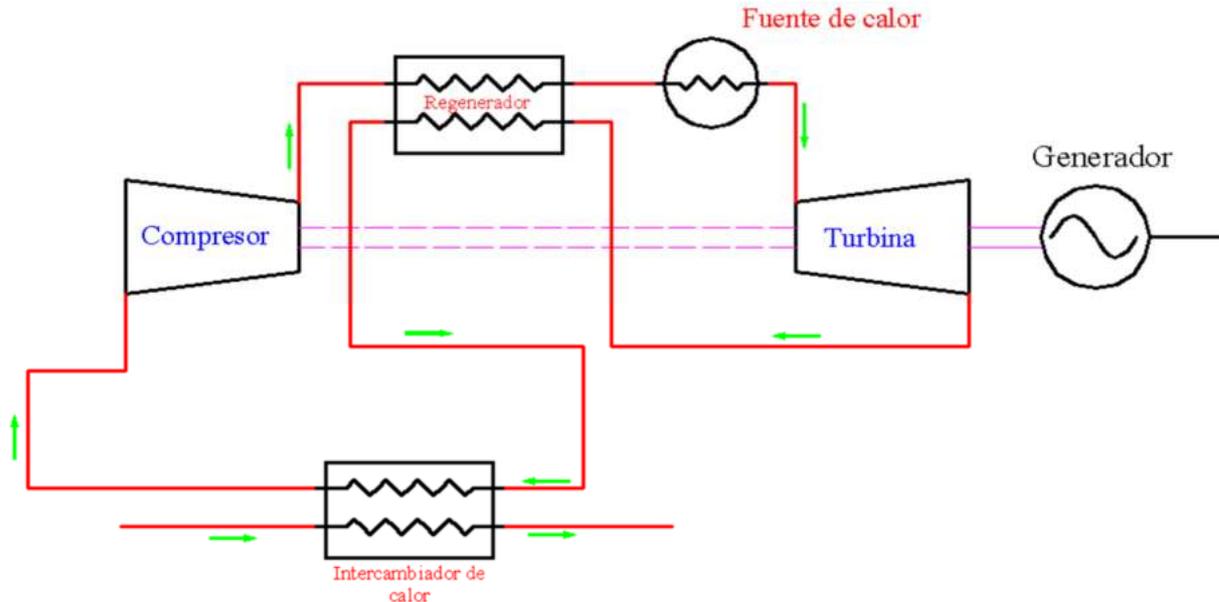


Figura 3.8.2.2.2: Cogeneración con turbina a gas en ciclo cerrado: Fuente [11]

Un sistema de turbina de gas en ciclo cerrado no tiene emisiones de gases. Toda emisión es debida a la fuente de calor utilizada, que es determinada por el tipo de combustible empleado y no por el tamaño de la turbina. Según Najjar[11], la eficiencia global de un sistema de cogeneración utilizando turbina a gas en ciclo cerrado para la producción de agua caliente, varía entre 50% y 63%, para tasas de compresión de entre 2 y 6, respectivamente. Evidentemente, mayores tasas de compresión implican mayores eficiencias.

Para el caso de sistema de cogeneración en ciclo abierto, la tecnología es bien conocida. El fluido de trabajo son los gases oriundos de la combustión, cuyos componentes dependen del combustible empleado, y de aire atmosférico utilizados para la combustión.

La eficiencia global de un sistema de cogeneración utilizando turbina a gas en ciclo abierto, cociente entre la potencia útil producida (eléctrica o mecánica + calor) y la potencia entregada por el combustible, varía entre 65% y 80%, dependiendo del nivel de energía térmica requerida por el proceso y de la temperatura de los gases lanzados a la atmósfera.

El combustible más apropiado para este tipo de sistema de cogeneración es el gas natural, que posee una alta densidad energética y buena eficiencia de combustión, más allá de ser un combustible menos contaminante.

La Figura 3.8.2.2.3 muestra un sistema de cogeneración con turbina a gas en ciclo abierto simple.

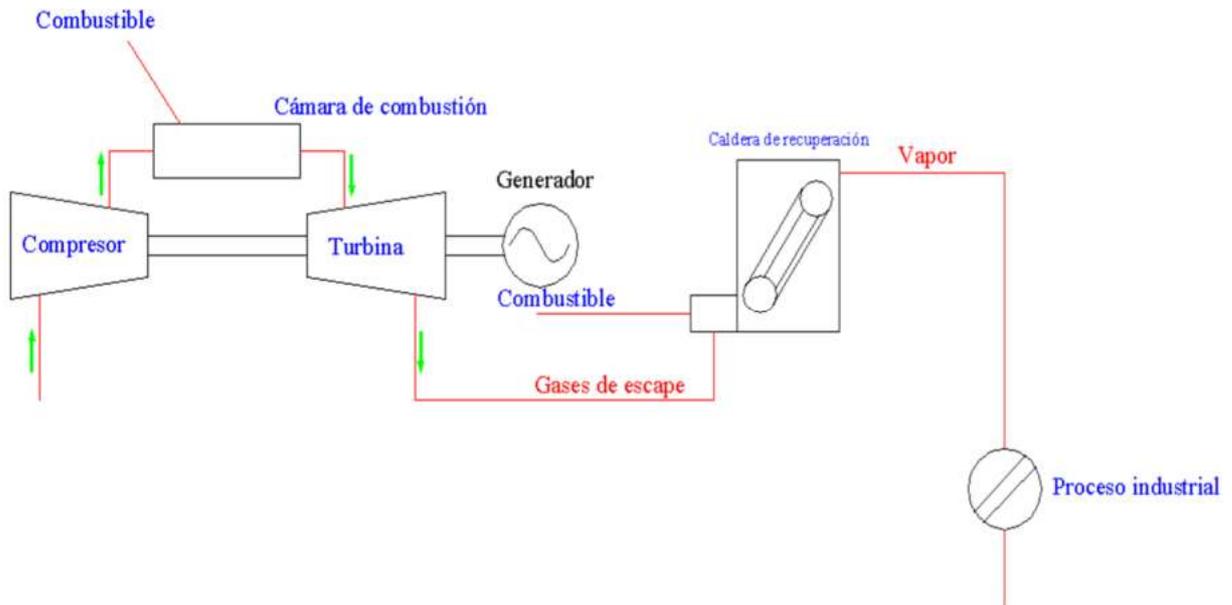


Figura 3.8.2.2.3: Sistema de cogeneración con turbina a gas en ciclo abierto. Fuente: [11]

La Tabla 3.8.2.2.1 muestra algunos valores típicos de parámetros operacionales para sistemas de cogeneración con turbina a gas en ciclo abierto donde,

- mg – consumo de gas natural
- mar – masa de circulación de aire
- Ec – calor recuperado
- Ep – energía eléctrica producida
- nG – rendimiento global
- nge – eficiencia de generación de energía

Tabla 3.8.2.2.1: Parámetros técnicos para sistemas de cogeneración utilizando turbinas a gas. Fuente: [11]

Potencia [10 ³ kW]	mg [10 ⁻² m ³ /s]	mar [m ³ /s]	Ec [10 ³ kW]	Ep [10 ³ kW]	nG [%]	nge [%]
0,6	9,1	4,1	1,6	0,57	69,9	19,4
1	15,3	6,8	2,6	0,95	69,5	19,0
5	60,7	27,1	10,5	4,75	74,4	24,0
10	100,4	44,9	17,4	9,50	79,4	29,0
25	246,8	110,4	42,7	23,75	79,9	29,5
40	388,4	173,8	67,3	38,00	80,4	30,0
100	971,1	434,4	168,1	95,00	80,4	30,0
Nota:	1) Valor de la relación aire/combustible = 45					
	2) Relación de compresión = 6					
	3) Temperatura de los gases de escape de la turbina = 450 °C					
	4) Temperatura de los gases expulsados a la atmósfera = 150°C					

Ciclos combinados, formados por turbina a gas en ciclo abierto, asociadas en serie con calderas de recuperación, en las cuales es generado vapor a alta o media presión, para ser luego expandidas en turbinas de vapor de contrapresión o para ser utilizado como vapor para proceso, pueden ser utilizados para capacidades mayores a 20 MW (figura 3.8.2.2.4).

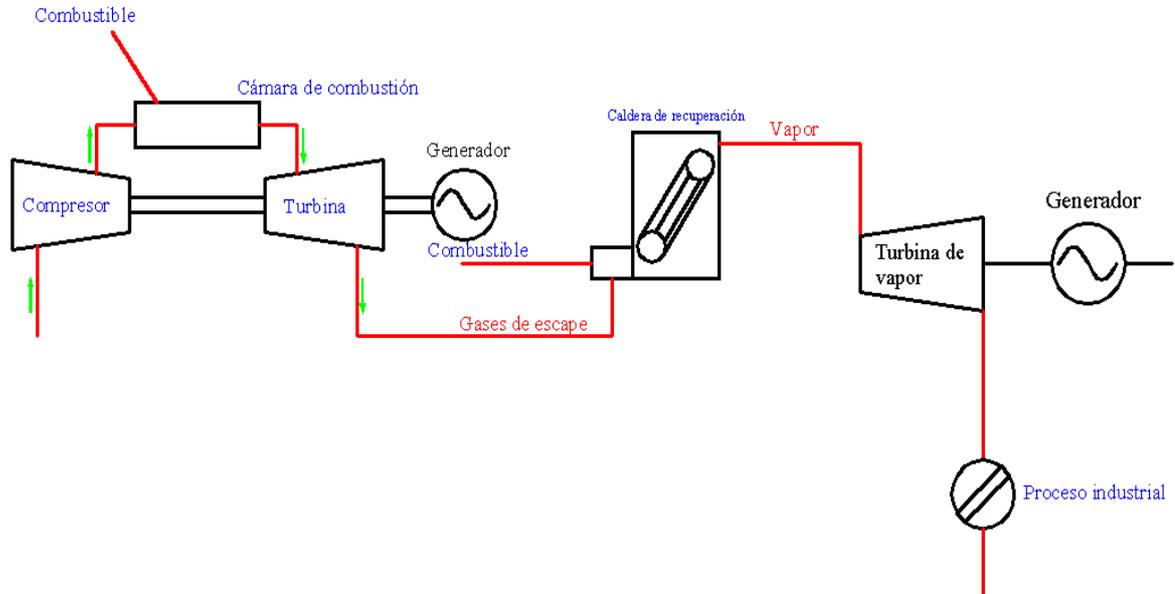


Figura 3.8.2.2.4: Ciclo Combinado. Fuente: [11]

La Figura 3.8.2.2.5 muestra una comparación entre los diagramas de Sankey para una planta termoeléctrica utilizando turbina a gas y para un sistema de cogeneración con turbina a gas en ciclo simple, ambos utilizando ciclo de tipo abierto [11].

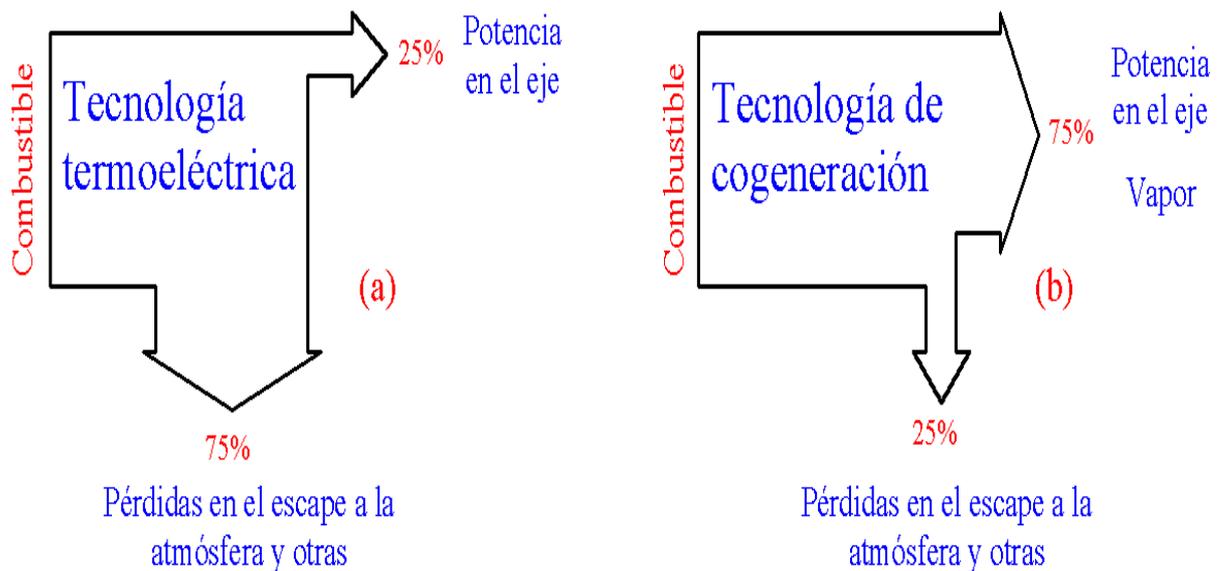


Figura 3.8.2.2.5: Balance de energía para una planta termoeléctrica con turbina a gas (a) y para un sistema de cogeneración equivalente (b). Fuente: [11]

3.9 Adecuación de tecnologías

Entre los sectores potencialmente viables para la implementación de sistemas de cogeneración, están el sector industrial y el sector terciario. El sector industrial requiere grandes cantidades de energía térmica relativa a la demanda eléctrica. El sector terciario, por otro lado, incluye segmentos tales como hospitales, hoteles, moteles, universidades, escuelas, shopping-centers, restaurantes y empresas de pequeño porte, entre otros. Estos segmentos recién mencionados, presentan requerimientos térmicos en menor escala, cuando se compara con el sector industrial.

Obviamente que todas las tecnologías mostradas hasta este punto son aplicables a cualquier segmento, ya sea de tipo industrial o terciario.

De este modo se deben establecer criterios de selección de las tecnologías en función de la aplicación a la que se le destina, de modo que la instalación del sistema elegido sea técnica y económicamente viable.

Un aspecto de gran importancia es la verificación de la disponibilidad de combustible adecuado a la tecnología que se desea implementar, a un costo relativamente bajo. Otro aspecto importante es referente a los impactos ambientales asociados a dicha tecnología seleccionada. Por otro lado, los costos de inversión, así como también los costos de operación y mantenimiento, son de fundamental importancia.

Un punto crucial para escoger la tecnología más adecuada para un determinado segmento industrial o terciario es relacionar las características de consumo de energía del segmento en estudio con las características de producción de energía del cogenerador. Se debe entonces recurrir a dos parámetros adimensionales: uno para caracterizar el segmento (industrial o terciario) donde se desea instalar el equipo de cogeneración, y otro para caracterizar el sistema elegido [11].

3.10 Caracterización del segmento industrial o terciario

Tanto los segmentos del sector industrial como los del sector terciario pueden ser caracterizados, desde el punto de vista de demanda energética asociada, como consumidores de energía eléctrica o mecánica y energía térmica. Basados en este hecho, es posible definir un parámetro adimensional ALFA (α), característico de cada segmento con variaciones en función del tipo de tecnología empleada [11].

La figura 3.10.1 ayuda a aclarar el concepto que representa el parámetro adimensional ALFA (α):

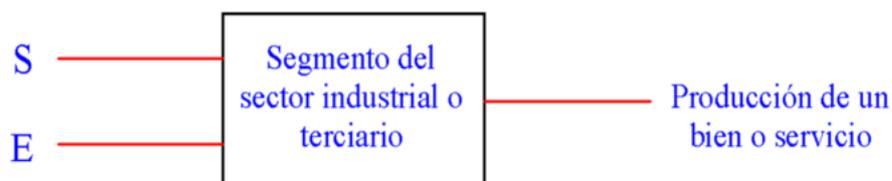


Figura 3.10.1: Caracterización del segmento industrial o terciario. Fuente: [11]

Se define entonces:

$$ALFA = \alpha = \frac{E}{S}$$

donde,

E: Energía eléctrica o mecánica consumida por el segmento [kW]

S: Energía térmica consumida por el segmento [kW]

Para ilustrar la variación de este parámetro ALFA, se muestra en la Tabla 2.10.1 dicho factor para algunos segmentos del sector industrial y terciario.

Tabla 3.10.1: Valores de ALFA para algunos segmentos. Fuente: [11]

Sector industrial	ALFA
Cerámica	0,048
Papel y celulosa	0,023
Textil	0,043
Alimentos y bebidas	0,070
Azúcar y Alcohol	0,090
Sector Terciario	ALFA
Hospitales	0,500
Hoteles/moteles	0,600
Restaurantes	0,600
Universidades	0,600
Tiendas comerciales	4,300

Se debe acentuar el hecho de que los valores de ALFA mostrados en la tabla anterior son sólo indicativos, representando la media de cada segmento industrial o terciario, los cuales seguramente presentan variaciones de empresa a empresa [11].

3.11 Caracterización del sistema de cogeneración

Análogamente a la caracterización del segmento industrial o terciario, el sistema de cogeneración puede ser esquematizado en función de los flujos energéticos asociados, de modo de permitir su caracterización a través de un parámetro adimensional BETA (β). La figura 3.11.1 ilustra este concepto.

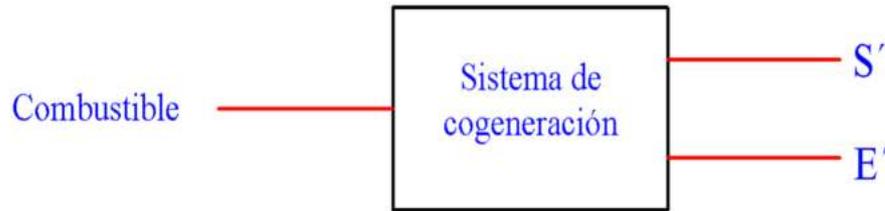


Figura 3.11.1: Caracterización del sistema de cogeneración. Fuente: [11]

Se define:

$$BETA = \beta = \frac{E'}{S'}$$

donde,

E': Energía eléctrica o mecánica producida [kW]

S': Energía térmica producida [kW]

El valor de BETA depende del tipo de tecnología de cogeneración utilizada y de las condiciones de operación. El valor de BETA varía entre 0,08 a 0,26 para las tecnologías de turbina a vapor, entre 0,48 a 0,77 para las turbinas a gas y entre 0,60 a 1,09 para las de ciclo combinado. Por otro lado, se reportan valores de entre 0,4 a 1,0 para las tecnologías que emplean motores de combustión interna (ya se ciclo Diésel u Otto).

Es interesante en este punto, comentar respecto de los estudios sobre los valores de BETA para sistemas de cogeneración con turbina a gas. Ellos demuestran la existencia de una gran flexibilidad con relación al parámetro BETA, en función de modificaciones posibles para los sistemas con turbina a gas. La Figura 2.11.2 muestra los sistemas de cogeneración empleando turbina a gas.

Según Silveira [11], para un sistema con una turbina a gas de capacidad de 10 MW (sistemas A y B de la Figura 3.11.2), los valores máximos de calor útil producido en estas configuraciones son, respectivamente, 14,2 MW y 9,26 MW. De este modo para estos sistemas, el valor de BETA para los sistemas A y B son respectivamente 0,704 y 1,08.

Para el caso de la configuración C, la capacidad eléctrica del sistema, debido a la inyección de vapor, aumenta a 16,5 MW, mientras que el calor útil se reduce a 3,02 MW, dando entonces un valor de BETA de 5,46 [11].

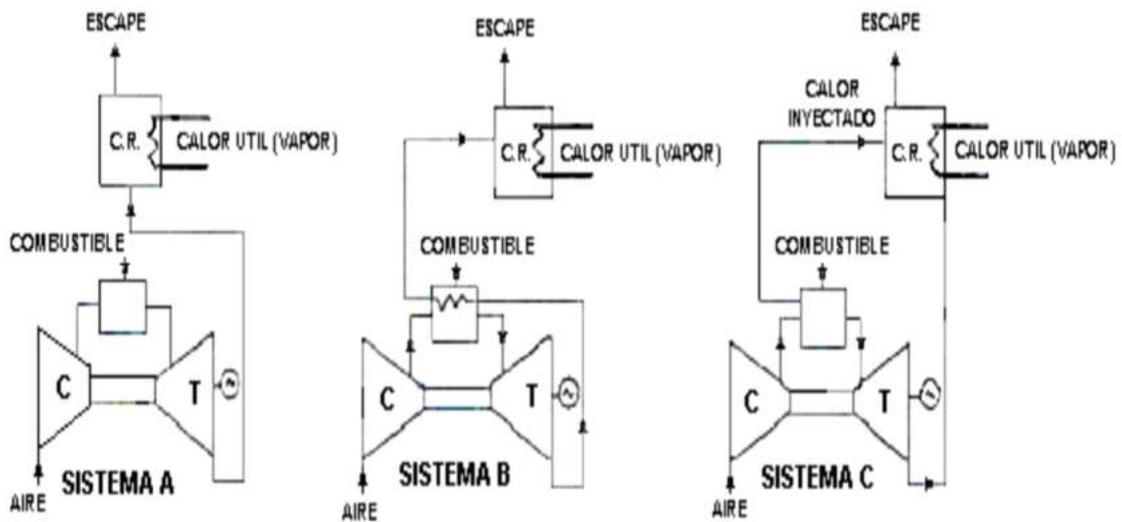


Figura 3.11.2: Configuraciones alternativas de sistemas de cogeneración con una misma turbina a gas. Fuente: [11]

3.12 Modos de operación

El “modo de operación” se define como la forma por el cual el sistema de cogeneración debe operar, de manera de asegurar la viabilidad de la instalación. Así, factores técnicos y económicos deben ser correlacionados con el modo de operación elegido, para completar la validez de la evaluación de implantación de un sistema de cogeneración para un determinado establecimiento del sector industrial o terciario.

Los principales factores que pesan sobre el modo de operación y que deben ser considerados en el proyecto de cogeneración son:

La necesidad de que exista una consistencia ente las características de demanda del establecimiento (electricidad, calor y combustible) y las características de capacidad de producción de electricidad y de recuperación de calor del sistema de cogeneración elegido;

El perfil de demanda térmica, incluyendo los niveles de temperatura y las fluctuaciones típicas de la demanda (diaria, mensual, anual). El nivel de temperatura debe ser consistente con el nivel de calor expulsado por el sistema de cogeneración escogido;

- El perfil de demanda eléctrica y sus fluctuaciones típicas;
- El costo presente del combustible y de la energía eléctrica comprada a la red, y la proyección de dichos costos para el futuro;
- La capacidad de la planta de cogeneración para las necesidades presentes y futuras del establecimiento;
- El costo de operación de la planta;
- Los aspectos ambientales;

Se pueden seguir muchos caminos para la operación de un sistema de cogeneración, de acuerdo con el tipo y la capacidad del sistema.

Sin embargo, para asegurar una mayor eficiencia del sistema, la recuperación del calor desechado debe ser la mayor posible, en la condición de la operación de la planta de cogeneración.

Una planta de calor adicional podrá satisfacer los requerimientos del usuario, si su necesidad es superior a la del calor recuperado. Dependiendo del establecimiento (industrial o terciario), esta restricción puede ser más o menos importante en la determinación de la capacidad de la planta y no del modo de operación de ésta.

El modo de operación ideal sería aquella donde hubiese equilibrio (esto implica $ALFA = BETA$) y que el sistema de cogeneración operase en el punto energéticamente recomendado, sin excedentes ni déficit, o sea, buscando simultáneamente la generación de potencia y el suministro de calor ($E = E'$ y $S = S'$).

Dicho modo de operación es prácticamente imposible, ya que en un proceso real de una instalación (industrial o terciaria), no existen demandas regulares y uniformes, sino que son bastante variables.

Entretanto, sea por cuestiones de margen de seguridad, o por contingencias o irregularidades, el sistema de cogeneración debe ser capaz de enfrentar tales desequilibrios (condición de ALFA distinto a BETA). De ese modo, el sistema debe operar siempre en torno de un punto medio de demanda.

Se elige entonces, el modo de operación, de acuerdo a la supremacía de una modalidad de energía (eléctrica o térmica y calor) sobre otra, de modo de decidir cuál será el producto principal entre estas modalidades, de acuerdo con los objetivos de instalación del equipo de cogeneración.

De este modo, existen básicamente 3 estrategias normales de operación para el proyecto de un sistema de cogeneración:

- Operación en paridad térmica.
- Operación en paridad eléctrica.
- Operación económica.

Existe además un cuarto modo de operación, que puede ser económicamente conveniente en situaciones excepcionales:

- Operación en cargas parciales.

3.12.1 Operación en paridad térmica

En este modo de operación, el sistema de cogeneración es diseñado para ser capaz de producir los requerimientos térmicos en cada período de tiempo considerado, de manera que el calor es el producto principal del sistema, y la energía eléctrica es un subproducto de la cogeneración.

El sistema debe ser conectado a la red eléctrica local, de modo de propiciar la venta de energía excedente o la compra de electricidad adicional para el caso de déficit, dependiendo de los perfiles de demanda y de las condiciones de operación.

3.12.2 Operación en paridad eléctrica

En este otro modo de operación, el sistema es diseñado para ser capaz de producir los requerimientos eléctricos en cada período de tiempo considerado

(períodos de pico o de base), de manera que la energía eléctrica es el producto principal y el calor un subproducto de la cogeneración.

Si el calor producido es insuficiente para satisfacer las necesidades del establecimiento, se puede adicionar un sistema auxiliar para suplir esa diferencia. En caso contrario, parte del calor producido es expulsado a la atmósfera.

3.12.3 Operación económica

El sistema en este caso, opera gobernado por factores económicos. De este modo, el sistema opera las opciones de suplir parte, la totalidad de la demanda o incluso producir con excedentes de la demanda de energía eléctrica en hora pico, conforme a si la tarifa más elevada es la de la energía eléctrica adquirida o la vendida.

Así, el empresario cogenerador, puede optar por la compra de energía eléctrica al concesionario local para completar sus consumos o, si fuera el caso, vender sus excedentes.

El establecimiento debe contar con un equipamiento suplementario para satisfacer parte o la totalidad de su demanda térmica, cuando sea necesario, dependiendo de las condiciones operacionales de la planta de cogeneración.

3.12.4 Operación con cargas parciales

En este caso, el sistema de cogeneración es subdimensionado en relación a sus requerimientos de electricidad y calor de proceso, atendiendo sólo cargas parciales de consumo.

La Figura 3.12.4.1 muestra un ejemplo ilustrativo de este modo de operación. El sistema en este caso no supe totalmente las demandas de electricidad y calor, en cuyo caso debe comprar energía eléctrica a su concesionario local y utilizar equipo suplementario para completar sus abastecimientos de calor [11].

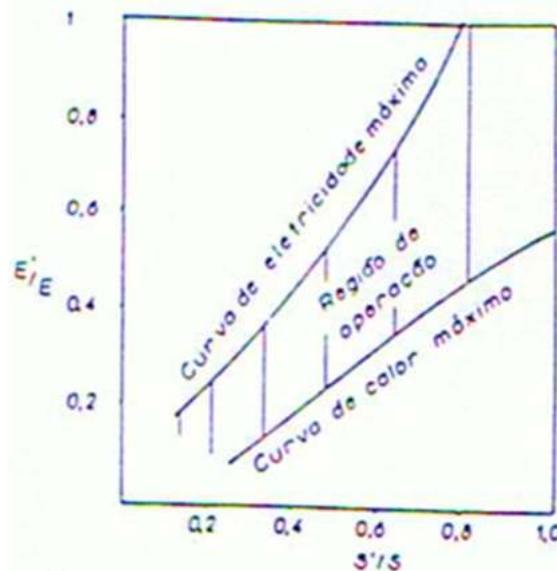


Figura 3.12.4.1: Operación en cargas parciales. Fuente: [11]

3.13 Tecnologías aplicables al sector terciario

Dentro de lo expuesto hasta aquí, y en función del nivel de capacidad requerido para sistemas de cogeneración de establecimientos del sector terciario, se puede observar que existen, en principio, básicamente tres tipos de tecnologías aplicables a este sector: **las pequeñas turbinas a vapor, las pequeñas turbinas a gas y los motores de combustión interna.**

Los sistemas de cogeneración utilizando pequeñas turbinas a vapor presentan un alto costo de capital y una baja relación entre la energía eléctrica y el calor producidos. Además de que utilizan generalmente combustibles más contaminantes, lo que, sin duda, hace imposible la aplicación de estas tecnologías para el sector terciario en localidades urbanas, siendo sus aplicaciones restringidas a empresas de productos lácteos, alambiques y pequeñas plantas alejadas de los centros urbanos, donde generalmente existe disponibilidad de combustibles a bajos costos.

Debido al bajo nivel de requerimiento térmico en el sector terciario, comparativamente al de la industria, se puede concluir que las tecnologías utilizando pequeñas turbinas a gas y motores de combustión interna se ajustan más adecuadamente a las necesidades energéticas del sector en cuestión en localidades urbanas [11].

3.14 Impacto medioambiental

3.14.1 Emisiones atmosféricas de las plantas de cogeneración

Existen características generales en los efectos medioambientales que pueden producirse en instalaciones de cogeneración según el tipo de combustible utilizado y el tipo de elemento motor. Sin embargo, diseños especiales unidos a condiciones de operación apropiadas pueden disminuir considerablemente las emisiones contaminantes.

En términos generales puede decirse que las turbinas de gas producen menor contaminación para el mismo combustible en todos los contaminantes típicos, es decir, hidrocarburos, CO (monóxido de carbono) y NOx (óxidos de nitrógeno) y que la concentración de NOx puede ser reducida con facilidad con inyección de agua o vapor, por el contrario, en los motores diésel con concentraciones de NOx unas cinco a diez veces más solo puede bajarse a índices aceptables con la instalación de convertidores catalíticos con inyección de amoníaco [19].

La Tabla 3.14.1.1 indica las emisiones netas por unidad de energía eléctrica producida, es decir descontando la parte de las emisiones necesarias para producir el calor útil y suponiendo que éste se hace con un 90% de rendimiento [9]. También se pueden ver las emisiones de una turbina de gas funcionando con gas natural y de un motor diésel con fuelóleo número 1 y con gas natural. El porcentaje de óxidos de azufre (SOx), por supuesto, está condicionado a la composición del combustible y puede disminuirse sin más que utilizar combustibles de bajo índice de azufre. No se puede hacer lo mismo con los óxidos de nitrógeno. La proporción de monóxido de carbono e hidrocarburos está condicionada tanto por el combustible como por el tipo de máquina. También se muestran los valores de emisiones de las centrales convencionales [19].

Tabla 3.14.1.1: Emisiones de plantas de cogeneración y generación convencional en g/kWh eléctrico.
 Fuente: [9]

Contaminante	Turbina de gas	Cogeneración en ciclo combinado	Motor de gas	Motor fuelóleo	Central eléctrica de ciclo combinado	Central eléctrica de carbón
NO ₂	0,20	0,20	1,2	7,2	0,24	3,4
SO ₂	-	-	-	3	-	15
CO ₂	245	210	284	530	350	1000
CO	0,1	0,1	1,6	1,7	0,1	1,0

Las concentraciones de óxidos de azufre, como se ha dicho, dependen del combustible utilizado. En el caso de combustibles prácticamente exentos de azufre como gas natural o GLP la emisión es despreciable y sólo en el caso de los motores diésel quemando fuelóleo, ésta tiene relevancia. Así, utilizando fuelóleo n°1, con una proporción de azufre del 2,7% en peso se alcanzan concentraciones en los gases de escape de 1,7 g de SO₂ por Nm³ aproximadamente mientras que si se utiliza fuelóleo de bajo índice de azufre (< 1%) esta cantidad puede bajar a 600 mg/Nm³ [19].

En el caso de las turbinas de gas, el contaminante más importante es el NOx. Es conocido que la mayor parte de las turbinas admiten inyección de vapor o agua o ambos. Esto reduce la proporción de NOx a valores de entre 25 a 50 ppmv, lo que se considera perfectamente admisible, además de tener otros efectos positivos sobre el funcionamiento de la planta, como la mayor flexibilidad y potencia.

En el caso de los motores diésel nos encontramos de nuevo con el problema de óxidos de nitrógeno que pueden ser reducidos por un procedimiento similar, ya sea inyectando agua con el combustible o con el aire. Pero en este caso, la disminución de concentración que se consigue es menor y además se parte de valores mucho más elevados, sobre todo si se trabaja con fuelóleo. Por esto, en el caso de motores quemando fuelóleo es recomendable instalar desde el principio convertidores catalíticos, que con inyección de amoníaco reducen los óxidos de nitrógeno a valores del orden de 50 a 100 ppm (reducción del 90% al 95%).

Como para nuestra planta de cogeneración se utilizó una microturbina alimentada por gas natural, se hará especial énfasis en las emisiones de dicho combustible [19].

3.14.2 Emisiones del gas natural

La composición química del gas natural es la razón de su amplia aceptación como el más limpio de los combustibles fósiles. En efecto, la mayor relación hidrógeno/carbono en la composición del gas natural, en comparación con la de otros combustibles fósiles, hace que en su combustión se emita menos CO₂ por unidad de energía producida [3].

La combustión del gas natural, compuesto principalmente por metano (CH₄), produce un 25% menos de CO₂ que los productos petrolíferos y un 40% menos de

CO₂ que la combustión de carbón, por unidad de energía producida. Se atribuye al CO₂ el 65% de la influencia de la actividad humana en el efecto invernadero, y al CH₄ el 19% de dicha influencia.

No obstante, la quema de este combustible expulsa gases contaminantes a alta temperatura a la atmósfera, en el normal funcionamiento de la maquinaria. Estos gases contienen fundamentalmente nitrógeno, dióxido de carbono, y vapor de agua, así como también se producen otros gases contaminantes, algunos de los cuales se detallan a continuación [3]:

Monóxido de carbono (CO)

La reacción química:



Óxidos de Nitrógeno (NOx)

Durante la combustión de un hidrocarburo (como el gas natural) se generan los siguientes productos: dióxido de carbono (CO₂), vapor de agua (H₂O), oxígeno (O₂), Nitrógeno (N₂) y trazas de otros componentes como: óxidos de nitrógeno (NO, NO₂), monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO₂), material particulado, hidrocarburos no quemados y hollín [20].

El nitrógeno es un elemento que se encuentra aproximadamente en un 78% por volumen en el aire atmosférico, ver tabla 3.14.2.1

Tabla 3.14.2.1: Principales componentes del aire. Fuente: [20]

Gas constituyente	Contenido por % de volumen
Nitrógeno (N ₂)	78,0870
Oxígeno (O ₂)	20,9476
Argón (Ar)	0,9340
Dióxido de carbono (CO ₂)	0,0314

Los óxidos de nitrógeno pueden presentarse en diferentes formas:

- NO: Óxido nítrico
- NO₂: Dióxido de nitrógeno
- N₂O: Óxido nitroso
- NO₃: Trióxido de nitrógeno
- N₂O₅: Anhídrido nítrico

De los mencionados, se oxidan fácilmente: NO, NO₂ y son llamados NO_x. El NO se forma en los procesos de combustión de los combustibles fósiles, la formación de éstos depende de:

- La temperatura de combustión del proceso.
- Concentración de oxígeno durante el proceso de combustión o porcentaje de exceso de aire.
- Presión en el dispositivo de combustión.
- Tiempo durante el cual se realiza el proceso de combustión.

En la atmósfera el NO se oxida rápidamente formando NO₂, este proceso se acelera debido a la presencia de los rayos solares, efecto fototérmico, y material orgánico presente en el aire.

En muchos países, las turbinas de gas (ciclo Brayton) son la principal fuente de generación de energía eléctrica. Allí se han implementado normas ambientales que hacen necesario el control de las emisiones de NO y NO₂, conocidos como Noxes o NO_x. Dichas regulaciones demandan emisiones máximas de 25 ppm (partes por millón) de NO_x para combustibles líquidos y 10 ppm para gas natural.

- Las emisiones de NO_x tienen efectos adversos en la salud humana y el medio ambiente. Éstas juegan un papel importante en:
- La lluvia ácida.
- Formación de niveles peligrosos de ozono (O₃) en la superficie terrestre.
- Formación de smog en la atmósfera.

Las emisiones de NO₂ tienen un efecto más adverso en la salud humana que el NO. El NO₂ captura el oxígeno que transporta la hemoglobina y forma ácido en los pulmones, de allí que es mucho más tóxico que el CO para la misma concentración.

La mayoría de las turbinas a gas queman gas natural (el cual puede modelarse, para cálculos previos como CH₄: metano), de allí que tiene un alto impacto en la contaminación ambiental por NO_x, de tal manera los investigadores y productores de turbinas a gas han centrado parte de sus estudios en desarrollar técnicas que permitan reducir las emisiones de NO_x en las turbinas de gas. Esta preocupación está altamente relacionada con el aumento que se ha logrado en la temperatura de combustión, o temperatura de entrada a la turbina (TET) (ver figura 3.14.2.1), con el propósito de mejorar la eficiencia térmica de la turbina, pero dicho aumento, como se anotó anteriormente, trae consigo un efecto indeseable, la formación de NO_x.

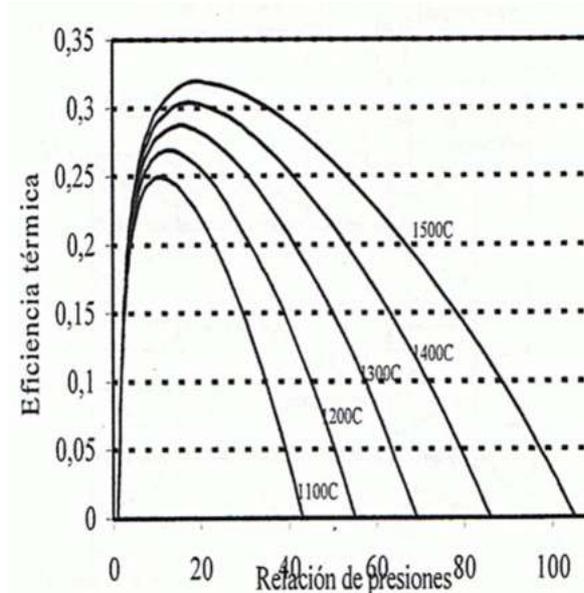


Figura 3.14.2.1: Variación de la eficiencia térmica de una turbina a gas con la temperatura de combustión. Fuente: [20].

Entre los métodos que se han venido desarrollando para el control de emisiones de NOx están las tecnologías de control de combustión y post-combustión, entre las cuales se encuentran:

- Ciclos con inyección de agua o de vapor (control de combustión)
- Ciclos con humidificación en cascada (control de combustión)
- Combustores secos bajos en NOx (control de combustión)
- Combustores catalíticos (control de combustión)
- Ciclos con reducción catalítica selectiva (control de post-combustión)

Material Particulado (MP)

Se entiende por material particulado, a las partículas de material sólido y líquido, capaces de permanecer en suspensión en el aire, como es el caso del polvo, el hollín y las partículas de aceite, además del polen. Estas partículas pueden provenir de actividades naturales como los volcanes, la dispersión del polen, así como los procesos de combustión. Son los contaminantes más perjudiciales para el medio ambiente, siendo que en la mayoría de los casos tienen un diámetro entre 0,1 - 10 micrones. Estos elementos generalmente se emiten en centrales termoeléctricas a carbón mineral con diferentes características (dimensiones y densidad de las partículas, concentración, etc.) y son más acentuadas en los combustibles sólidos y líquidos. El diámetro de la partícula ejerce un papel importante y su eficiencia de penetración en la vía aérea, siendo que la emisión de partículas de diámetro menores a 2,5 micrones, además de causar efectos en el medio ambiente, perjudican la salud humana. Estas partículas, cuando son inhalables llegan a la profundidad de los pulmones, provocando: tos, asma, dificultad para respirar, bronquitis y reducción de visibilidad en altas concentraciones. Además, contribuyen a la formación de la lluvia ácida [21].

Compuestos orgánicos volátiles (VOCs)

Los contaminantes clasificados como VOC pueden abarcar un amplio espectro de compuestos orgánicos volátiles, algunos de los cuales son contaminantes peligrosos en el aire. Estos compuestos se lanzan en la atmósfera, cuando parte del combustible no se quema, o se quema parcialmente durante el proceso de combustión. Este contaminante también es responsable de la formación de la lluvia ácida, por la producción fotoquímica del ozono, afectando la salud humana, en especial de la población que vive cerca de fuentes de emisiones. Algunas de estas sustancias son incluso cancerígenas, como el benceno y el tolueno. Diversas técnicas están disponibles en el mercado para evaluar el contenido de VOC en ambientes cercanos a los emisores, como la cromatografía gaseosa y la espectroscopia de absorción óptica diferencial de ultravioleta (UV-DOAS). Para la captación de los VOCs se sugiere la adsorción, biofiltración, incineración (térmica o catalítica), condensación, entre otras técnicas. Los diversos VOC se emiten a la atmósfera por industrias como la petroquímica, siendo los principales:

- Etano
- Etileno
- Propano (que también consta en la composición del GLP)
- Propileno
- n-Butano (que también consta en la composición del GLP)
- Isobutano (que también puede utilizarse como refrigerante en sistemas de refrigeración)
- n-pentano
- Benceno
- Tolueno
- Xileno
- Acetona
- Cloroformo
- Dioxinas y furanos (encontrados principalmente en gases resultantes de la incineración de residuos sólidos urbanos);
- Etilbenzeno, entre otros [21]

Compuestos orgánicos totales (TOC)

Muchos hidrocarburos presentes en la atmósfera proceden de la quema incompleta de los combustibles, así como de la evaporación de estos combustibles y de otros materiales, como los disolventes orgánicos. Estos hidrocarburos son relativamente inertes, como parafínicos, otros son extremadamente reactivos, como los olefínicos, y se combinan con el NO en presencia de luz solar, formando compuestos altamente oxidantes, los cuales pueden afectar la salud humana causando somnolencia, tos e irritación en los ojos. Los hidrocarburos no quemados comprenden parte del combustible en fase gaseosa en forma de gotitas (combustibles líquidos), así como los productos de la degradación térmica del combustible primario

en hidrocarburos de menos peso molecular, por ejemplo, metano y acetileno, los cuales son descargados a la atmósfera sin sufrir oxidación completa. Hoy en día, las plantas térmicas convencionales están siendo gradualmente sustituidas por ciclos combinados, debido a la gran ventaja en relación al impacto ambiental, reduciendo sensiblemente las emisiones de CO₂. El combustible que actualmente se está propuesto es el gas natural, debido a su componente básico (CH₄), que sólo contribuye con el efecto invernadero en aproximadamente el 18%, y las emisiones de SO₂ son prácticamente nulas. Los ciclos combinados quemando gas natural reducen prácticamente el 33% de las emisiones de CO₂ en comparación con ciclos convencionales [21].

3.14.3 Eficiencia ecológica

La eficiencia ecológica (ε) es un indicador adimensional que permite evaluar el impacto ambiental de las emisiones gaseosas mediante una comparación entre las emisiones de contaminantes integrados hipotéticamente (emisiones equivalentes de CO₂) con las normas de calidad del aire existentes. La eficiencia en la conversión energética también se tiene en cuenta en el cálculo de este parámetro. La eficiencia ecológica se calcula a partir de la siguiente expresión [21]:

$$\varepsilon = \left[\frac{0,204 * \eta}{\eta + \Pi_g} * \ln (135 + \Pi_g) \right]^{0,5} \quad (3.14.3.1)$$

donde:

- ε : eficiencia ecológica
- η : rendimiento global de la microturbina
- Π_g : factor de contaminación

Donde ε integra en un solo coeficiente los aspectos que definen la intensidad del impacto ambiental de una unidad termoeléctrica: la composición del combustible, la tecnología de combustión, el factor de contaminación y la eficiencia de conversión energética. El valor de ε que varía entre 0 y 1, es directamente proporcional a la eficiencia de la planta termoeléctrica (η) e inversamente proporcional al valor del factor de contaminación (Π_g). Desde el punto de vista ecológico, un valor mínimo admisible para la eficiencia ecológica es 0,5 denominado "Valor Crítico de Eficiencia Ecológica", $\varepsilon = 0$ indica una situación insatisfactoria (muy contaminante) y $\varepsilon = 1$ representa una situación ideal (contaminación cero).

En la tabla 3.14.3.1 se muestra una clasificación de combustibles, el hidrógeno puro tendría un impacto cero para el medio ambiente, mientras que el azufre un impacto del 100%.

Tabla 3.14.3.1: Valores de eficiencia ecológica. Fuente: [21]

Combustible	Π_g [kg/MJ]	ε
Hidrógeno	0	1
Otros	0 - 134	0 - 1
Azufre	134	0

4 DESCRIPCIÓN DEL CASO EN ESTUDIO

Los hospitales son centros de salud en los cuales es muy importante tener en cuenta los consumos eléctricos y térmicos, ya que son grandes consumidores de estas energías. El consumo eléctrico de estos establecimientos incluye, iluminación general del establecimiento, equipos de quirófano, guardia, pediatría, salas de terapia intensiva, laboratorio, hospitalización, oficinas, ascensor y en general todos los equipos que necesiten una continuidad de servicio permanente. En cuanto a las necesidades térmicas, estas abarcan al suministro de agua caliente o calefacción.

Reducir los consumos de energía en este tipo de instalaciones, no solo traerá beneficios económicos, sino también al medio ambientales, debido a la posibilidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero por el uso eficiente del combustible.

A continuación, se presentarán las características del establecimiento hospitalario elegido como caso de estudio.

4.1 Descripción del hospital

La instalación seleccionada como caso de estudio es el **Hospital Municipal Subzonal “Dr. Felipe A. Fossatti”** de la ciudad de Balcarce. El mismo consta de una superficie cercana a 6.000 m² y tiene una capacidad aproximada de 150 camas. Está compuesto por un sector que corresponde a todos los servicios hospitalarios y un sector nuevo construido en el año 2017, que consta de una guardia, quirófano, sala de terapia intensiva y habitaciones.

En el mismo edificio se encuentran instalados los equipos que cubren las necesidades térmicas y eléctricas del hospital.

Para dimensionar una planta de cogeneración, se utiliza como base la potencia eléctrica, ya que se debe cumplir con la continuidad de servicio, pero, además, se debe utilizar la demanda de calor útil que debería producirse con combustible, normalmente gas natural. Lo anterior dicho se explayará en el apartado 5.1.

Este dimensionamiento de la planta requiere un análisis de los distintos procesos demandantes de calor del hospital y de sus necesidades energéticas.

A partir de entrevistas con el personal administrativo y de mantenimiento de la institución se tuvo acceso a datos sobre los consumos energéticos del hospital, así como las características técnicas de los equipos existentes en la actualidad y los hábitos de consumo de la institución. Los datos aportados corresponden al año 2018.

4.2 Demanda energética de la instalación

La demanda energética del hospital se divide, en demanda eléctrica y demanda térmica, que consiste en calefacción central por circulación de agua en radiadores y agua caliente de grifo sanitaria.

Se describen a continuación, cada una de las demandas mencionadas.

4.2.1 Demanda de Energía Térmica

Los consumos térmicos utilizan gas natural como combustible. El hospital consta de los siguientes equipos térmicos:

- Caldera para calefacción de 280.000 kcal/h
- Termotanque de 75.000 kcal/h

El hospital está en funcionamiento las 24 horas del día, repartidos en 3 turnos de 8 horas.

Para determinar el consumo en m^3 de gas de la instalación, se obtuvo del hospital cuatro boletas de consumos de gas del año 2018, en las mismas se encontraba el histograma de consumo, a partir del cual se pudo relevar el consumo durante todos los meses del año, los mismos se pueden ver en el Anexo 3. Teniendo en cuenta los consumos, los rendimientos de los equipos y mediante la conversión del consumo a energía, se obtuvo que la demanda de energía térmica anual del hospital es de 1.919.391,67 kWh_{th}.

El desglose de los consumos para calefacción y agua caliente sanitaria se realizó de la siguiente forma:

- A partir de los datos de chapa de identificación se obtuvo el caudal máximo de cada equipo:
 - ✓ Caldera para calefacción: 30,1 m^3/h
 - ✓ Termotanque: 8 m^3/h
 - ✓ Total 38,1 m^3/h
- Se calculó el caudal por mes de cada equipo de la siguiente manera:

$$\text{caudal por mes} \left[\frac{m^3}{mes} \right] = \text{caudal máximo} \frac{m^3}{h} * 24 \frac{h}{día} * 30 \frac{días}{mes} \quad (4.2.1.1)$$

Luego los caudales por mes son:

- ✓ Caldera para calefacción: 21.672 m^3/h
- ✓ Termotanque: 5.760 m^3/h
- Con los datos del porcentaje de uso del termo por mes, brindados en el hospital, y la potencia calorífica del mismo, multiplicando los mismo, se obtuvo el consumo en kcal/h.
- Se debió determinar el porcentaje de uso de la caldera por mes, ya que no había dato alguno en el hospital. Se hizo de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \% \text{ de uso de calefacción } [\%] &= \\ &= 100 * \frac{\left(\text{consumo del mes} \left[\frac{m^3}{mes} \right] - \text{caudal por mes termo} \left[\frac{m^3}{mes} \right] * \frac{\% \text{ de uso de termo}}{100} \right)}{\text{Caudal total de calefacción} \left[\frac{m^3}{mes} \right]} \quad (4.2.1.2) \end{aligned}$$

La ecuación 3.2.1.2 muestra la diferencia de consumo de la caldera, sabiendo el total de consumo del termo, esto quiere decir, a modo de ejemplo, que, si el consumo total es de 10 unidades, el termo consumió 2, entonces la caldera consume 8.

- Se multiplicó el porcentaje de uso de calefacción por la potencia calorífica máxima de la caldera y se obtuvo la potencia de calefacción en kcal/h.
- Por último, se convirtió la demanda de potencia eléctrica en kcal/h a kW de cada equipo de la siguiente forma:

$$1 \frac{kcal}{h} = 859,85 kW \quad (4.2.1.3)$$

- Para obtener la energía total de calefacción se multiplicó al consumo total en m³ por 11,7 kWh/m³ que es el factor de conversión del poder calorífico del gas.

La Figura 4.2.1.1 muestra los consumos por mes de cada equipo, como así también el consumo total. Se puede observar que el consumo de agua caliente sanitaria se mantiene prácticamente constante a lo largo del año, por otro lado, el consumo de calefacción muestra un marcado aumento durante la época invernal.

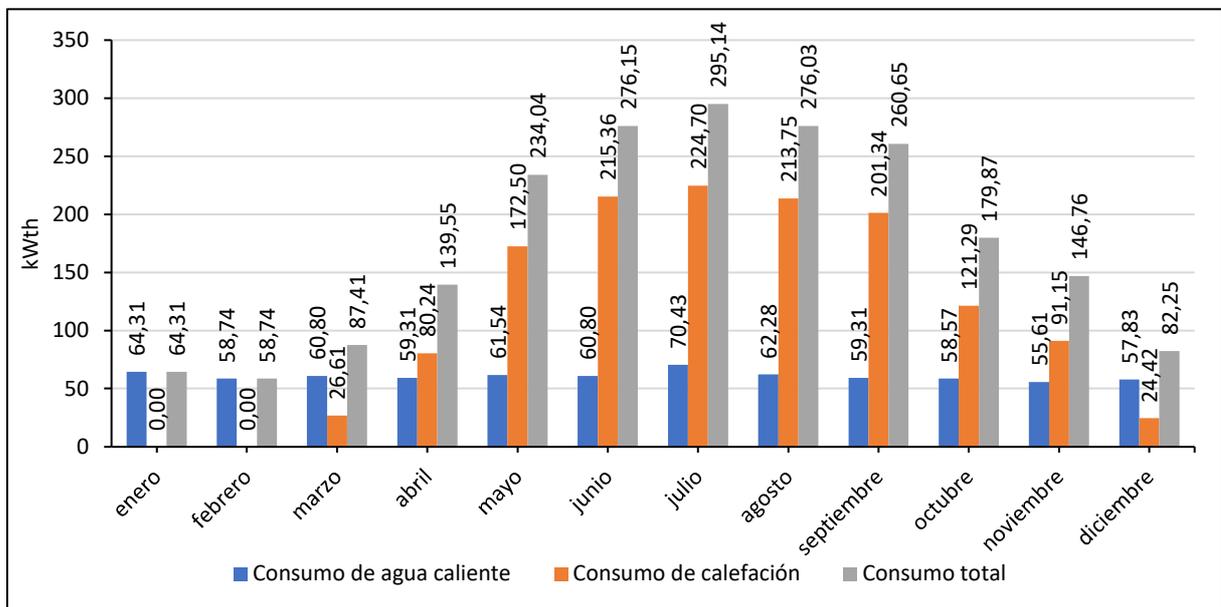


Figura 4.2.1.1: Consumos térmicos del hospital. Fuente: elaborado por el autor

4.2.2 Demanda de Energía Eléctrica

Con relación a los suministros eléctricos, todas las necesidades son abastecidas por la red.

El alto consumo eléctrico es uno de los factores más significativos en los centros de salud, siendo la iluminación y el consumo eléctrico de los diferentes aparatos médicos los más representativos de éste, en especial los equipos en el quirófano y radiológicos.

El suministro eléctrico debe ser de tipo continuo [12], por ende, el hospital consta de 2 grupos electrógenos, uno para el sector del hospital de 112 kVA y otro para el área nueva de 310 kVA.

De acuerdo con los datos recabados de las boletas de electricidad del hospital, en total se obtuvieron cuatro boletas de las tres acometidas del hospital, una por cada

estación del año y se sumó el consumo total. Los demás datos fueron obtenidos por escrito, ya que el hospital no pudo proveerme el total de estas. Mediante procesamiento de las mismas, se llega a que la potencia máxima demandada se da en el período resto del mes de julio y es de 220 kW. La energía eléctrica consumida por el establecimiento asciende a 442.288,7 kWh.

En las figuras 4.2.2.1 y 4.2.2.2 4.2.2.3 se pueden apreciar las demandas eléctricas de potencia de cada acometida y en la figura 4.2.2.4 se observa la potencia total demandada de toda la instalación durante un año. Se observa que la mayor demanda de potencia eléctrica se realiza en la época invernal, o sea entre los meses de junio y septiembre, debido a que en esta época se registran la mayor cantidad de enfermos, y por ende el mayor uso de las instalaciones.

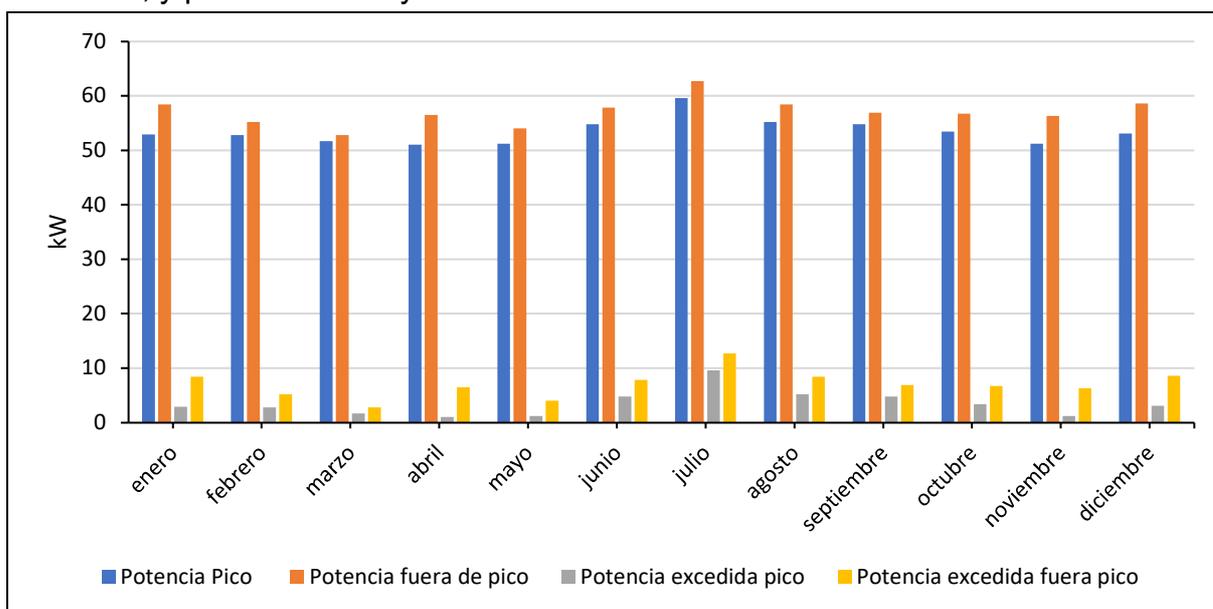


Figura 4.2.2.1: Demanda de potencia eléctrica contratada - boleta 1 T3BT 50 kW durante el año.
 Fuente: elaborado por el autor

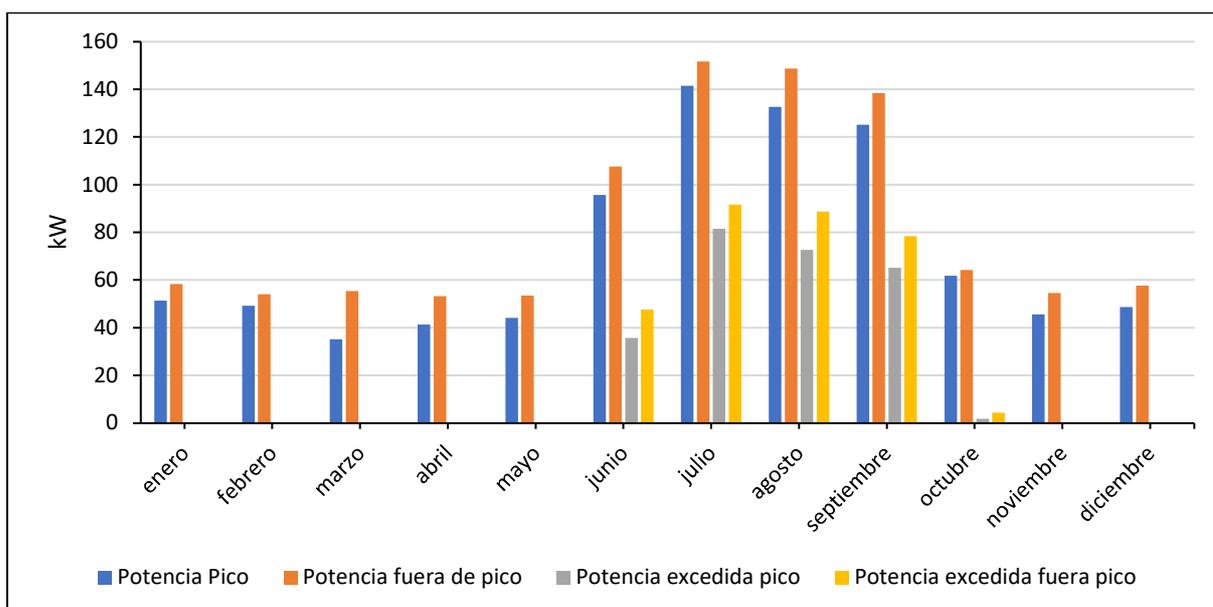


Figura 4.2.2.2: Demanda de potencia eléctrica contratada - boleta 2 T3BT 60 kW durante el año.
 Fuente: elaborado por el autor

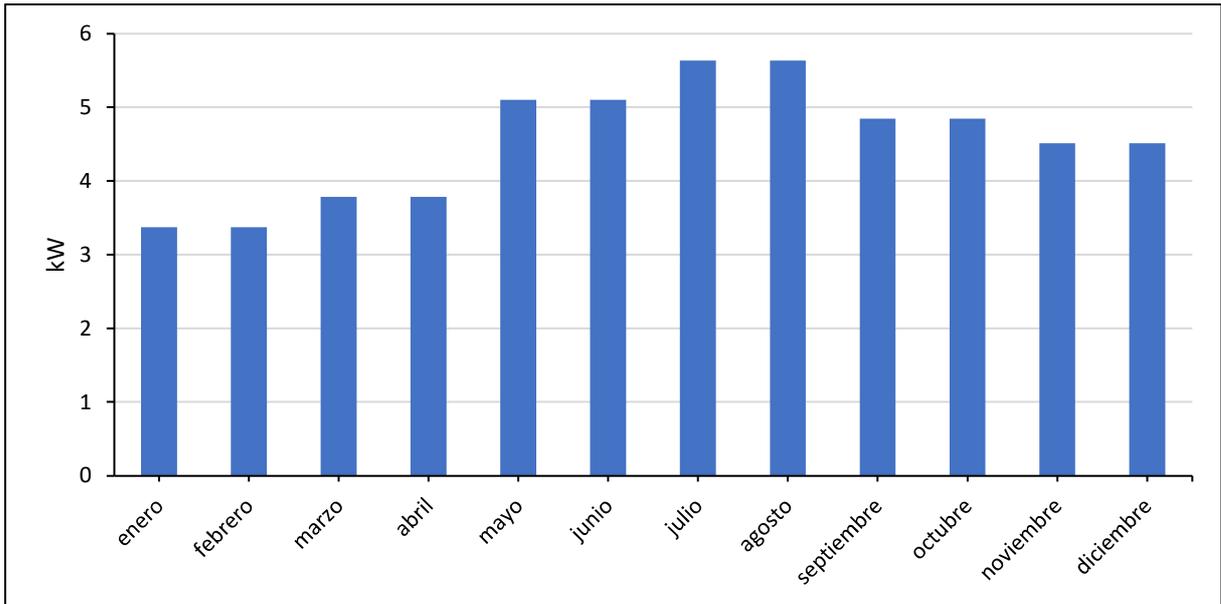


Figura 4.2.2.3: Demanda de potencia eléctrica - boleta 3 T1GE durante el año. Fuente: elaborado por el autor

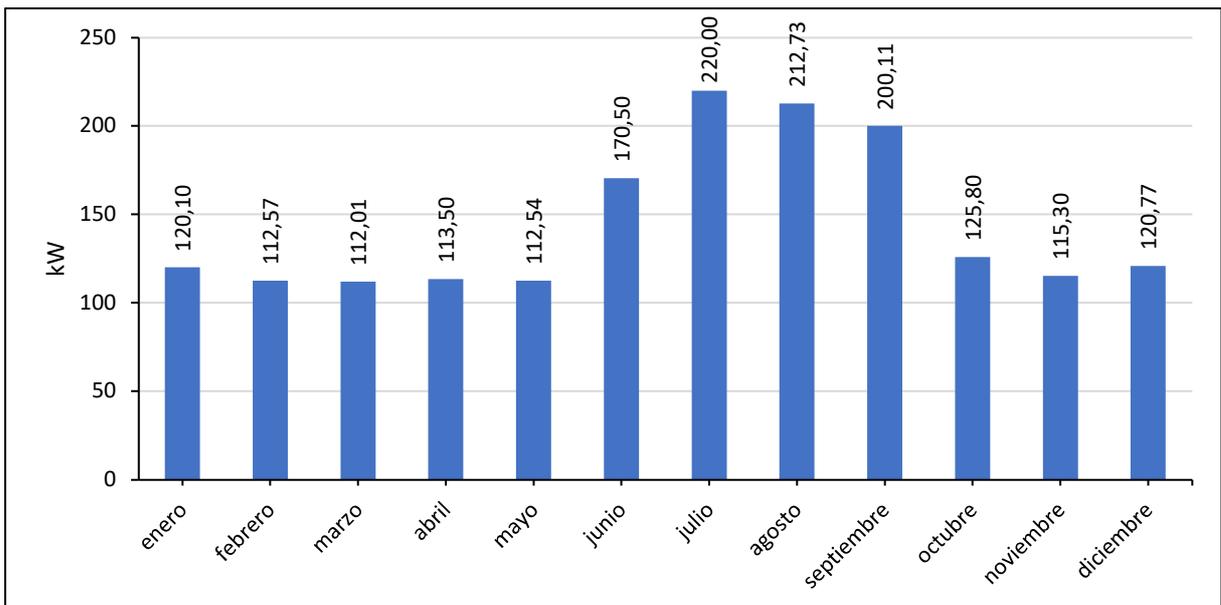


Figura 4.2.2.4: Potencia eléctrica demandada durante el año. Fuente: elaborado por el autor

En las figuras 4.2.2.5 y 4.2.2.6 4.2.2.7 se detallan los consumos energía eléctrica de cada acometida dividida en los períodos pico, resto y valle y en la figura 4.2.2.8 se observa el consumo total de energía de toda la instalación durante un año. Se observa que el mayor consumo eléctrico se realiza en la época invernal en el período resto.

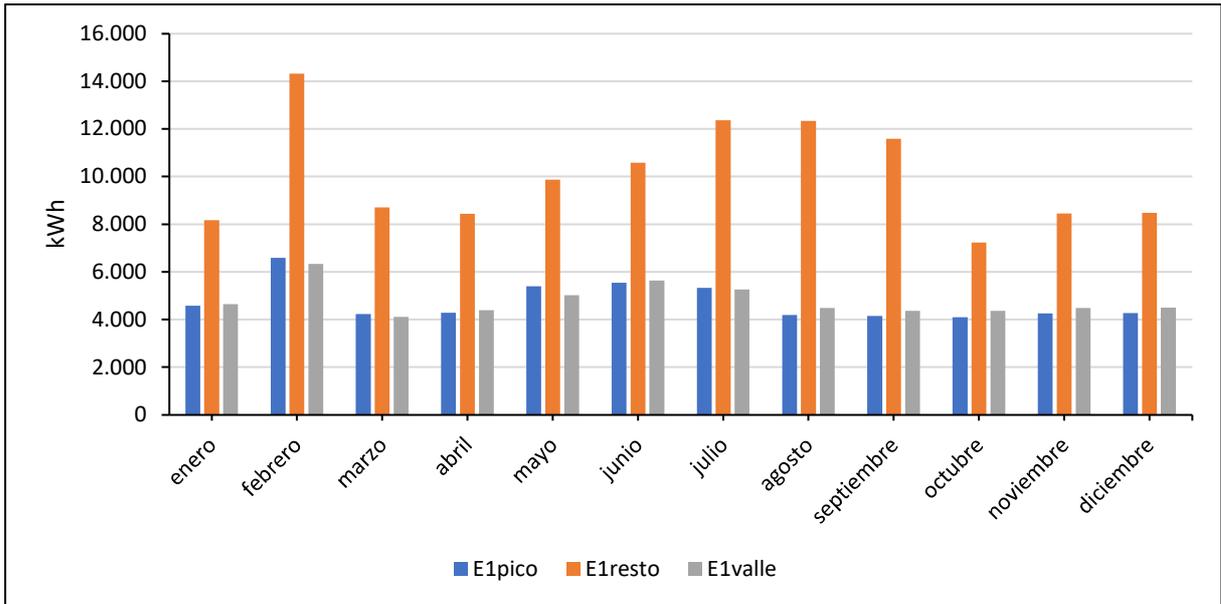


Figura 4.2.2.5: Consumo de energía eléctrica - boleta 1 T3BT 50 kW durante el año. Fuente: elaborado por el autor

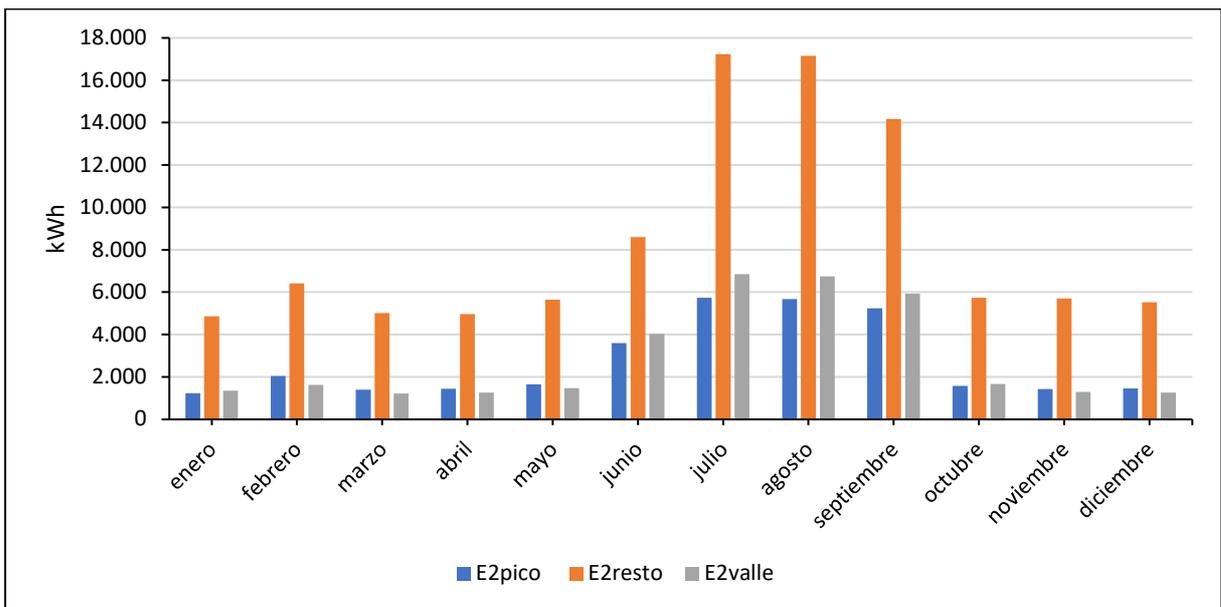


Figura 4.2.2.6: Consumo de energía eléctrica - boleta 2 T3BT 60 kW durante el año. Fuente: elaborado por el autor

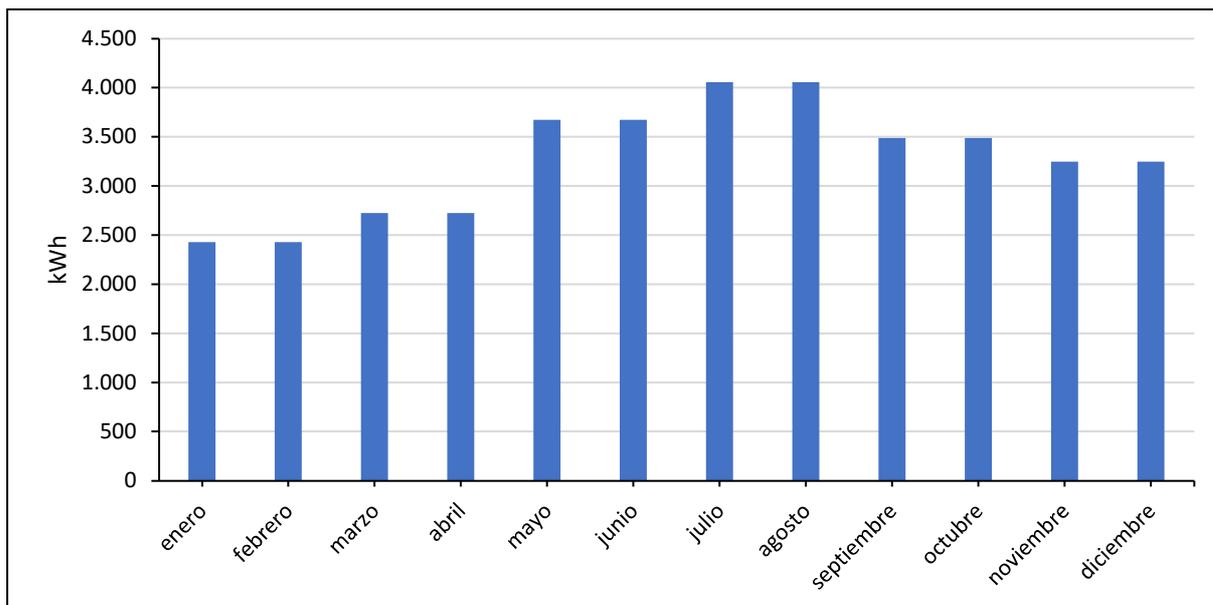


Figura 4.2.2.7: Consumo de energía eléctrica - boleta 3 T1GE durante el año. Fuente: elaborado por el autor

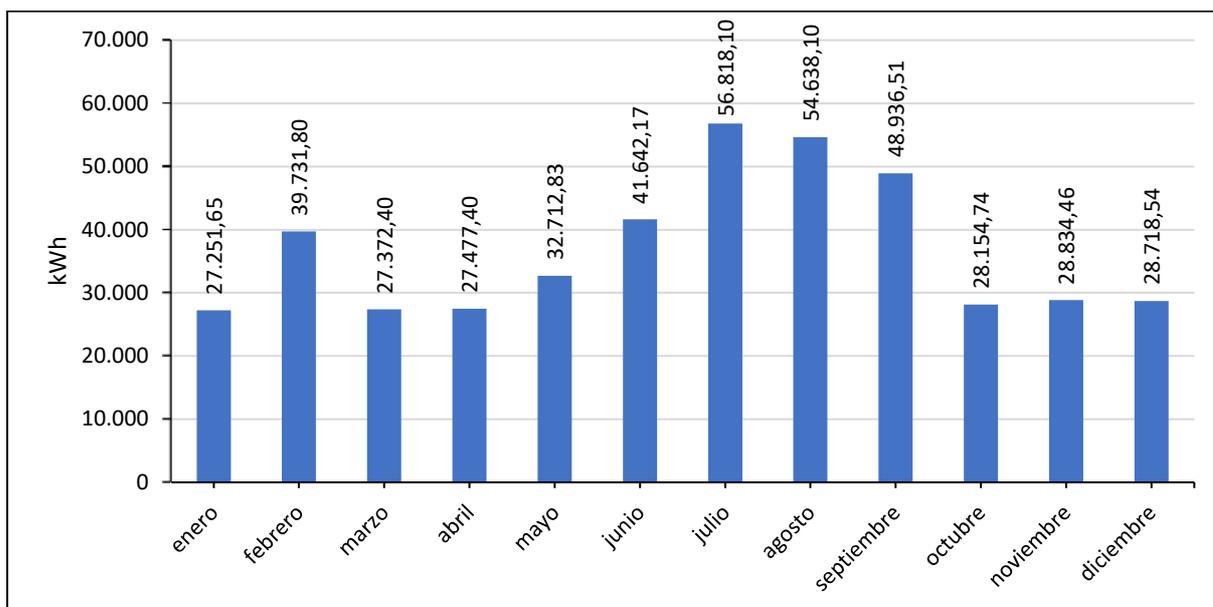


Figura 4.2.2.8: Consumo total de energía eléctrica durante el año. Fuente: elaborado por el autor

4.3 Las normativas de la AEA y su aplicación/adaptación a las instalaciones hospitalarias con equipos de cogeneración

En el presente apartado, se realiza un análisis de las diversas normativas de la Asociación Electrotécnica Argentina (A.E.A.) de aplicación en instalaciones de tipo hospitalarias.

La Sección 710 de la Norma de la A.E.A. 90364 trata sobre todo lo referente a instalaciones eléctricas en hospitales. No obstante, no detalla prácticamente ninguna reglamentación concreta sobre la aplicación a equipos de cogeneración. Es por ello

que se tomarán los puntos más relevantes de la normativa que son de aplicación a un equipo como el que se desea instalar (en particular los puntos relacionados con el suministro de energía de emergencia), como ser, tiempos de interrupción, calidad de la energía eléctrica y puntos críticos de suministro de energía.

Dado que la información contenida en la Norma carece de un formato narrativo, en las sucesivas páginas se hará una adaptación a dicho formato para facilitar la lectura.

4.3.1 Campo de aplicación de la sección 710 de las normativas de A.E.A.

La Norma AEA 90364, Parte 7 Reglas Particulares para la Instalación en Lugares y Locales Espaciales; Sección 710 Locales para usos médicos y salas externas a los mismos, es aplicable para el montaje y el ensayo de instalaciones eléctricas en:

- Hospitales, policlínicas, sanatorios, dispensarios y todo otro edificio utilizado para la medicina humana y dental, así como de otras instalaciones edilicias con una finalidad equivalente.
- Salas para uso médico de medicina humana y dental fuera de los hospitales.
- Salas para diálisis domiciliaria.

Los requisitos que se mencionan tienen en cuenta, según el tipo o la utilización de las instalaciones edilicias, el posible riesgo para las personas (en especial para los pacientes), que pueden ocasionar las corrientes peligrosas para el organismo, así como también los peligros que puede ocasionar un incendio o un corte imprevisto del suministro general de energía eléctrica.

4.3.2 Grupos de aplicación para salas de uso médico

Como salas de aplicación para uso médico se consideran las salas de medicina humana y dental, que se utilizan en conformidad con las disposiciones, para examinar o tratar a las personas. Aquí se cuentan, además, las salas para el tratamiento hidro y físico-terapéutico, así como las salas de masaje.

A los sectores médicos no corresponden, por ejemplo, pasillos y escaleras, salas para el servicio clínico interno, baños comunes en los pisos y sanitarios, compartimentos de ducha en las salas de internación, cocinas y salas de estar, que deberán cumplir con las condiciones generales previstas en el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles de la A.E.A.

Con relación a las medidas necesarias para la protección contra los riesgos eléctricos en caso de fallas, las salas para uso médico se clasifican en grupos de aplicación, como se detalla a continuación:

Salas del grupo de aplicación 0

Éstas son salas para uso médico, donde se asegura, con respecto a la utilización de conformidad con las disposiciones, que:

- No se emplean aparatos electromédicos, o

- Durante el examen o el tratamiento, los pacientes no entran en contacto con equipos electromédicos, o se utilizan equipos electromédicos que están permitidos para la aplicación hasta incluso fuera de las salas para uso médico, según las indicaciones de los manuales que acompañan a los aparatos, o
- Se operan equipos electromédicos que se alimentan exclusivamente de fuentes de energía instaladas en los mismos equipos (baterías).

Salas del grupo de aplicación 1

Este tipo de salas son para uso médico, donde se utilizan equipos electromédicos conectados a la red, con los cuales, o con cuyas partes de aplicación, los pacientes entran en contacto durante el examen o el tratamiento.

Al presentarse un primer contacto a masa o a tierra, o un corte de la red general, puede efectuarse su desconexión, sin que por ello se ponga en peligro a los pacientes.

Los exámenes y tratamientos de los pacientes pueden interrumpirse y repetirse.

Puede permitirse la desconexión automática del suministro de energía, al presentarse una primera falla eléctrica a masa o a tierra, o un corte de la red general, sin que por ello se ponga en peligro a los pacientes.

Salas del grupo de aplicación 2

Éstas son salas para uso médico, donde se utilizan equipos electromédicos conectados a la red, que sirven para intervenciones quirúrgicas o para medidas de interés vital.

Al aparecer un primer contacto a masa o a tierra, o un corte de la red general, estos equipos deben poder seguir operando, ya que los exámenes o los tratamientos no pueden interrumpirse y repetirse, sin que implique un daño para los pacientes.

4.3.2.1 Grupos de salas

Las salas para uso médico que está ligadas entre sí en su función a través de la finalidad médica o de los equipos electromédicos comunes conforman un grupo de salas.

Esto puede ser aplicable para las salas de operaciones y las salas de actividad médica directamente asignadas, como, por ejemplo, la sala para yesos, preparación, derivación y control.

Se muestra a continuación, en la tabla 4.3.2.1.1., ejemplos de salas de acuerdo al tipo de grupo de aplicación de que se trate:

Tabla 4.3.2.1.1: Ejemplos de grupos de aplicación. Fuente: [12]

1	2	3
Grupo de aplicación	Tipo de sala de acuerdo con la utilización	Tipo de utilización médica
0	Salas de internación	Ninguna utilización de equipos electromédicos
	Salas de esterilización para operaciones	
	Salas de lavado para operaciones	
	Consultorios de medicina humana y dental	
1	Salas de internación	Utilización de equipos electromédicos a través de orificios naturales en el cuerpo, o con intervenciones quirúrgicas menores (cirugía menor); Exámenes con catéter flotante
	Salas para terapia física	
	Salas para hidroterapia	
	Salas para masajes	
	Consultorios de medicina humana y dental	
	Salas para diagnóstico radiológico y tratamiento	
	Salas para endoscopías	
	Salas para diálisis	
	Salas de examen intensivo	
	Salas de parto	
	Ambulatorios quirúrgicos	
Salas para cateterismo cardíaco para diagnóstico		
3	Salas de preparación para operaciones	Operaciones de órganos de todo tipo (cirugía mayor), introducción de catéteres en el corazón, introducción quirúrgica de partes de aparatos, operaciones de todo tipo, mantenimiento de las funciones vitales con equipos electromédicos,
	Salas de operación	
	Salas de recuperación	
	Salas para yesos quirúrgicos	
	Salas de examen intensivo	
	Salas de endoscopías	
	Salas para diagnóstico radiológico y tratamiento	
	Salas para cateterismo cardíaco para diagnóstico y tratamiento, excluyendo aquellas en donde se utilizan exclusivamente catéteres flotantes	
	Salas clínicas de parto	

	Salas para diálisis de emergencia o aguda	intervenciones a corazón abierto
	Salas de neonatología	
<p>La asignación de los tipos de salas (columna 2) a los grupos de aplicación se determina por el tipo de aplicación médica prevista (columna 3) y equipos médicos. Por este motivo, ciertos tipos de salas pueden ser asignados a varios grupos de aplicación. Al planificar las instalaciones eléctricas de potencia en hospitales, no es previsible, en la mayoría de los casos, la utilización posible de equipos electromédicos de conformidad con las especificaciones, por ejemplo, en las salas de internación. Es por eso que, en caso de dudas, no debería hacerse uso del grupo de aplicación 0.</p>		

4.3.3 Requisitos para la alimentación de energía

Como fue mencionado anteriormente, si bien el equipo de cogeneración será diseñado para funcionar las 24 horas del día, deberán tenerse en cuenta paradas de la maquinaria, que podrán deberse a posibles averías o paradas de mantenimiento planificadas.

Sea cual sea el motivo, se deberá pasar a otro modo de suministro de energía, que podrá provenir del distribuidor local de energía (en el caso de Balcarce, será la Cooperativa de Electricidad), o bien desde el grupo electrógeno que deberá poseer el hospital como modo de refuerzo ante eventualidades.

Se tomó de las normativas de la A.E.A., todo lo referente a los cortes máximos permitidos, dependiendo del grupo de aplicación, aplicado para los sistemas de energía eléctrica de emergencia, que es lo que más se asemeja al caso en estudio.

De acuerdo con la norma DIN-VDE 0100, parte 560, los tiempos de interrupción se clasifican según la tabla 4.3.3.2:

Tabla 4.3.3.2: Tipos y tiempos de interrupción. Fuente: [12]

Tipo de interrupción	Tiempo de interrupción [s]
Sin interrupción	0
Muy corta interrupción	hasta 0,15
Corta interrupción	desde 0,15 hasta 0,5
Media interrupción	desde 0,5 hasta 15
Larga interrupción	más de 15

4.3.4 Alimentación de energía eléctrica en salas de grupo de aplicación 2

Se detallarán las especificaciones sobre el suministro de energía a los equipos electromédicos para intervenciones quirúrgicas y medida vitales, para lo cual se exige una red IT (de neutro aislado) para un abastecimiento seguro.

Un suministro de dos alimentaciones independientes puede ser requerido también en estas salas para otros aparatos y equipos electromédicos, como, por ejemplo, para la iluminación general y otros tomacorrientes, para los cuales no es indispensable prever una red IT.

Ante el corte de la tensión de uno o varios conductores de fase al final de la línea alimentadora en caso de funcionamiento normal (alimentación preferencial), el suministro de energía debe ser conmutado en forma automática a través de un dispositivo de conmutación.

Cuando se alimente un tablero de distribución o una sección del tablero de distribución desde dos fuentes, a saber: desde energía de emergencia y desde el suministro de energía principal, siempre se considera la alimentación de emergencia como la preferencial, y la alimentación desde el tablero principal quedará como alimentación secundaria; esto es, se le da prioridad a la alimentación de emergencia.

Por otra parte, cabe destacar que también tendrá prioridad una fuente de alimentación de energía de tipo ininterrumpida (UPS), cumpliéndose la misma característica que para el suministro de energía de emergencia.

4.3.5 Requisitos generales para las fuentes de energía eléctrica de emergencia

Las fuentes de energía permitidas para el suministro de energía eléctrica de emergencia serán:

- Generadores cuyas máquinas de impulsión, no dependan de la red de suministro general.
- Una alimentación adicional como alimentación de energía general, que sea independiente de la alimentación de la red (motogeneradores, UPS)
- Acumuladores eléctricos de tipo estacionario (que no sean para uso de arranque de automóviles).

Debido a los exigentes requisitos específicos según la aplicación, en la práctica se utilizan acumuladores/baterías conforma a la norma IRAM 2119 con o sin onduladores y generadores sincrónicos con motores convencionales de combustión interna como máquina motriz.

También se admiten otras máquinas motrices y generadores, cuando todos los requisitos de las normas para los grupos electrógenos se cumplen de manera equivalente.

Como alternativa se ofrecen, en este caso, las centrales modulares que generan energía y calor en forma combinada, entre otras.

Para la evaluación especializada de la equivalencia de otros dispositivos con los grupos electrógenos descriptos en la reglamentación sobre el cual se habla en este apartado, rigen los siguientes criterios:

Disponibilidad:

Deben respetarse al menos:

- Igual seguridad de arranque, en caso de la operación de puesta en marcha.
- Igual capacidad de toma de potencia.
- Disponibilidad ilimitada y permanente como fuente de energía eléctrica de los consumidores del suministro de energía eléctrica de emergencia.

Calidad de tensión:

En este punto, deben respetarse al menos:

- Igual calidad de tensión y frecuencia en funcionamiento estático y dinámico en caso de carga desequilibrada.
- Igual grado de supresión de interferencias y contenido armónico.

Duración segura de funcionamiento:

Debe respetarse el seguro abastecimiento independiente del combustible de la máquina motriz, al menos para los consumidores del suministro de energía de emergencia teniendo en cuenta la duración del funcionamiento nominal predeterminado en las normas y/o reglamentaciones.

Condiciones controladas de funcionamiento:

Debe respetarse la refrigeración segura de la máquina motriz o bien la evacuación de calor generado/irradiado por los equipos independientes, que se hallan en permanente disposición y que trabajan en forma autárquica.

Para el caso de un equipo de cogeneración, la evaluación del grado de cumplimiento de estos criterios de una central modular que genera energía y calor en forma combinada, es admisible como fuente de energía, y debe efectuarse a través del ensayo especializado para cada caso en particular.

4.3.6 Comentarios sobre la reglamentación

El equipo a instalarse debe cumplir con continuidad eléctrica en todo momento y capaz de generar la totalidad de potencia eléctrica requerida para la instalación.

Debe ser capaz de proveer la cantidad suficiente de potencia térmica para abastecer el sistema de calefacción central por radiadores y el agua caliente sanitaria del edificio.

Además, el equipo a instalarse debe proveer una buena insonorización, debido a que el ruido no perturbe a las personas que ocupan el establecimiento.

En cuanto a los gases de combustión debe ser lo más saludable posible para el medio ambiente.

De acuerdo con todo lo requerido y a la reglamentación vigente en Argentina, todavía no hay una ley o norma que especifique los requerimientos en equipos de cogeneración como en otros países, el cual sería muy conveniente, debido a la eficiencia de estos equipos.

5 CÁLCULO Y ELECCIÓN DEL EQUIPO DE COGENERACIÓN

En el presente capítulo se presenta la metodología de cálculo utilizada para dimensionar el sistema de cogeneración adecuado para atender los requerimientos energéticos detallados en el capítulo 4.

La selección y dimensionamiento de un sistema de cogeneración consta de los siguientes pasos:

1. Recolectar información de consumo de energía eléctrica y térmica (capítulo 4).
2. Analizar los perfiles de demanda eléctrica y térmica (capítulo 4).
3. Obtener datos de temperaturas del proceso (capítulo 5).
4. Seleccionar la tecnología adecuada para el sistema de cogeneración y verificar si cumple con los requisitos energéticos (capítulo 5).
5. Obtener precios de las tarifas de gas y electricidad (capítulo 6).
6. Determinar la viabilidad financiera (capítulo 6).
7. Calcular la eficiencia ecológica (capítulo 7).

En primer lugar, se detalla la disposición de las acometidas que proveerán de energía al hospital.

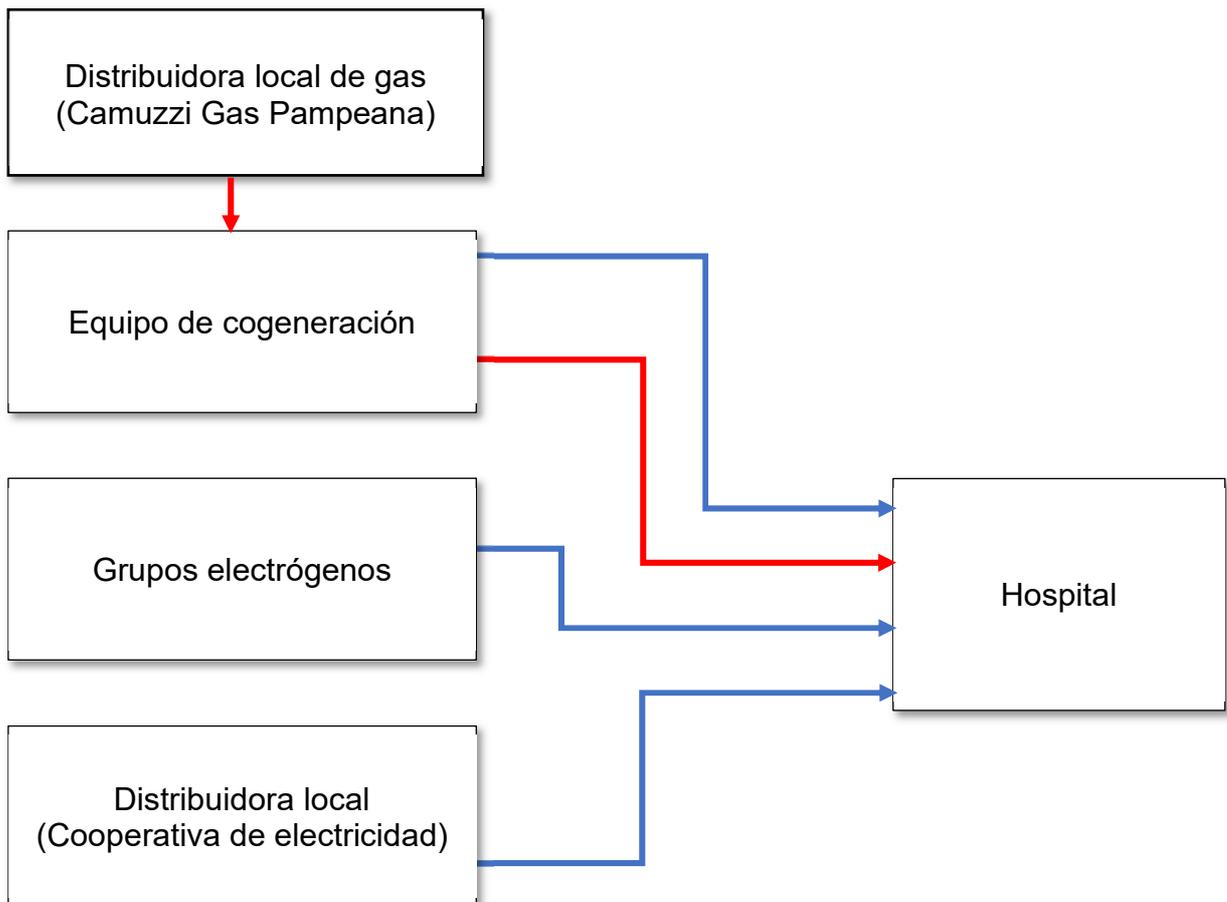


Figura 5.1: Esquema de la disposición de las acometidas energéticas del hospital. Fuente: elaborado por el autor

La figura 5.1, muestra las líneas de energía, representando con líneas de color azul el suministro de energía eléctrica y de color rojo el de calefacción y agua caliente.

Se aprecia claramente que la instalación tiene tres fuentes de energía, desde tres puntos distintos: desde el equipo de cogeneración, grupo electrógeno y de la distribuidora local. Dicha disposición provee al sistema de una alta confiabilidad, recordando que en los centros de salud es de vital importancia la continuidad del servicio eléctrico.

Si por algún motivo el o los equipos de cogeneración sufrieran algún desperfecto, entraran en mantenimiento o tenga lugar un corte del suministro de gas, se dará suministro por la red de la distribuidora local, y como último recurso se utilizarán los grupos electrógenos. Gracias a esta configuración de triple alimentación, el sistema garantiza la continuidad de servicio en todo momento.

Se considera además que en la instalación se contarán con equipos de tipo UPS (suministros de energía ininterrumpida), que absorberán los baches que se produzcan en los traspasos entre un equipo y otro, y diversas protecciones y enclavamientos necesarios, los cuales no serán calculados, pues exceden los alcances y objetivos del presente trabajo.

5.1 Consideraciones para la selección del sistema

La aplicación correcta de cada sistema de cogeneración dependerá principalmente de la relación de energía térmica/eléctrica, del tiempo de operación anual de los procesos a los que se aplique y la variación de la demanda eléctrica, entre otras.

Los sistemas de cogeneración se deben diseñar para abastecer si es posible la totalidad de la demanda térmica, ya que este esquema es el que arroja la mayor eficiencia energética del sistema, aunque en algunos casos se dimensionan con el objetivo de satisfacer la demanda eléctrica, e inclusive una combinación de las anteriores [13].

También dichos sistemas se pueden diseñar, teóricamente, a la media exacta de cada instalación para cubrir los requerimientos de la demanda térmica y eléctrica de la instalación, sin embargo, los equipos disponibles en el mercado normalmente no se corresponden con dichas necesidades y resulta en generación por exceso o por defecto. En este contexto se pueden presentar cuatro alternativas [13]:

- A. Cumplir con la demanda de energía eléctrica y requerir post-combustión para alcanzar el requerimiento de energía térmica.
- B. Cumplir con la demanda de energía eléctrica y tener que vender excedentes térmicos.
- C. Cumplir con la demanda de energía térmica y tener excedentes de energía eléctrica.
- D. Cumplir con la demanda de energía térmica y tener que comprar faltantes de energía eléctrica.

El diseño más eficiente como se mencionó antes, desde el punto de vista energético, corresponde a aquel que satisface ciento por ciento los requerimientos térmicos de la instalación de que se trate, pudiendo vender los excedentes eléctricos a la red o comprando de esta los faltantes si fuera el caso.

Actualmente la Argentina cuenta con la Ley 27.424 de fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable [23]. Sin embargo, la misma no incluye la autogeneración a partir de equipos de cogeneración menores a 1 MW de potencia instalada, siendo esto una problemática, debido a que no se puede vender energía excedente a la red en instalaciones de baja potencia.

En el presente trabajo, se propone el diseño de la planta de cogeneración del hospital de acuerdo con la alternativa C. Teniendo en cuenta que si en el futuro se reglamenta una ley que contemple la venta de energía eléctrica excedente con equipos de cogeneración, la misma sería beneficiosa para el caso de estudio.

5.2 Metodología de cálculo técnico

5.2.1 Cálculo de caudales y bombas

Primeramente, se deben calcular los caudales de agua de cada proceso para obtener los flujos másicos que van a circular por la instalación y poder elegir la tecnología adecuada.

Como simplificación de los cálculos, se dividió el circuito de calefacción en dos partes, un circuito cerrado de calefacción y uno abierto de agua caliente, de esta forma se consideran dos flujos másicos a distintas temperaturas.

Cabe mencionar que tanto las ecuaciones, como la nomenclatura para el procedimiento de cálculo fueron tomadas de la referencia [16].

La figura 5.2.1.1. muestra el esquema de la instalación propuesta indicando los puntos característicos del proceso:

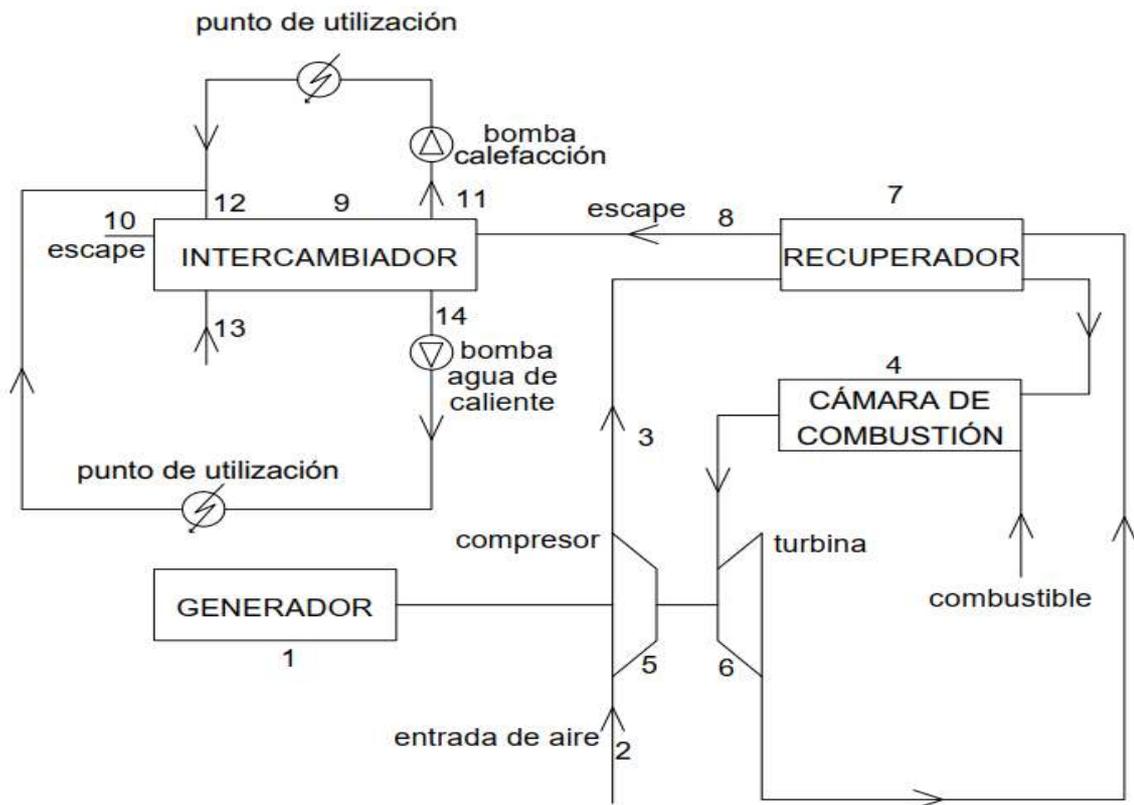


Figura 5.2.1.1: Ciclo del proceso. Fuente: elaborado por el autor.

1. Generador
2. Entrada de aire
3. Cámara de Combustión
4. Aire de Combustión
5. Compresor
6. Turbina
7. Recuperador
8. Gas de escape (alrededor de 270° C)
9. Intercambiador de Calor
10. Salida de Gas de Escape
11. Salida de Agua de proceso
12. Entrada de Agua a proceso
13. Entrada de agua de red
14. Salida de agua sanitaria

A continuación, en la tabla 5.2.1.1, y teniendo en cuenta las figuras 3.7.2.5 y 5.2.1.1 se detallan las temperaturas del agua en los puntos característicos del ciclo. Las mismas fueron definidas a partir de la información facilitada por el personal del Hospital Municipal y por criterio del autor de acuerdo al conocimiento de la red de agua de la ciudad de Balcarce.

Tabla 5.2.1.1: Temperatura en los puntos característicos del ciclo termodinámico. Fuente: elaborado por el autor

Nombre	Valor	Unidad	Descripción
T ₁₂	80	°C	Temperatura de agua de salida a proceso
T ₁₁	70	°C	Temperatura de agua de entrada de proceso
T ₁₃	20	°C	Temperatura de agua de entrada de red
T ₁₄	55	°C	Temperatura de salida servicio de agua caliente

Los cálculos de los caudales se basan en el principio de los balances entálpicos de la siguiente forma:

$$E_c = W_h * (h_{\text{salida}} - h_{\text{entrada}}) \quad (5.2.1.1)$$

donde,

E_c: potencia involucrada entre los puntos de salida y entrada.

W_h: flujo másico.

(h_{salida} – h_{entrada}): salto entálpico entre los dos puntos bajo análisis.

Se considera el caso más desfavorable que puede presentarse. Este es el cual se tiene el máximo consumo de calefacción y de agua caliente. Además, se consideran nulas las pérdidas en el sistema.

En la tabla 5.2.1.2 se muestran los consumos máximos de la instalación requeridos para realizar los cálculos:

Tabla 5.2.1.2: Máximos consumos térmicos y eléctricos de la instalación. Fuente: elaborado por el autor

Máximo valor de potencia térmica (agua caliente)	Eac	70,43	kWth
Máximo valor de potencia térmica (calefacción)	Ec	224,70	kWth
Potencia eléctrica demandada máxima	Er	220	kW

Con los consumos máximos de la instalación se procede a realizar los cálculos de los caudales.

En primer lugar, utilizando la ecuación 5.2.1.1, se calcula el caudal másico para calefacción (Wh_c), considerando la energía requerida para calefacción E_c (en el punto de utilización), las temperaturas T_{11} y T_{12} , y considerando que, si no hay cambio de estado del fluido, ($h_{salida} - h_{entrada}$) se puede expresarse como $C_h(t_{salida} - t_{entrada})$, donde C_h es el calor sensible del fluido en circulación y ($t_{salida} - t_{entrada}$) es la diferencia de temperaturas entre los puntos 11 y 12. Así, se puede obtener el caudal de agua que circulará por el circuito de calefacción:

$$Wh_c = 60 * \frac{E_c}{h_{12} - h_{11}} = 60 * \frac{E_c}{C_h * (t_{12} - t_{11})} \left[\frac{l}{min} \right] \quad (5.2.1.2)$$

Obtenido el caudal másico, y teniendo en cuenta la densidad del agua, se obtiene el caudal de circulación de la bomba de recirculación.

Luego de calculado el caudal, por catálogo y con la ayuda del software de GRUNDFOS en la web [<https://ar.grundfos.com/products.html>], se elige la bomba de recirculado para el proceso requerido. La bomba consumirá una determinada potencia eléctrica y entregará una presión que se considera suficiente para contrarrestar las pérdidas en las cañerías de calefacción y que no son calculadas en detalle pues exceden los objetivos del presente trabajo.

La bomba elegida se detalla en la tabla 5.2.1.3:

Tabla 5.2.1.3: Especificaciones de la bomba de recirculación de calefacción. Fuente: elaborado por el autor

Bomba a ser empleada	
Marca	GRUNDFOS
Modelo	NK 50-200/209
Pb	2,2 kW

La potencia que se obtiene de catálogo es la eléctrica. Para obtener la potencia efectiva, se debe afectar por el rendimiento:

$$P_{efc} = P_{bomba} * \eta_{bomba} \quad (5.2.1.3)$$

El rendimiento de la bomba se adopta como 90%, de acuerdo con [16].

La bomba producirá un aumento en el salto entálpico, la potencia total de calefacción por tal motivo disminuye de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P_{total \ de \ calefacción} = E_c - P_{efc} \quad (5.2.1.4)$$

De manera similar se calcula la bomba para agua caliente sanitaria. Se calcula el flujo másico mediante la siguiente expresión:

$$E_{ac} = Wh_{ac} * (h_{14} - h_{13}) = Wh_{ac} * C_p * (t_{14} - t_{13}) \quad (5.2.1.5)$$

Entonces el caudal másico de agua sanitaria resulta:

$$Wh_{ac} = 60 * \frac{E_{ac}}{C_h * (h_{14} - h_{13})} \left[\frac{l}{min} \right] \quad (5.2.1.6)$$

donde,

E_{ac} : potencia necesaria para el suministro de agua caliente.

Wh_{ac} : flujo másico del agua en circulación por el circuito de agua caliente.

Con este flujo másico se determina el caudal de agua caliente y, seguidamente se selecciona una bomba de agua adecuada.

La bomba elegida se detalla en la tabla 5.2.1.4:

Tabla 5.2.1.4: Especificaciones de la bomba de recirculación de agua caliente. Fuente: elaborado por el autor

Bomba a ser empleada	
Marca	GRUNDFOS
Modelo	CM 1-3
Pb	0,43 kW

La potencia efectiva, es la eléctrica afectada por el rendimiento de 90%:

$$P_{efac} = P_{bomba} * \eta_{bomba} \quad (5.2.1.7)$$

La bomba producirá un aumento en el salto entálpico, la potencia total de calefacción por tal motivo disminuye de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P_{total\ de\ agua\ caliente} = E_{ac} - P_{efac} \quad (5.2.1.8)$$

Luego la potencia total será la siguiente:

$$E = E_c - P_{efc} + E_{ac} - P_{efac} \quad (5.2.1.9)$$

La tabla 5.2.1.5 resume los valores numéricos obtenidos a partir de aplicar los cálculos precedentes.

Tabla 5.2.1.5: Resultados del cálculo de caudales de proceso y bombas. Fuente: elaborado por el autor

Detalle	Identificación	Valor	Unidad
Potencia eléctrica requerida en el proceso:	Er	220	kW
Masa de agua caliente de proceso:			
Calefacción	Whc	322,5394	l/min
Servicio de agua caliente	Whac	28,8860	l/min
TOTAL	ma	351,4254	l/min
Energía térmica del proceso:			
Calefacción	Ec	224,70	kW
Bomba para calefacción	Pefc	1,98	kW
Potencia total de calefacción		222,72	kW
Servicio de agua caliente	Eac	70,43	kW
Bomba para agua caliente	Pefac	0,387	kW
Potencia total de agua caliente		70,05	kW
TOTAL	E	292,77	kW

5.2.2 Selección de la tecnología más adecuada

Teniendo en cuenta los consumos energéticos detallados en el capítulo 4, los caudales calculados en la sección 5.2.1 y basándose en la tabla 3.7.3.2 (capítulo 3) se considera que el sistema más adecuado a instalar es una microturbina. Esta tecnología se presenta adecuada para los requerimientos de potencia eléctrica y térmica de la instalación hospitalaria bajo estudio, además posee larga continuidad de servicio, buena eficiencia, bajas emisiones, tamaño reducido y buena insonorización.

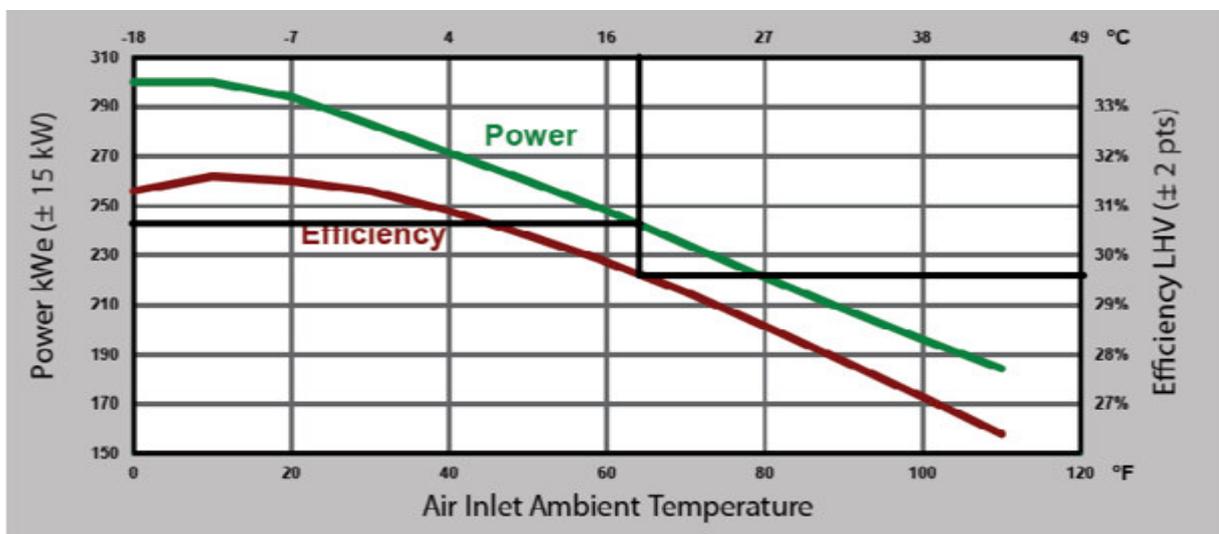
Una vez obtenidos los datos principales, se procede a elegir la microturbina utilizando el catálogo facilitado por el fabricante el cual se puede ver en el Anexo 2.

Para el dimensionamiento de la microturbina se parte de los siguientes datos:

- Altitud sobre el nivel del mar de Balcarce: 97 [m]
- Temperatura promedio del recinto a instalar el equipo: 18 [°C]

Teniendo en cuenta los requerimientos de la instalación, se selecciona una microturbina de la marca Flex Energy (ver Anexo 2), cuya potencia nominal es de 250 kW_e y aporta un máximo de calor recuperable de 396 kW_{th}. Estos valores son para una temperatura ambiente de 15 °C.

Debido a que las condiciones de operación difieren de las tomadas como referencia por el fabricante se realiza la siguiente corrección por temperatura a partir de datos de catálogo (ver figura 5.2.2.1).



Note: kW_e is electrical output at terminals corrected for parasitics, but not including gas booster power

Figura 5.2.2.1: Corrección de potencia y rendimiento de la microturbina. Fuente: anexo 2

Según el fabricante, la potencia decrece cada 305 metros sobre el nivel del mar en 8,8 kW, por lo tanto, en el presente caso no hace falta aplicar la corrección por altitud.

Seguidamente se debe verificar si el calor recuperado es mayor al necesario para el caudal de agua requerido. Para ello se debe contar con la temperatura de agua de entrada. En nuestro caso se tienen 2 caudales a distintas temperaturas, por lo que se realizó un promedio ponderado para obtener la temperatura de agua de entrada al equipo.

$$temperatura\ de\ entrada = \frac{w_h * t_{11} + W_{ac} * t_{13}}{w_h + w_{ac}} = 65,1480 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Con este valor de temperatura y con el caudal total de agua en litros por minuto se ingresa a la figura 5.2.2.2 para obtener el calor recuperado por el equipo en kW_{th}.

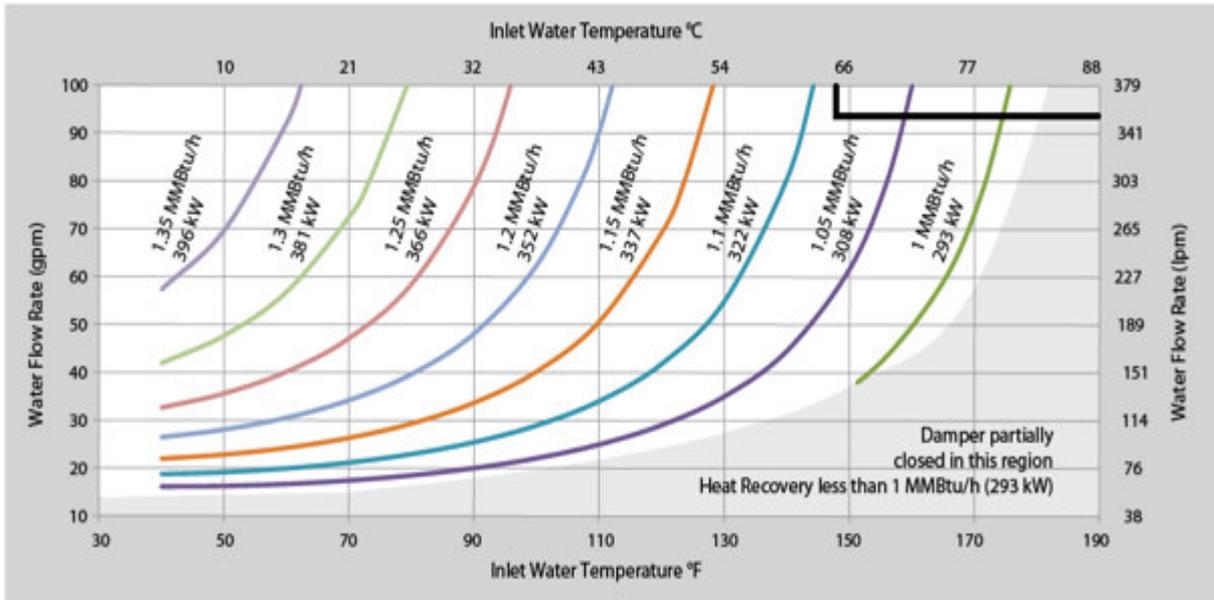


Figura 5.2.2.2: Calor recuperado de la microturbina. Fuente: anexo 2

Como se observa en la figura 5.2.2.2, a partir de las condiciones dadas se recupera alrededor de 315 kW de calor, mayor al valor necesario de 293,16 kW, por lo tanto, se puede emplear este equipo.

Finalmente, las características técnicas de la microturbina seleccionada se muestran en la Tabla 5.2.2.1.

Tabla 5.2.2.1: Especificaciones técnicas de la microturbina. Fuente: [15].

Selección de turbina a ser empleada			
Marca	Flex energy		
Modelo	GT250S		
Electrical power	250	kW	
Output conditions	Ep =	240	kW
Heat rate (LHV)	HR =	12000	kJ/kWh
mass flow	M gases =	2,13	kg/s
Exhaust temp.	Ts =	256	°C
Rendimiento	nt =	29,5	%
Fuel consumption		2,775	MMBTU/h
Max available heat (direct exhaust)		396	kW
Recoverable heat (direct exhaust)		315	kW

En la tabla 5.2.2.2, se muestran cálculos adicionales (con sus fórmulas), que nos dan información sobre el sistema de cogeneración, como el rendimiento global de la instalación, el consumo de gas natural, el factor β de la instalación, etc.

Tabla 5.2.2.2: Cálculos e información adicional sobre el sistema. Fuente: elaborado por el autor

Cálculo de la energía del combustible necesaria: E_{comb}		
$E_{comb} = E_p / \eta_t$	813,56	kW
Cálculo del consumo de gas natural		
PCI del gas natural $PCI_{gas} =$	39900	kJ/Kg
Cant. de combustible $M_{comb} = E_{comb} / PCI_{gas}$	0,0204	kg/s
Eficiencia en la generación eléctrica: η_{ge}		
$\eta_{ge} = (E_p - P_{efbc} - P_{efbac}) / E_{comb}$	29,21	%
Eficiencia en la generación térmica η_{gt}		
$\eta_{gt} = (E_c + E_{ac} - P_{efbc} - P_{efbac}) / E_{comb}$	35,99	%
Eficiencia global de la instalación		
$\eta_{global} = \eta_{ge} + \eta_{gt}$	65,20	%
Relación entre energía eléctrica y térmica:		
$\beta = E_p / (E_c + E_{ac})$	0,82	

La microturbina y los generadores electrógenos se ubicarán en la sala de máquinas según se muestra en la figura 5.2.2.3:

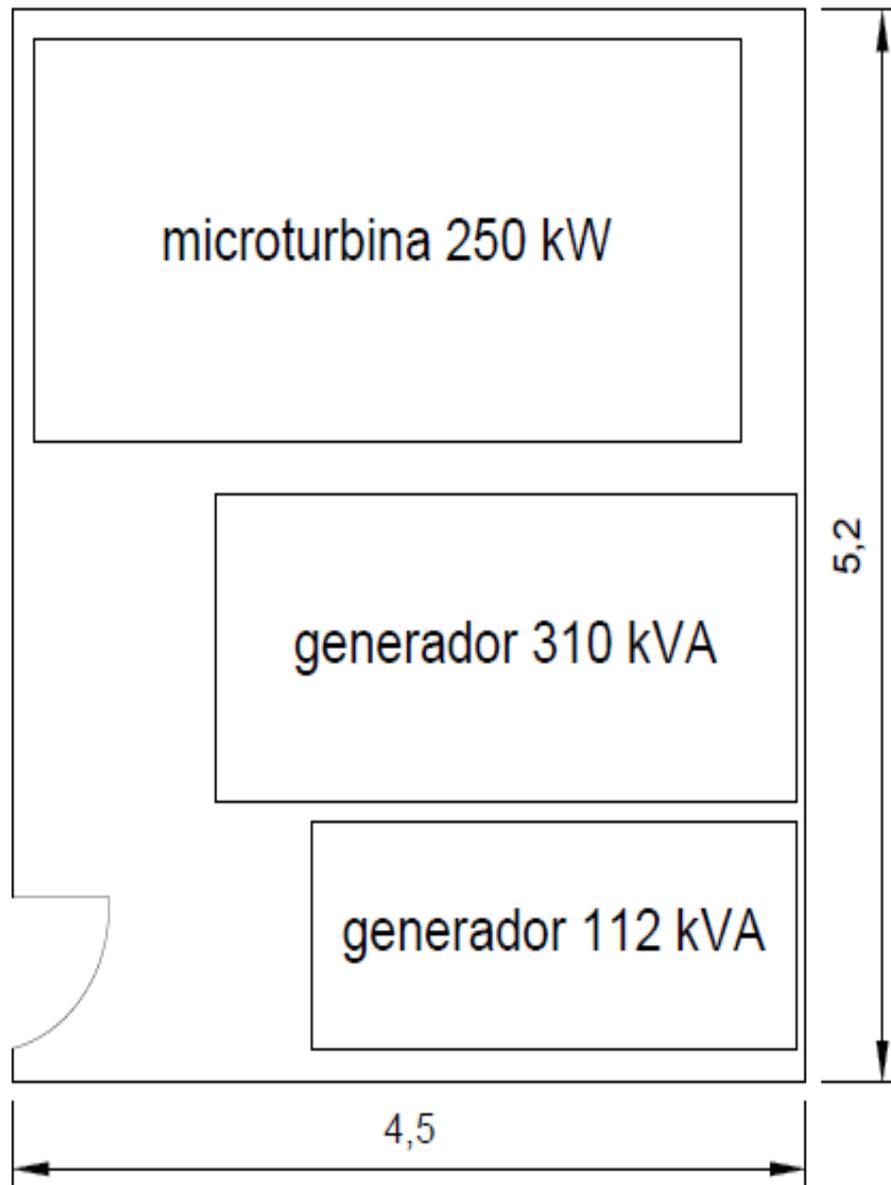


Figura 5.2.2.3: Disposiciones de los equipos en la sala de máquinas. Fuente: elaborado por el autor

6 CÁLCULO ECONÓMICO

En este capítulo se estudia la viabilidad económica de la instalación del equipo de cogeneración seleccionado. Para ello se tienen en cuenta no sólo los costos de los equipos, sino también el método de análisis utilizado para el cálculo. Se adopta el método denominado "Punto de Equivalencia", que permite comparar la viabilidad económica de diferentes alternativas tecnológicas [3]. Adicionalmente se calculan indicadores económicos derivados métodos dinámicos como la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Presente (VP) y el tiempo de repago. Además, se analizará el caso hipotético de venta de energía excedente a la red para el mismo escenario.

6.1 Metodología de análisis económico

Se analizan dos alternativas en el presente estudio, las cuales será comparadas en términos económicos:

1. **Sistema tradicional:** adquisición de caldera convencional de 280.000 kcal/h y un termotanque de 3.000 litros y 75.000 kcal/h para calefacción y agua caliente. Estos equipos operan con gas natural el cual debe ser comprado a la empresa distribuidora del servicio. Por otra parte, se debe comprar energía eléctrica a la distribuidora local.
2. **Sistema de cogeneración:** adquisición de una microturbina de gas de 250 kWe, con lo cual solo se tendrá consumo de gas natural para su funcionamiento. Con este sistema se genera la energía eléctrica necesaria para el establecimiento y adicionalmente el agua caliente para calefacción y abastecimiento de agua sanitaria.

Inicialmente se realiza el cálculo de inversión y la estimación de los costos de funcionamiento, para cada una de las alternativas.

6.2 Inversión fija

El cálculo de la inversión fija se realiza por el método de estimación por factores (Chilton, 1949) [17]. Este es un método mediante el cual se puede extrapolar la inversión fija de un sistema completo a partir del precio de los equipos principales instalados y realizar una estimación de la inversión fija con un error de 10-15% del valor real, por la selección cuidadosa de los factores dentro del rango dado.

En el presente caso, los equipos principales, como se mencionó anteriormente, son:

Para el sistema tradicional:

- Caldera
- Termotanque

Para el sistema de cogeneración

- Microturbina

Los factores que se consideran en la teoría (tuberías, instrumentación, edificios, plantas de servicios, conexiones entre unidades, ingeniería, construcción y transporte del equipamiento, contingencias, etc.), se afectan al costo de equipamientos principales, dando como resultado la inversión fija total para la implementación del sistema propuesto.

Cabe destacar que, en la selección de los factores, hay que aplicar la experiencia y conocimientos para estimar dichos factores, ya que son del tipo experimental, y tener en cuenta el espacio donde se instalan los equipos y las unidades ya instaladas, como son las tuberías.

A partir de un relevamiento en el mercado local se obtuvieron los valores de los equipos y, en el caso de la microturbina, el valor del equipo fue facilitado por el mismo fabricante.

Los resultados de las inversiones para cada uno de los sistemas estudiados son los siguientes:

- Inversión para el sistema tradicional: **65.638,32 U\$S**
- Inversión para el sistema de cogeneración: **566.015,63 U\$S**

El proceso de cálculo completo para arribar a estos valores de inversión fija se puede consultar en el Anexo 1.

6.3 Costos

Seguidamente se calculan los costos relacionados con cada una de las alternativas. La distribución de costos se divide en costos fijos y variables, teniendo en cuenta que los costos variables son los relacionados al consumo de energía y los costos fijos a aquellos considerados independientes de la producción del equipo de cogeneración, como ser impuestos, salarios a los operarios (así lo considera el hospital), etc.

Se tienen en cuenta los costos de insumos necesarios para el funcionamiento de la instalación, en este caso gas natural y energía eléctrica, según cada caso, y los costos asociados al funcionamiento de la maquinaria, como ser mantenimiento, depreciación de la maquinaria, impuestos, seguros, pago a los operarios de la planta, entre otros.

Los costos de mantenimiento, seguros e impuestos al equipo se calculan como un porcentaje de la inversión fija, según [18]. Para realizar dichos cálculos se consultaron las tarifas de las proveedoras de gas natural y energía eléctrica y se adecuaron según el criterio económico del establecimiento en estudio. Esto es debido a que en teoría algunos de los costos variables, en el hospital son considerados como fijos, como es el caso del pago a los operarios.

Se trabaja con el precio unitario en U\$S/kWh del gas natural, para lo cual se procedió a obtener el valor total de las boletas de cada mes y se dividió por la cantidad consumida, como se expresa en la ecuación 6.3.1:

$$\text{Costo de energía} = \frac{\text{valor total de facturación}}{\text{cantidad consumida}} \left[\frac{\text{u\$s}}{\text{m}^3} \right] \text{ ó } \left[\frac{\text{u\$s}}{\text{kWh}} \right] \quad (6.3.1)$$

En el hospital se factura con tarifa T3 y T1 para electricidad, en la cual se contabilizan los períodos, pico, valle y resto, con su costo correspondiente. A continuación, en la ecuación 6.3.2 y 6.3.3 se detalla el cálculo de los costos fijos y variables totales, debido a que es un costo de forma polinómica. Cabe destacar que se tienen dos costos fijos para la tarifa T3, ya que se cuenta con dos boletas en T3.

$$CFT = CF_{T1} + 2 * CF_{T3} + (P_{1c} + P_{2c}) * (CF_{Pcp} + CF_{Pcfp}) + 1,5 * CF_{Pcp} * (P_{1exc} + P_{2exc}) + 1,5 * CF_{Pcfp} * (P_{1exc} + P_{2exc}) \quad (6.3.2)$$

donde,

CFT: costo fijo total

CF_{T1}: costo fijo tarifa T1

CF_{T3}: costo fijo tarifa T3

P_{1c}: potencia contratada boleta 1

P_{2c}: potencia contratada boleta 2

CF_{Pcp}: costo fijo de la potencia contratada pico

CF_{Pcfp}: costo fijo de la potencia contratada fuera de pico

P_{1exc}: potencia excedente a la contratada de la boleta 1

P_{2exc}: potencia excedente a la contratada de la boleta 2

$$CVT = CV_{T1} * E_3 + CV_{T3p} * (E_{1p} + E_{2p}) + CV_{T3r} * (E_{1r} + E_{2r}) + CV_{T3v} * (E_{1v} + E_{2v}) \quad (6.3.3)$$

donde,

CVT: costo variable total

CV_{T1}: costo variable tarifa T1

CV_{T3p}: costo variable pico tarifa T3

CV_{T3r}: costo variable resto tarifa T3

CV_{T3v}: costo variable valle tarifa T3

E_{1p}: energía pico de la boleta 1

E_{2p}: energía pico de la boleta 2

E_{1r}: energía resto de la boleta 1

E_{2r}: energía resto de la boleta 2

E_{1v}: energía valle de la boleta 1

E_{2v}: energía valle de la boleta 2

Al cálculo de dichos costos se le debe aplicar los diversos impuestos que en el caso de la electricidad ronda en 29%, según la suma de impuestos en las boletas. Anexo 3.

Cabe aclarar que, como la facturación es en pesos argentinos, se debe hacer la conversión a dólares según el tipo de cambio actual, al igual que las tarifas de gas

y electricidad, y tener en cuenta las variaciones o aumentos de las mismas. **Todos los cálculos fueron realizados con el valor del dólar al 18/02/2020 de 63.25 AR\$.**

Los valores unitarios calculados tienen en cuenta impuestos, IVA, descuentos por tarifas sociales (en el caso del gas natural, presenta descuento mediante la resolución de ENARGAS N° 132/17) y transporte.

En cuanto al equipo de cogeneración, el catálogo especifica el consumo, y por ende se obtiene el costo variable de operación del mismo de la siguiente forma:

$$CVU \left[\frac{u\$s}{kWh} \right] = \frac{\text{Consumo de combustible} \left[\frac{MMBtu}{h} \right] * \text{Precio gas natural} \left[\frac{u\$s}{MMBtu} \right]}{\text{Potencia que entrega la microturbina} [kW]} \quad (6.3.4)$$

La conversión de m³ de gas natural a MMBtu es la siguiente:

$$1 \text{ m}^3 \text{ de gas natural} = 27,8 \text{ MMBtu} \quad (6.3.5)$$

Luego se deben considerar el costo fijo de mantener conectada a la red eléctrica, ya que es un sistema de respaldo, el mismo se calculó según la ecuación 6.3.6.

$$CFT = CF_{T3} + (P_{1c} + P_{2c}) * (CF_{Pcp} + CF_{Pcfp}) \quad (6.3.6)$$

Por otra parte, es importante considerar dentro de los costos fijos, aquellos que no varían con el consumo de la instalación, esto es, la depreciación de los equipos. Este costo se incluye a modo de contar con los fondos para reemplazar los equipos al final de su vida útil por equipos nuevos.

El cálculo de depreciación se realiza por línea recta, el cual considera el precio del equipo, el tiempo considerado para el análisis (15 años en nuestro caso) y el valor residual L de la maquinaria luego de los 15 años de servicio considerado (que se tomó como el 30% del valor del equipo analizado nuevo).

Así, el valor anual de depreciación se expresa como:

$$\text{Costo de depreciación} = \frac{\text{Inversión fija} - \text{valor residual}}{\text{años de utilización}} \quad (6.3.6)$$

Dentro de los costos fijos se considera el salario de los operarios, se asumen 3 turnos de 8 horas y 1 operario para ambos sistemas.

Cabe destacar en este punto, que la energía que entrega el nuevo equipo es la equivalente a la máquina funcionando a potencia nominal, con la cual se calculan los costos variables totales. Esta consideración implica un exceso de generación de energía eléctrica, la cual puede ser volcada a la red.

Luego la distribución de costos fijos y variables es la siguiente:

Tabla 6.3.1: Distribución de costos fijos y variables de ambas alternativas. Fuente: elaborado por el autor

Sistema tradicional		
CVU gas	0,005270	u\$/kWh
CVU Tarifa T1GE	0,103502	u\$/kWh
CVU Tarifa T3BT pico	0,054129	u\$/kWh
CVU Tarifa T3BT resto	0,051959	u\$/kWh
CVU Tarifa T3BT valle	0,049842	u\$/kWh
Costo fijo total	53.521,60	u\$/año
Sistema de cogeneración		
Costo variable unitario	0,0198199	u\$/kWh
Costo fijo total	95.524,07	u\$/año

Los costos variables fueron extraídos de las tarifas de luz y gas correspondiente, actualizados a la fecha mencionada en el apartado 6.3. El cálculo detallado para llegar a los valores anteriores se puede consultar en el Anexo 1.

6.4 Punto de equivalencia

Una vez obtenida la inversión inicial y los costos para cada una de las alternativas estudiadas, se procede a la comparación de las mismas mediante el estudio del punto de equivalencia [3].

Bajo este análisis se considera la inversión inicial, los costos anuales (fijos y variables), los ingresos y un factor que considera el valor temporal del dinero. Este factor, denominado F_{PA} , tiene en cuenta la vida útil del equipo (15 años como fue detallado anteriormente) y la tasa de interés (tomada como 12,5217%, según el banco BICE (Banco de Inversión y Comercio Exterior) [15], y se calcula como sigue:

$$F_{PA}(i\%, v) = \frac{i * (1 + i)^v}{(1 + i)^v - 1} \quad (6.4.1)$$

donde,

i: tasa de interés

v: vida útil de los equipos [años]

$$F_{PA}(i\%, v) = 0,150935606$$

A partir de estos valores se obtiene la ecuación 6.4.2, la cual es una recta en función de la energía consumida durante el año:

$$A_A = Inversión * F_{PA} + (CFT + CVT * E) \quad (6.4.2)$$

El término costos variables * energía consumida (CVT*E) se debe separar según la proporción en el período de consumo por tipo de tarifa y por tipo de energía, ya que hay una proporción del 18,73% de consumo eléctrico y 81,27% de gas. Esto se muestra en la ecuación 6.4.3.

$$CV * E = \left(\frac{E_{tT1}}{E_{te}} * CVU_{T1} * E_x + \frac{E_{tT3p}}{E_{te}} * CVU_{T3p} * E_x + \frac{E_{tT3r}}{E_{te}} * CVU_{T3r} * E_x + \frac{E_{tT3v}}{E_{te}} * CVU_{T3v} * E_x \right) * \frac{E_{te}}{E_{total}} + CVU_{gas} * E_x * \frac{E_{gas}}{E_{total}} \quad (6.4.3)$$

donde,

CVU_{T1}: costo variable unitario tarifa T1

CVU_{T3p}: costo variable unitario pico tarifa T3

CVU_{T3r}: costo variable unitario resto tarifa T3

CVU_{T3v}: costo variable unitario valle tarifa T3

E_x: magnitud en variable X del gráfico que representa la variación de energía

E_{te}: energía eléctrica total

E_{gas}: energía total de gas

E_{total}: Energía total del sistema

E_{tT1}: energía total tarifa T1

E_{tT3p}: energía total pico tarifa T3

E_{tT3r}: energía total resto la tarifa T3

E_{tT3v}: energía total valle tarifa T3

Ingresando con los valores de las dos alternativas estudiadas, se obtiene el gráfico del punto de equivalencia como mostrado en la figura 6.4.1.

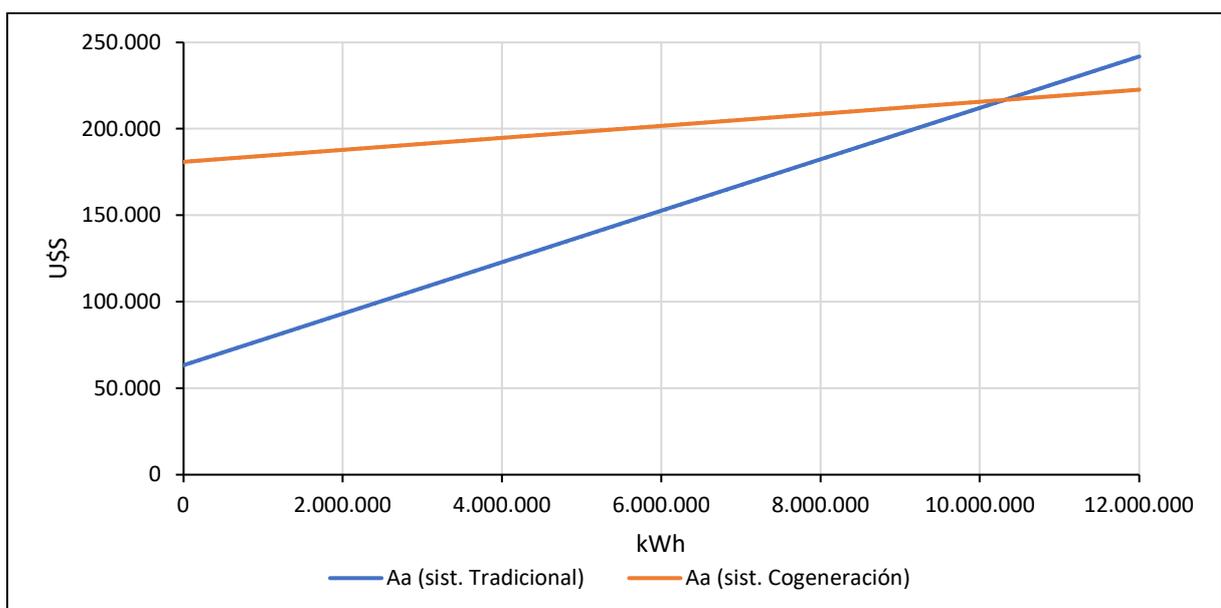


Figura 6.4.1: Gráfico del punto de equivalencia. Fuente: elaborado por el autor

Como se puede observar en el gráfico 6.4.1, los costos anuales del sistema de cogeneración resultan inferiores a los del sistema tradicional, si el consumo es mayor a aproximadamente **10.309.400 kWh/año**. Como el consumo de energía eléctrica más térmica en el sistema convencional es de **2.361.680,70 kWh/año**, no resulta conveniente instalar el sistema de cogeneración dadas las condiciones del método utilizado.

6.5 TIR, VP, tiempo de repago

Para el cálculo de la TIR y el VP se tiene en cuenta la vida útil del equipo (15 años), se consideran el siguiente escenario:

- Las tarifas de electricidad y gas natural aumentan en 2% por año para la electricidad y 4% por año para el gas natural durante todo el proyecto, siguiendo la tendencia de aumentos donde la cogeneración es una tecnología ampliamente difundida, como lo es España, ya que el proyecto se analiza en moneda dura [8].
- **Costos**

La evolución de los costos para el sistema tradicional y el de cogeneración se muestran en los siguientes gráficos:

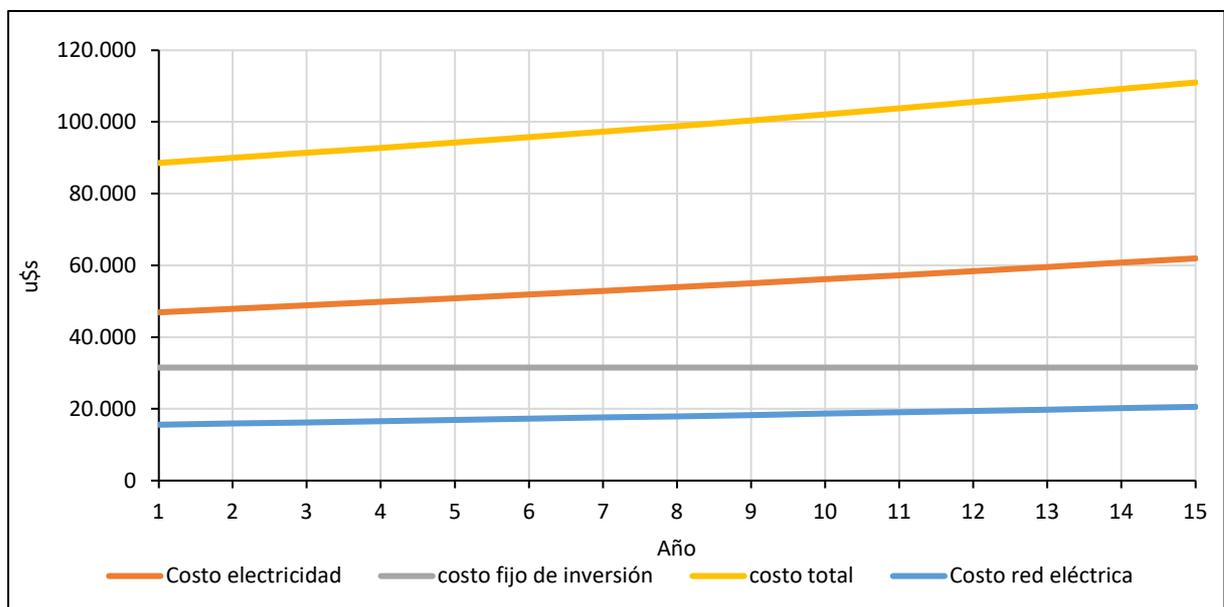


Figura 6.5.1: Costos con sistema tradicional. Fuente: elaborado por el autor

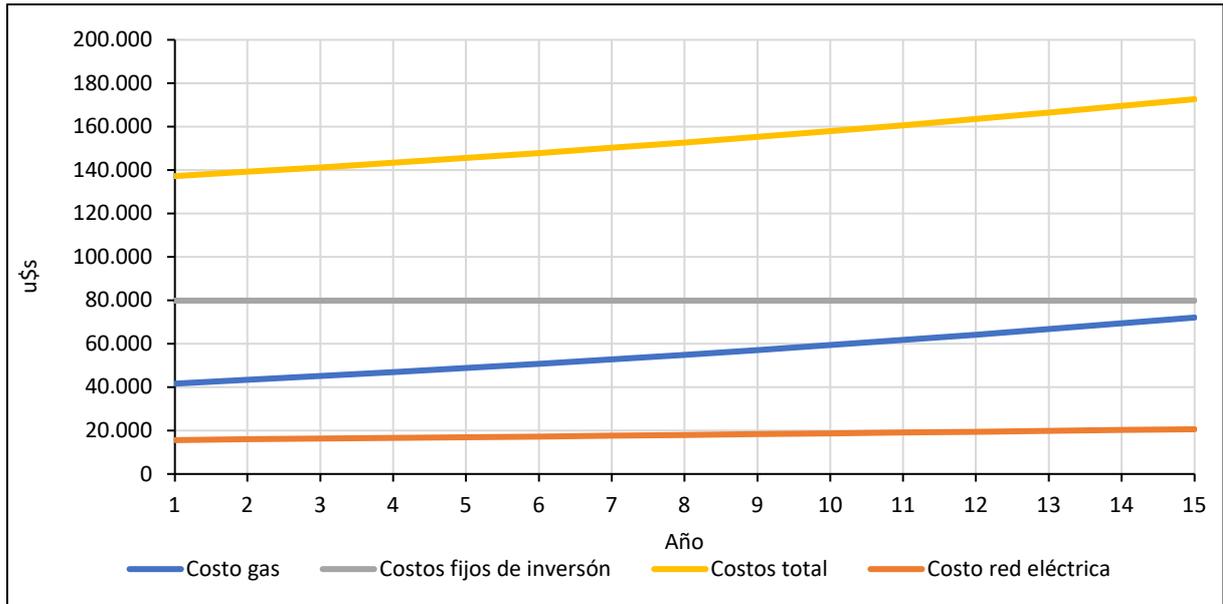


Figura 6.5.2: Costos con cogeneración . Fuente: elaborado por el autor.

- **Ahorros**

Se realiza el cálculo económico sobre el potencial ahorro que el sistema de cogeneración generaría al hospital en las condiciones del escenario propuesto.

Para calcular el ahorro se restan los costos del sistema tradicional a los costos del sistema de cogeneración. El gráfico 6.5.3 muestra los ahorros generados y ahorros acumulados del proyecto:

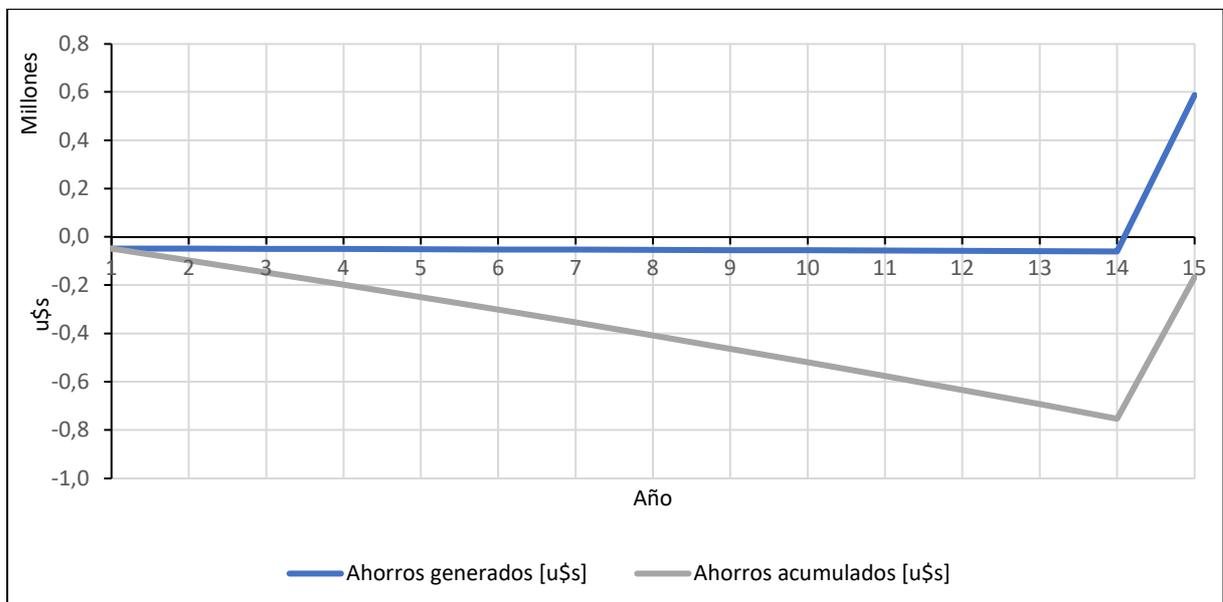


Figura 6.5.3. Ahorros generados. Fuente: elaborado por el autor.

- **Cálculo de la TIR y VP**

A partir del flujo de caja y la inversión se calcula la TIR, utilizando una tasa de comparación de 12,5217% (se usa la función TIR(.) del programa de cálculo Microsoft Excel).

El Valor Presente (VP) se calcula a partir de la función VA(.) de Excel ingresando con la tasa de interés por período, el número total de períodos de pago y el flujo de cada en cada período.

Ambos indicadores se muestran en la tabla 6.6.2.

- **Cálculo del tiempo de repago**

Este parámetro, conocido también como PAYBACK, calcula el tiempo que se tarda en recuperar la inversión realizada mediante los flujos netos de caja. Es decir, el tiempo necesario para que las entradas de caja generadas por la inversión cubran todas las salidas originadas por la misma. El mismo se calcula de forma gráfica y analítica ya que los flujos de caja no son constantes.

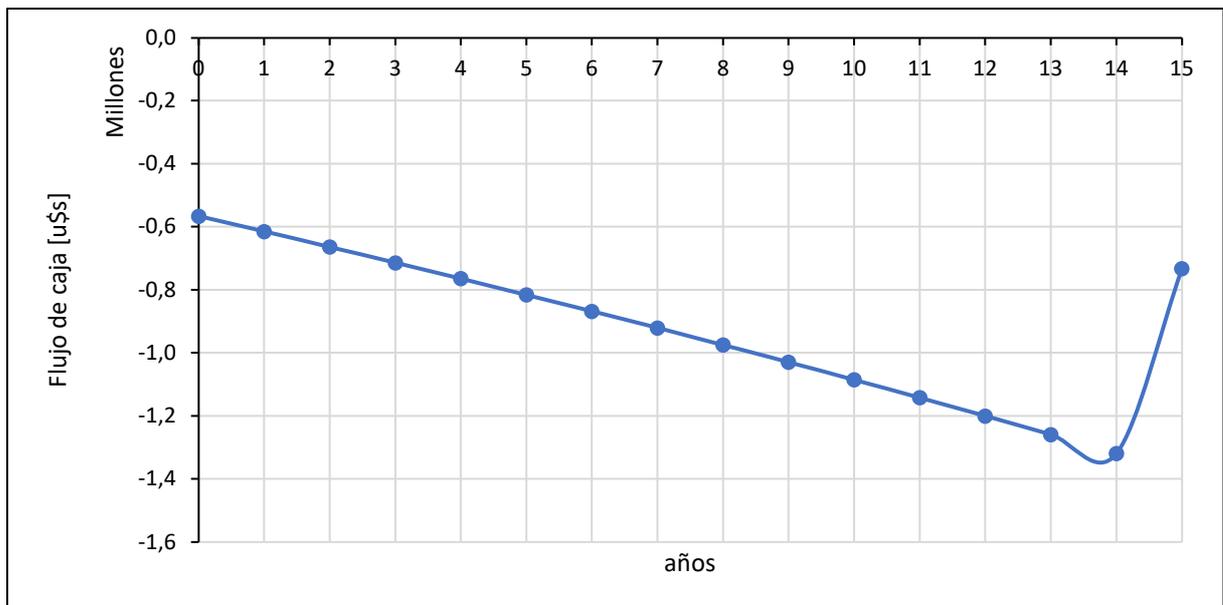


Figura 6.5.4: Tiempo de repago. Fuente: elaborado por el autor

Como se observa en la figura 6.5.4, el tiempo de repago nunca supera el eje de abscisas, por ende, nunca se recupera la inversión, lo cual indica que este escenario no resulta rentable.

Para calcular el valor de forma analítica se utiliza siguiente fórmula:

$$PAYBACK = A - \frac{\sum FC ANT. RI. - inversión}{FC AÑO RI.} \quad (6.5.2.1)$$

donde,

A = Año anterior al que se recupera la inversión.

$\Sigma FC \text{ ANT. RI.}$ = Sumatoria de los flujos de caja de los años anteriores al que se recupera la inversión.

FC AÑO RI. = Flujo de caja del año en el que se recupera la inversión.

El valor del tiempo de repago se muestra en la tabla 6.6.2.

Los índices económicos se muestran en la tabla 6.6.2.

6.6 Escenario hipotético con venta de energía eléctrica excedente a la red

Debido a que el equipo de cogeneración genera un exceso de energía eléctrica (tabla 6.6.1), se evalúa el escenario hipotético de venta de energía a la red, suponiendo que en algún momento la ley de generación distribuida Argentina posibilite la inyección de sistemas de cogeneración menores a un 1 MW de potencia instalada.

Se considera la venta de la totalidad de energía excedente con un precio de compra igual al equivalente de venta en el mercado mayorista eléctrico, como es considerado hoy en día para la inyección de energía solar y eólica según la ley de generación distribuida [23].

Conociendo la energía eléctrica total que puede entregar el equipo de cogeneración, se descuenta la energía necesaria para autoconsumo obteniendo así la energía excedente y el precio de venta a la red, expresado en dólares (ver Tabla 6.6.1).

Tabla 6.6.1: Energía excedente y precio de venta. Fuente: elaborado por el autor

Energía del equipo a Potencia nominal	2.102.400,00	kWh/año
Energía eléctrica requerida	442.288,70	u\$/kWh
Eequipo - Econsumida	1.695.177,97	kWh/año
Precio de energía excedente (18/02/2020)	0,034888538	u\$/kWh

Seguidamente se plantea el mismo escenario que en la sección anterior, pero en este caso se considera el lucro por venta de energía a la red.

Los ingresos por energía vendida lo muestran los siguientes gráficos:

- **Ingresos por venta de energía excedente a la red**

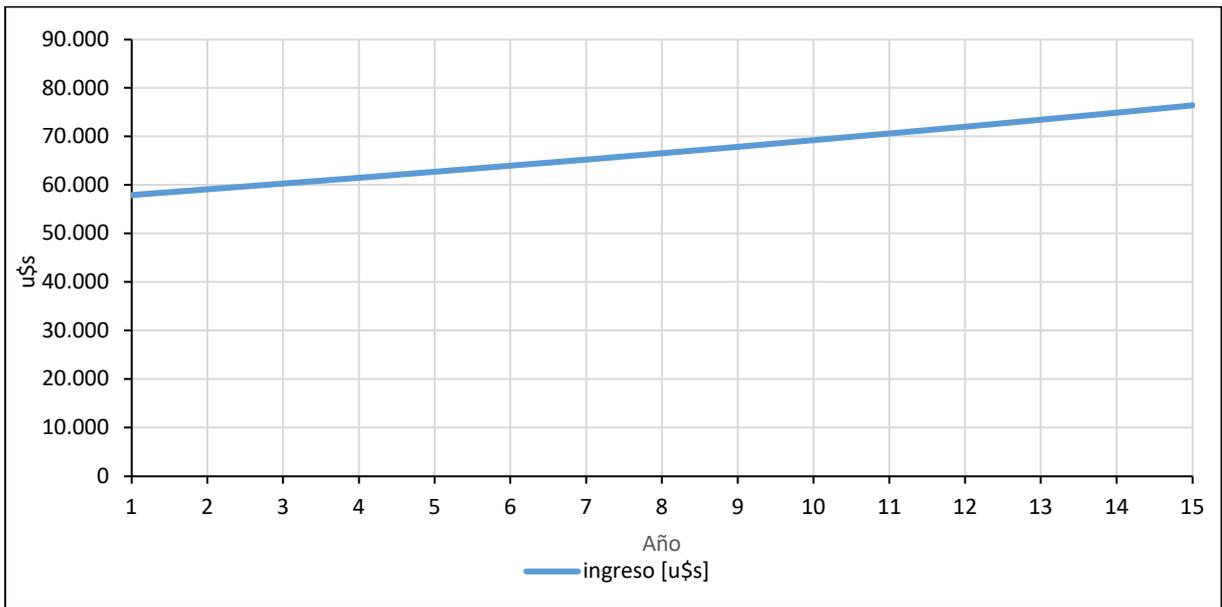


Figura 6.6.1: Ingresos por venta de energía excedente a la red. Fuente: Elaborado por el autor.

Dado que los costos son los mismos que en el escenario sin venta de energía (ver figura 6.5.2), se calcula el ahorro de la misma forma que el método anterior, pero sumándole los ingresos por venta en cada año. Se obtienen así los ahorros del proyecto como lo muestra la figura 6.6.2.

- **Ahorros con venta de energía excedente a la red**

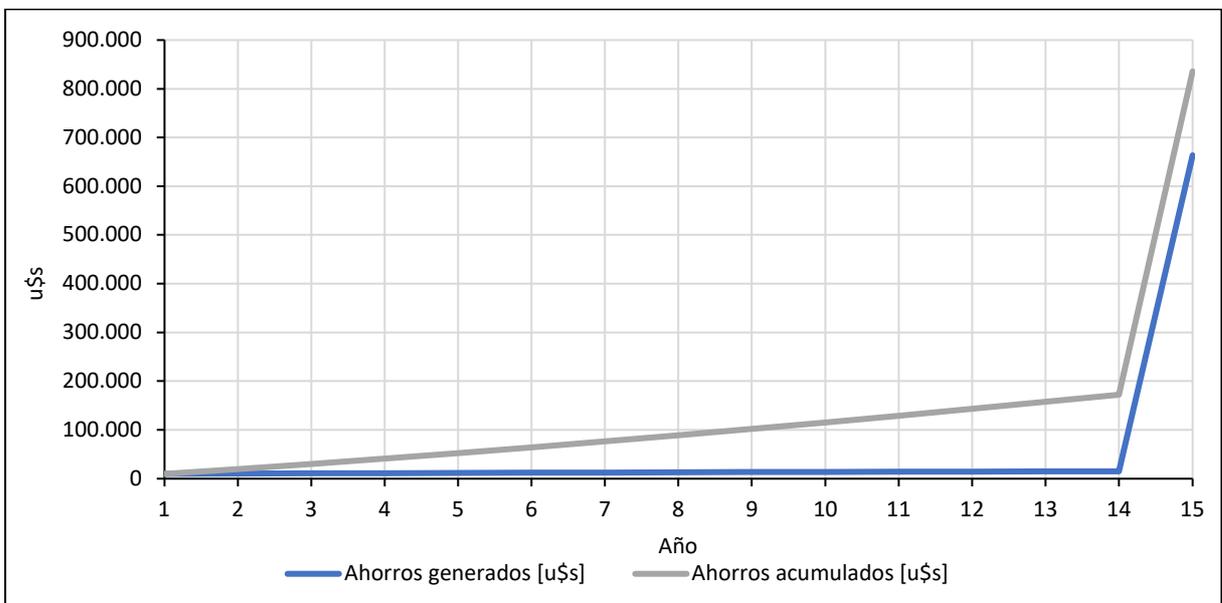


Figura 6.6.2: Ahorro generado con venta de energía excedente a la red. Fuente: elaborado por el autor

Al igual que en el escenario sin venta a la red se calculan la TIR, VP y tiempo de repago para cada escenario (tabla 6.6.2).

- **Tiempo de repago con venta de energía excedente a la red**

El tiempo de repago es el siguiente:

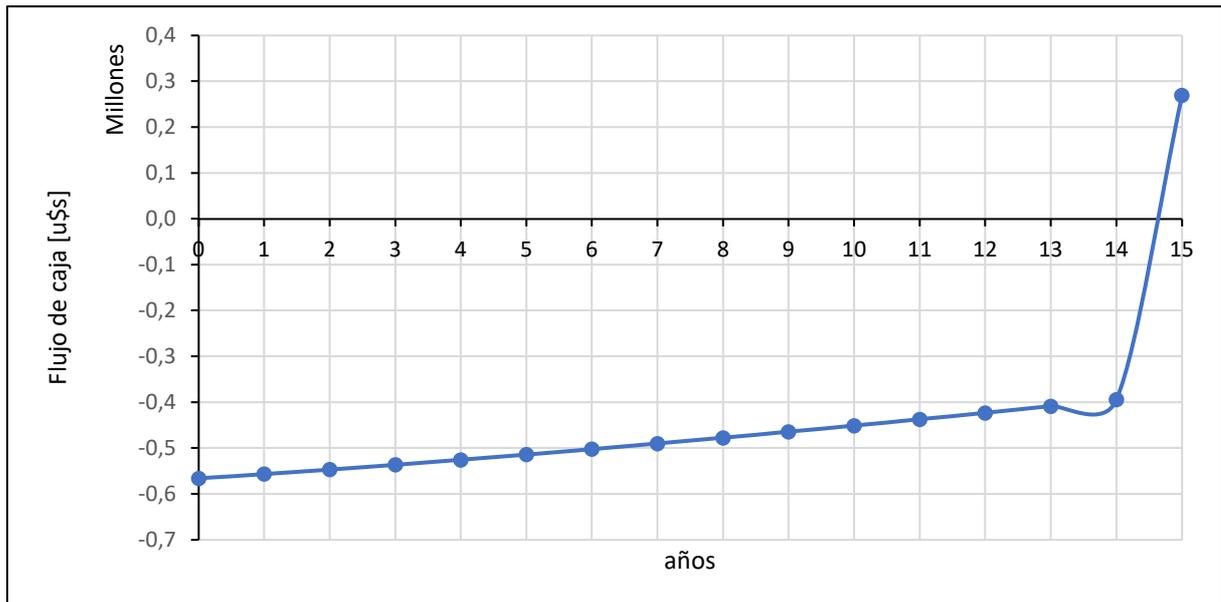


Figura 6.6.3: Tiempo de repago con venta de energía excedente a la red. Fuente: elaborado por el autor.

De la figura 6.6.3 se observa que el tiempo de repago se encuentra entre 14 y 15 años, esto es debido al recupero de la depreciación del equipo y al capital de trabajo que se recupera al finalizar el proyecto.

En la tabla 6.6.2 se observa la comparación de los modelos de cogeneración, donde se ve claramente la diferencia mencionada.

Tabla 6.6.2: Resumen de cálculo económico. Fuente: elaborado por el autor

Indicador	Cogeneración	Cogeneración con venta a la red
Payback (años)	>15	14,59
TIR	negativa	negativa
VP (u\$s)	-6.217.907,64	-3.768.694,19

6.7 Conclusiones de los escenarios estudiados

Antes de trazar conclusiones cabe mencionar que para que un proyecto sea rentable se debe cumplir que la TIR sea mayor a la tasa de comparación (12,5714%) y el tiempo de repago menor o igual a la mitad de la vida útil del proyecto (en este caso 7,5 años). A partir de los valores mostrados en la tabla 6.6.2 se puede decir:

Considerando el escenario de variación de las tarifas de los servicios como en un país europeo (España) el proyecto es altamente desfavorable, todos los índices resultan negativos, aunque se incluya la venta de energía. Por lo tanto, **el proyecto no es rentable.**

7 CÁLCULO DE EFICIENCIA ECOLÓGICA

Una de las ventajas de las plantas de cogeneración frente a las tecnologías tradicionales de generación de energía es que son más respetuosas con el medioambiente.

El impacto medioambiental de cada tipo de máquina es por supuesto un factor técnico a considerar, debido a que hoy en día se tiene un énfasis especial en los gases de combustión que ingresan a la atmósfera, por eso se debe tratar con atención este tema.

Los impactos al medio ambiente que provocan los sistemas de cogeneración comprenden principalmente los siguientes grupos:

- Emisiones Atmosféricas (principalmente CO y NOx)
- Contaminación acústica
- Vibraciones

En el presente capítulo se hará estimación de las emisiones contaminantes del sistema de cogeneración y su comparación con los sistemas tradicionales. Para ello se utilizará de concepto de “Eficiencia Ecológica”.

7.1 Cálculo de eficiencia ecológica

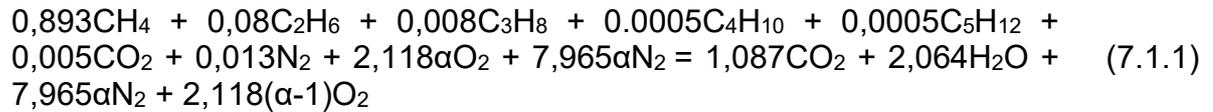
El proceso de cálculo del factor de eficiencia ecológica utiliza la ecuación de combustión del gas natural en la cámara de combustión para calcular el CO₂ equivalente, el factor de contaminación y finalmente la eficiencia ecológica.

Cabe destacar que tanto las ecuaciones, como la nomenclatura para esta parte del trabajo, fue adoptada de [21].

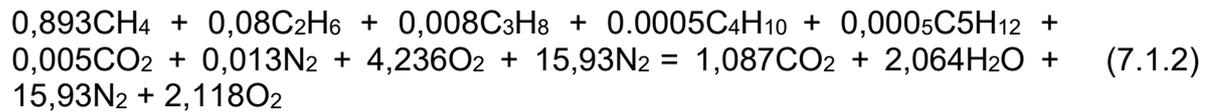
Tabla 7.1.1: Composición del gas natural y pesos moleculares de sus componentes. Fuente: elaborado por el autor

Elemento	Masa Molecular		Masa Molar	
CH ₄ (metano)	16	[uma]	16	[g/gmol]
C ₂ H ₆ (Etano)	30	[uma]	30	[g/gmol]
C ₃ H ₈ (Propano)	44	[uma]	44	[g/gmol]
C ₄ H ₁₀ (Butano)	58	[uma]	58	[g/gmol]
C ₅ H ₁₂ (Pentano)	72	[uma]	72	[g/gmol]
CO ₂ (Dióxido de carbono)	44	[uma]	44	[g/gmol]
N ₂ (Nitrógeno)	28	[uma]	28	[g/gmol]
PCI (Gas Natural) [Qi]	39,9	[MJ/kg]	0,0399	[JG/kg]

Formulación de la reacción de combustión completa estequiométrica:



Se considera 100% de exceso de aire en la combustión, $\alpha = 2\%$ [21].



Masa molecular del gas natural (M) = 17,689 [uma] = 17,689 [kg/kgmol]

Tabla 7.1.2: Productos de combustión. Fuente: elaborado por el autor

Productos	Cantidad de moles	Peso de un Mol [g/gmol]
CO ₂	1,087	44
H ₂ O	2,064	18
N ₂	15,93	28
O ₂	2,118	32

Tabla 7.1.3: Peso molecular de los productos. Fuente: elaborado por el autor

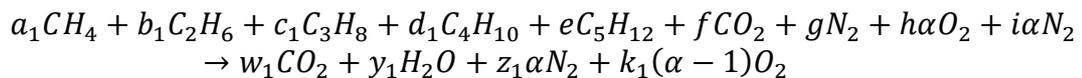
Producto	Peso molar [g/gmol]
CO ₂	47,828
H ₂ O	37,152
N ₂	446,04
O ₂	67,776
Total	598,796

Tabla 7.1.4: Porcentaje en masa de los productos considerando 100% de exceso de aire. Fuente: elaborado por el autor

Productos	Porcentaje [%]
CO ₂	7,987
H ₂ O	6,204
N ₂	74,489
O ₂	11,319

7.1.1 Cálculos de emisiones en el proceso de combustión del gas natural

Los factores de emisión para el gas natural se calcularon a partir de los coeficientes de la ecuación de reacción 6.1.1:



- **Emisiones de CO₂**

$$M_{CO_2} = \frac{(w_1 * 44 * 1)CO_2}{M} \quad \left[\frac{kgCO_2}{kgGN} \right] \quad (7.1.1.1)$$

Siendo M la masa molecular del gas natural en kg/kgmol y w₁ la cantidad de moles.

- **Emisiones de NO_x**

$$M_{NO_x} = \frac{[(2270 * 22,4 * 10^{-3})/10^6]NO_x}{M * 10^{-3}} \quad \left[\frac{kgNO_x}{kgGN} \right] \quad (7.1.1.2)$$

- **Emisiones de MP**

$$M_{MP} = \frac{[(240 * 22,4 * 10^{-3})/10^6]MP}{M * 10^{-3}} \quad \left[\frac{kgMP}{kgGN} \right] \quad (7.1.1.3)$$

- **Emisiones de SO₂**

En el caso de gas natural, estas emisiones son nulas.

Luego las emisiones totales resultan:

Tabla 7.1.1.1: Resultado de emisión de contaminantes. Fuente: elaborado por el autor

Emisión de Contaminantes (kg/kg de GN)		
CO ₂	2,703827237	kgCO ₂ /kgGN
MP	0,000303918	kgMP/kgGN
NOx	0,002874555	kgNOx/kgGN
SO ₂	0	kgSO ₂ /kgGN
Total	2,70700571	

7.1.2 Cálculo del CO₂ equivalente y factor de contaminación

Con los datos y resultados obtenidos anteriormente se calcularon los siguientes parámetros:

- **Cálculo de CO₂ equivalente**

$$(CO_2)_e = (CO_2) + 80 (SO_2) + 50 (NOx) + 67 (PM) \quad (7.1.2.1)$$

donde,

$(SO_2)_e = 80(SO_2)$ = dióxido sulfúrico equivalente en (CO_2)

$(NOx)_e = 50 (NOx)$ = óxido de nitrógeno equivalente en (CO_2)

$(MP)_e = 67 (MP)$ = material particulado equivalente en (CO_2)

$$CO_{2 \text{ equivalente}} = 2,867917463 \left[\frac{kg}{kg \text{ gas natural}} \right]$$

- **Cálculo de índice de polución**

El mejor combustible desde el punto de vista ecológico será el que presente una cantidad mínima de Dióxido de Carbono Equivalente $(CO_2)_e$ obtenido de la quema del mismo. Para cuantificar este impacto ambiental se define el "indicador de contaminación" (Π_g) .

$$\Pi_g = \frac{(CO_2)_e}{Q_i} \quad (7.1.2.2)$$

donde,

$(CO_2)_e$: dióxido de carbono equivalente $(CO_2)_e$ [kgCO_{2e}/kgcombustible]

Qi: poder calorífico inferior del combustible PCI [MJ/kg]

Π_g : indicador de contaminación [kg/MJ]

$$\text{Indice de polución} = \pi_g = 0,071877631 \left[\frac{kg}{MJ} \right]$$

- **Cálculo de eficiencia ecológica**

La eficiencia ecológica se calcula con la siguiente expresión:

$$\varepsilon = \left[\frac{0,204 * n}{n + \pi_g} * \ln (135 + \pi_g) \right]^{0,5} \quad (7.1.2.3)$$

resultando en nuestro caso igual a

$$\text{Eficiencia ecológica} = \varepsilon = 0,9494$$

Además, según la normativa argentina, Resolución (SEM) 108/01, los máximos valores de emisiones de gases a la atmosfera para plantas termoeléctricas son los siguientes:

Tabla 7.1.2.1: Máximos valores de emisiones de gases a la atmósfera. Fuente: Resolución (SEM) 108/01.

Equipo	Combustible	SO ₂ [mg/Nm ³]	MP [mg/Nm ³]	NO _x [mg/Nm ³]
turbovapor	fuel oil	1700	140	600
	gas natural	-	6	400
	carbón mineral	1700	120	900
turbogás	líquidos	-	20	100
	gas natural	-	6	100
ciclo combinado	líquidos	-	20	100
	gas natural	-	6	100

Los gases emitidos a la atmosfera por la microturbina son los siguientes (anexo 2):

Tabla 7.1.2.2: Emisión de gases contaminantes de la microturbina. Fuente: Catálogo del fabricante, ver Anexo 2.

Emisiones al 100% de carga al 15% O ₂		
	ppmv	mg/Nm ³
NO _x	5	9,21
CO	5	10,26
VOC	5	-

Se puede apreciar que el sistema de cogeneración propuesto genera emisiones contaminantes de NO_x en niveles apreciablemente menores a la máxima permitida cuando es comparado con equipos de turbogás tradicionales. Por lo tanto, se puede concluir que la alternativa propuesta es ecológicamente más favorable.

8 CONCLUSIONES

En el presente trabajo se realizó un estudio de prefactibilidad para la instalación de un sistema de cogeneración de energía en un establecimiento hospitalario de la ciudad de Balcarce, teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos y ambientales.

Los resultados obtenidos indican que el sistema de cogeneración no resulta favorable que la configuración actual que consiste en la conexión con la red eléctrica y de gas natural para el abastecimiento de las necesidades energéticas, aun cuando sea posible la venta de la totalidad de energía eléctrica excedente.

Desde el punto de vista técnico, la configuración propuesta resulta más ventajosa pues permite asegurar la continuidad de servicio. La alimentación desde tres puntos distintos: desde el equipo de cogeneración, grupo electrógeno y de la distribuidora local, proveen al sistema de una alta confiabilidad, recordando que en los centros de salud este aspecto es de vital importancia.

Desde el punto de vista económico se consideró el escenario en que las tarifas de electricidad y gas natural aumentan en 2% por año para la electricidad y 4% por año para el gas natural durante todo el proyecto, siguiendo la tendencia de aumentos de España.

La simulación del escenario **sin venta de energía eléctrica excedente** arrojaron los siguientes resultados:

- Payback: >15 años
- TIR: negativa
- VP: U\$S -6.217.907,64

En estas condiciones, se puede concluir que el sistema de cogeneración no es viable desde el punto de vista económico.

Se planteó un escenario hipotético en el cual se permite la venta de energía excedente en instalaciones de cogeneración menores a un 1 MW (condición no contemplada actualmente en la legislación Argentina). En el escenario que se **consideró la venta de energía eléctrica** excedente arrojó los siguientes índices:

- Payback: 14,59 años
- TIR: negativa
- VP: U\$S -3.768.694,19

Para evaluar el impacto ambiental de la instalación propuesta se propuso el uso del concepto de eficiencia ecológica, indicador que permite evaluar el impacto ambiental de las emisiones gaseosas de diferentes tecnologías de generación basadas en la quema de combustibles fósiles. El sistema propuesto presenta una **eficiencia ecológica de 0,949**, muy por encima del "Valor Crítico de Eficiencia Ecológica" de 0,5 considerado un estándar mínimo.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se concluye que el sistema de cogeneración es viable desde los puntos de vista técnico y medio ambiental, pero no es rentable desde el punto de vista económico, por lo tanto no es rentable.

Se debe considerar sin embargo que para que una adopción masiva de sistemas de cogeneración que utilicen gas natural como combustible primario sea una realidad, es necesario considerar la disponibilidad de este combustible. Actualmente

la Argentina presenta una falta de disponibilidad de gas natural, no debido a una falta del recurso, sino debido a problemas vinculados con la falta de inversión en infraestructura.

Es, por lo tanto, la aplicación de estas tecnologías, una problemática de índole político en lugar de ingenieril, lo cual por su parte es también una temática a nivel mundial.

Se evidencia la necesidad de una ley que incluya la cogeneración en baja potencia dentro de la generación distribuida, como es el caso de países como Brasil en América Latina o la mayoría de los países europeos. Esto permitiría disminuir los costos de generación y aumentar la eficiencia global del sistema eléctrico por la cercanía de la generación con los puntos de consumo.

9 TRABAJOS FUTUROS

El trabajo que aquí se presentó, puede tener ciertas mejoras a la hora de obtener la demanda de energía eléctrica como térmica. Debido a que se tenían solo los consumos mensuales, obtenidos de las boletas de electricidad y gas, conlleva a que en ciertos meses donde la demanda es inferior a la demanda pico, el equipo que se eligió quede sobredimensionado y esto requiere una mayor inversión inicial, debido a que el mayor costo es el de la obtención del equipo de cogeneración y cuanto menos es la potencia requerida, entonces menor será el valor del equipamiento y por ende menor inversión al iniciar el proyecto.

Como trabajo futuro se podría obtener las demandas diarias de electricidad y térmicas y así obtener los consumos reales. Lo anterior beneficia a la hora de elegir el equipo a instalar, ya que se puede hacer un balance más exacto entre la potencia demandada y la potencia a instalar. Como consecuencia de ello, se podría elegir un equipo que no cubra toda la demanda en condiciones de consumos máximos, que pueden ser unos pocos días en el año, y cubrirlo con la energía de la red y comparar si es más rentable a la elección hecha en este trabajo, ya que 8 meses de los 12 del año, la potencia eléctrica requerida por la instalación es la mitad de potencia del equipo instalada.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Gil Ramos, W., "Selección de alternativas de suministro energético para el Hospital Clínico Quirúrgico "Arnaldo Milián Castro" mediante la aplicación del software RETScreen", Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Facultad de Ingeniería Mecánica, Centro de Estudio de Energía y Tecnologías Ambientales (CEETA), (2013 - 2014).
- [2] Rodríguez Treviño, D., "Cogeneración en el Hospital San José de Monterrey: Uso Eficiente de la Energía y Calidad en el Suministro Energético", Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, (mayo 2002).
- [3] Dimenna, H. P., "Cogeneración en el sector terciario: Estudio de caso en Instalaciones Hospitalarias", Universidad Nacional de Mar del Plata, Facultad de Ingeniería, (septiembre 2008).
- [4] Fernández Martín, M., "Estudio de viabilidad técnico-económico de una planta de trigeneración del sector lácteo", Universidad Carlos III de Madrid, Escuela Politécnica Superior, (marzo 2011).
- [5] Cruz Merlos, J. A., "Análisis de viabilidad del proyecto de reconfiguración energética del complejo procesador de gas de Nuevo PEMEX", Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, (2013).
- [6] TECH4CDM, "La cogeneración en Argentina", (2008 – 2009).
- [7] Machado González, H., "Evaluación económica de esquemas de cogeneración a 67 Bar para el central Panchito Gómez Toro", Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas", Facultad de Ingeniería Mecánica, Centro de Estudio de Energía y Tecnologías Ambientales (CEETA), (2014 – 2015).
- [8] Blanco Martínez, J. M., "Estudio de viabilidad técnico - económica de una planta de cogeneración en un hospital", Universidad Carlos III de Madrid, Escuela Politécnica Superior, (octubre 2015).
- [9] Fenercom, "Guía de la Cogeneración", Comunidad de Madrid, (2010).
- [10] Torrente Giménez, R. I., "Estudio de viabilidad económica de una planta de cogeneración en un hospital de Madrid", Universidad Carlos III de Madrid, Escuela Politécnica Superior, (julio 2014).
- [11] Silveira, J. L., "Cogeração disseminada para pequenos usuários: estudo de casos para o setor terciário", Universidad Estadual de Campinas, UNICAMP, Facultad de Ingeniería Mecánica, (septiembre 1994).
- [12] AEA, "Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles, Sección 710: Locales para usos médicos: Reglamentación para Instalaciones Eléctricas en Hospitales y Salas Externas a los Hospitales", (2006).
- [13] Sandoval Rodríguez, C., "Manual práctico de sistemas de microgeneración a base de microturbinas", Instituto Politécnico Nacional de México, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, (septiembre 2010).
- [14] Dueñas Jimenez, R., "Análisis técnico económico de la generación distribuida - microturbinas a gas natural para la comunidad de San José de Parcco", Universidad Nacional de Ingeniería de Perú, Facultad de Ingeniería Mecánica, (2005).

- [15] Banco Internacional de Comercio Exterior (BICE), Eficiencia Energética y Energías Renovables Fondo Verde para el Clima. 2020. Available: <https://www.bice.com.ar/productos/fondo-verde-para-el-clima/>. [Online] [Accessed: 12-feb-2020]
- [16] Prado, P. O., “Análisis técnico y económico para la elección de una turbina de –a gas o vapor-en un sistema de energía eléctrica y de vapor”, Universidad estadual Paulista, Facultad de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, (junio 2007).
- [17] Ingeniería económica, “Inversión”, Universidad Nacional de Mar del Plata, Facultad de Ingeniería, (2018).
- [18] Ingeniería económica, “Costos de producción”, Universidad Nacional de Mar del Plata, Facultad de Ingeniería, (2018).
- [19] Fraile, D., “Cogeneración: Aspectos tecnológicos”, EOI, (2007 – 2008).
- [20] Tibaquirá G. J. E., Burbano J. J. C., “Técnicas para controlar las emisiones de NOx en turbinas a gas”, Facultad de Ingeniería Mecánica, U.T.P., (mayo de 2003).
- [21] Villela, I. A., “Desenvolvimento de um modelo termoeconômico que considera os impactos ambientais”, Universidad Estadual Paulista, Facultad de Ingeniería del Campus de Guaratinguetá, (2007).
- [22] García Garrido, S., Fraile Chico, D., “Cogeneración: Diseño, operación y mantenimiento de plantas de cogeneración”, Editorial Díaz Santos. (2008).
- [23] Ministerio de Hacienda (Argentina), “Generación Distribuida de Energía Renovable,” Legislación, 2019. [Online]. Available: <https://www.argentina.gob.ar/energia/generacion-distribuida/que-es-la-generacion-distribuida/legislacion>. [Accessed: 07-Jul-2019].
- [24] TNA Report (Argentina), “Sistemas de cogeneración en base a turbina de vapor”, 2020. [Online]. Available: <http://tech-action.org/>. [Accessed: 20-Jul-2020].
- [25] Leiva-Illanes, R, “Cogeneración de ciclo superior, net metering y pequeños medios de generación distribuidos. Oportunidades en el mercado chileno”, 2014. [Online]. Available: http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno14/cogenera/Cogeneracion-2014-RLI_archivos/Page556.htm. [Accessed: 20-Jul-2020].

ANEXO 1 – Análisis de costos

Cálculo de la inversión fija para el sistema tradicional a partir del método de los factores:

Costo de inversión en caldera convencional y termotanque				
Costo de caldera convencional	100 u\$/kW	se utiliza caldera de 325,64 kWth	32564,0	u\$s
Costo del termotanque		se utiliza un termotanque de 87,22 kWth	15.000,0	u\$s
Estimación de If por factores (Chilton 1949)				
Costo del Equipo de proceso instalado		Instalación, 15% le	54.698,0	u\$s
Factores experimentales como fracción de le				
Tuberías		0		
Instrumentación		0		
Edificio		0		
Plantas de servicios		0		
Conexiones entre unidades		0		
Costo físico total		$le \cdot (1 + f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5) + \text{otros costos}$	54.698,0	u\$s
Factores experimentales como fracción del costo físico				
Ingeniería y construcción		0,1		
Factor de tamaño		0		
Contingencias		0,1		
Factor de costos indirectos $FI = 1 + FI_1 + FI_2 + FI_3$			1,2	
Inversión Fija: $IF = le \cdot (1 + f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5) \cdot FI$			65.638.32	u\$s

Cálculo de la inversión fija para el sistema de cogeneración propuesto a partir del método de los factores:

Costo de inversión en sistema de cogeneración				
Costo de turbina a gas	1500 u\$/kW	1 microturbina de 250 kW	375.000,00	u\$s
Costo del Equipo de proceso instalado		Instalación, 15% le	431.250,00	u\$s
Factores experimentales como fracción de le				
Tuberías			0,05	
Instrumentación			0	
Edificio			0	
Plantas de servicios			0	
Conexiones entre unidades			0	
Costo físico total		$le \cdot (1+f_1+f_2+f_3+f_4+f_5)$	452.812,50	u\$s
Factores experimentales como fracción del costo físico				
Ingeniería, construcción y transporte			0,15	
Factor de tamaño			0	
Contingencias			0,1	
Factor de costos indirectos $FI = 1 + FI_1 + FI_2 + FI_3$			1,25	
Inversión Fija: $IF = le \cdot (1+f_1+f_2+f_3+f_4+f_5) \cdot FI$		566.015,63		u\$s

Análisis de costos para sistema tradicional con compra de energía eléctrica y gas natural:

Costos de sistema tradicional-compra de energía			
Costos Variables			
Consumo de gas natural			
Costo	Observación	Valor	Unidad
Costo del gas natural por m3	costo por m3 consumido + costo transporte + impuestos	0,061660	u\$/m3
Costo del gas natural por kWh	costo por kWh consumido + costo transporte + impuestos	0,005270	u\$/kWh
Consumo de Energía Eléctrica			
Tarifa T1GE	Variable + impuestos	0,103502	u\$/kWh
Tarifa T3BT pico	Variable + impuestos	0,054129	u\$/kWh
Tarifa T3BT resto	Variable + impuestos	0,051959	u\$/kWh
Tarifa T3BT valle	Variable + impuestos	0,049842	u\$/kWh
Costos fijos			
Depreciación	Por método de línea recta, tomando como valor residual L: 30% de la inversión de los equipos. Vida útil n:15 años	3.063,12	u\$/año
Costo fijo de electricidad	Costo fijo + impuestos	21.976,56	u\$/año
Impuestos	2% de la inversión fija	1.312,77	u\$/año
Seguros	1% de la inversión fija	656,38	u\$/año
Costo de mantenimiento	2% de la inversión fija	1.312,77	u\$/año
Costo Operadores de planta	1 operario por turno (700 US\$/mes)	25.200,00	u\$/año
Costo fijo total		53.521,04	u\$/año

Análisis de costos para sistema de cogeneración propuesto:

Costos de funcionamiento del sistema de cogeneración			
Costos Variables			
Consumo de gas natural			
Costo	Observación	Valor	Unidad
Costo del gas natural por m3	costo por m3 consumido + costo transporte + impuestos	1,714150	u\$/MMBtu
Costo del gas natural por kWh	costo por kWh consumido + costo transporte + impuestos	0,019820	u\$/kWh
Costo variable unitario total		0,019820	u\$/kWh
Costos fijos			
Depreciación	Por método de línea recta, tomando como valor residual L: 30% de la inversión de los equipos. Vida útil n:15 años	26.414,06	u\$/año
Costo fijo de electricidad	Costo fijo + impuesto	15.609,22	u\$/año
Impuestos	2% de la inversión fija	11.320,31	u\$/año
Seguros	1% de la inversión fija	5.660,16	u\$/año
Mantenimiento	2% de la inversión fija	11.320,31	u\$/año
Costo Operadores de planta	1 operario por turno (700 US\$/mes)	25.200,00	u\$/año
Costo fijo total		95.524,07	u\$/año

Análisis de gastos por compra de energía para ambos sistemas:

Gastos en energía eléctrica y gas al año para ambos sistemas		
Sistema tradicional		
Gas natural		
Energía de calefacción + agua anual	1.919.391,67	kWh
Costo anual de gas natural	\$ 10.115,37	u\$s
Energía eléctrica		
Energía T1GE (E3)	39.238,00	kWh
Energía T3BT - pico (Ep1 + Ep2)	89.327,71	kWh
Energía T3BT - resto (Er1 + Er2)	221.482,66	kWh
Energía T3BT - valle (Ev1 + Ev2)	92.240,33	kWh
Energía eléctrica requerida anual	442.288,70	kWh
Costo fijo total de electricidad anual	\$ 21.976,56	u\$s
Energía total consumida (eléctrica +térmica)	2.361.680,37	kWh
Sistema de cogeneración		
Gas natural		
Energía total que entrega el equipo	2.102.400,00	kWh
Costo variable total de gas anual	41.669,28	u\$s
Costo fijo electricidad anual	15.609,22	u\$s
Costo variable total anual	57.278,50	u\$s

ANEXO 2 – Microturbina elegida



FLEX TURBINE™ GT250S

Ultra-clean electricity and useful thermal energy from a rugged and efficient gas turbine.

250 kW Continuous Onsite Electrical Power with Integrated Heat Recovery

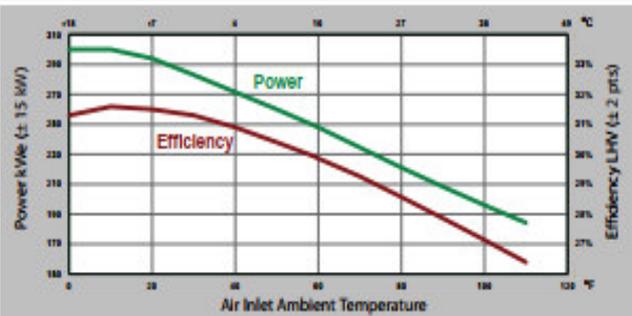
KEY FEATURES

- High system efficiency
- Synchronous generator ideal for off-grid oil & gas applications
- Grid-parallel, Grid isolated, or Dual-mode operation
- Low emissions exceed stringent environmental standards
- Integrated, variable-output, waste-heat recovery unit available
- Over two million hours of fleet operating experience

ELECTRICAL PERFORMANCE*

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Electrical efficiency (± 2 pts)	30% LHV without gas booster
Electrical power** (± 15 kW)	250 kW nominal

ELECTRICAL OUTPUT GRAPH SHOWS CHANGE IN POWER AND EFFICIENCY WITH TEMPERATURE

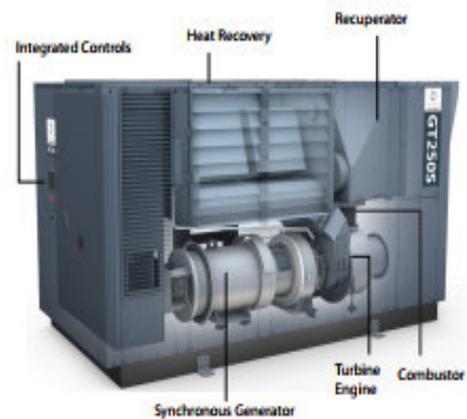


Note: WHe is electrical output at terminals corrected for parasitics, but not including gas booster power

Nominal heat rate (HHV)	12,645 Btu/kWh (13.3 MJ/kWh) without gas booster
	13,080 Btu/kWh (13.8 MJ/kWh) with gas booster
Nominal heat rate (LHV)	11,380 Btu/kWh (12.0 MJ/kWh) without gas booster
	11,770 Btu/kWh (12.4 MJ/kWh) with gas booster
Voltage	480 VAC/400 VAC
Frequency	60 Hz/50 Hz
Type of service	3 phase, wye, 4 wire
Grid-isolated regulation (steady state)	± 0.50% nominal voltage
	± 0.30 Hz nominal frequency
Transient handling (linear loads) (recovery within 5 seconds)	± 10% nominal voltage max
	± 5 Hz frequency max

* At ISO Conditions (59°F [15°C] @ sea level, 60% RH) unless otherwise noted, pipeline natural gas only.

** Elevation derate of approximately 0.80 kW per 1000 ft (305 m)



CARB CERTIFICATION

- The GT250S is the first microturbine to be certified to the California Air Resource Board's 2007 emissions standards

RUGGED GAS TURBINE

- Back-to-back rotating components
- Proven oil-lubricated bearings
- High H₂S tolerance up to 6500 ppmv

SYNCHRONOUS GENERATOR

- Same technology utilities use to power the grid
- High load starting capability up to 100 hp DOL

PATENTED RECUPERATOR

- Critical to high system efficiency
- Compact rugged design

PATENTED COMBUSTOR

- Dry low NO_x
- Meets stringent environmental regulations

SOPHISTICATED CONTROLS

- Closed transition dual-mode functionality
- Remote monitoring capability

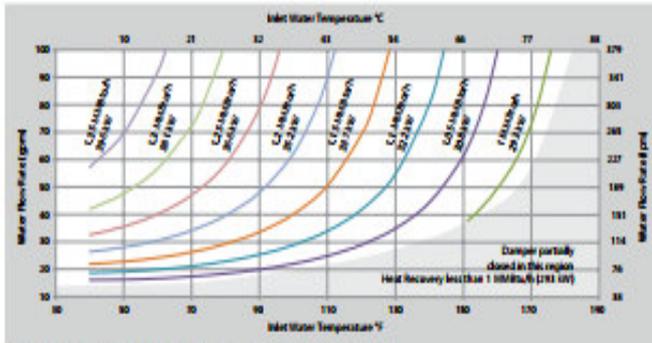
COMBINED HEAT AND POWER

- Controllable output level
- Integral heat recovery unit contained within turbine enclosure
- No ducting

FLEXENERGY.COM

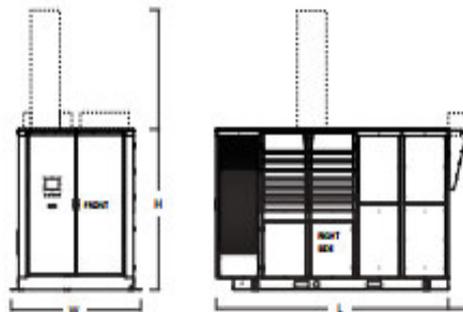
FLEX TURBINE™ GT250S

HEAT OUTPUT RECOVERABLE TO WATER



Note: Heat Recovery Unit (HRU) at ISO conditions, damper fully open, a 15%

PHYSICAL SPECIFICATIONS



DIMENSIONS	WIDTH	LENGTH	HEIGHT	WEIGHT Est.
Indoor Unit	(in) 77.2 (cm) 196.0	167.6	91.9	14,500 lb 6,577 kg
Outdoor Unit	(in) 77.2 (cm) 196.0	167.6	158.1	14,500 lb 6,577 kg



Weatherproof Outdoor Enclosure

MINIMUM CLEARANCE REQUIREMENTS

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Vertical clearance	102 in (259 cm)
- Indoor Unit	No overhead obstruction
- Outdoor Unit	
Horizontal front, rear and left side	48 in (122 cm)
Horizontal right side	72 in (183 cm)



Generator Braking Resistor

GENERATOR BRAKING RESISTOR

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Dimensions (LxWxH)	37x63x30 (94x160x76 cm)
Weight	485 lb (220 kg)

SOUND LEVELS

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Standard	80 dB(A) @ 1m
Low sound option	77 dB(A) @ 1m

CONTACT INFORMATION

INFO@FLEXENERGY.COM

PHONE
USA: +1.877.477.6937

Europe: +44 (0)7710 827141

ADDRESS
30 New Hampshire Avenue
Portsmouth, NH 03801
United States

HEAT RECOVERY*

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Recuperator exhaust temp. w/o HRU	493°F (256°C)
Engine air flow	4.7 lb/s (2.13 kg/s)
	3700 scfm (5950 Nm ³ /h)
Max water flow	100 gpm (379 lpm)
Max inlet water pressure	1.25 psig (86.2 kPa)
Max inlet water temp.	185°F (85°C)

* at ISO Conditions (59°F [15°C] @ sea level, 60% RH) unless otherwise noted.

FUEL REQUIREMENTS

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Inlet pressure	
-with gas booster	4" (100 mm) WC to 1 psig (6.9 kPa)
-without gas booster	80 to 140 psig (551 to 965 kPa)
Min temperature*	33°F (1°C)
Max temp.	-with gas booster 115°F (46°C) -without gas booster 175°F (79°C)

250SW Model**	325 to 600 WI Btu/ft ³ low calorific value gas, level 1 12.1 to 22.3 WI MJ/m ³
---------------	--

250ST Model**	500 to 970 WI Btu/ft ³ low calorific value gas, level 2 18.6 to 36.1 WI MJ/m ³
---------------	--

250SM Model**	800 to 1900 WI Btu/ft ³ medium / high calorific value gas 29.8 to 70.7 WI MJ/m ³
---------------	--

* Or 18°F dewpoint suppression, whichever is greater
** Wobbe Index, Lower heating value (LHV), dry basis, at 14.7 psi (101 kPa) and 59°F (15°C)

EMISSIONS AT 100% LOAD*

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
NOx	<5 ppmv @ 15% O ₂
CO	<5 ppmv @ 15% O ₂
VOC	<5 ppmv @ 15% O ₂

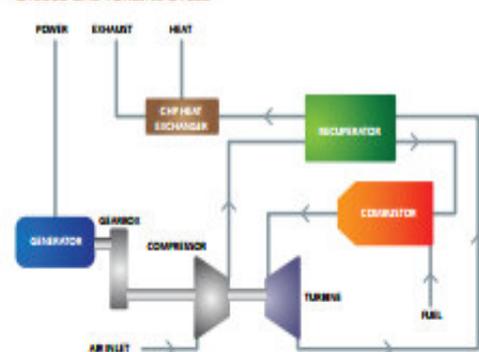
* Pipeline natural gas only at ISO conditions

AMBIENT TEMPERATURE LIMIT

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Standard	-10° to 115°F (-23° to 46°C)
Cold Weather Option*	-20° to 115°F (-29° to 46°C)

* Some configurations may require additional cold-weather options

GT250S GAS TURBINE CYCLE



©2015 Flexenergy Inc. and/or its affiliates ("Flexenergy"). This document comprises a general overview of the products or services described herein. It is solely for informational purposes, does not represent a warranty of the information contained herein and is not to be construed as an offer or solicitation to buy. Contact Flexenergy for detailed product, design, and engineering information suitable to your specific applications. Flexenergy reserves the right to modify its products and related product information at any time without prior notice.

ANEXO 3 – Boletas

Electricidad

Cooperativa de Electricidad General Balcarce Limitada 38 - 7620 Balcarce - Pcia. Buenos Aires Tel 0800 222 2342 Tel. 56-5141 42-2390 56-5151. Guardia: 42-4091 42-5635 (desde el 3/5/2010) Apto CUIT:30-54574456/9 I.B.:30-54574456/9 Inicia de Actividades 5 de agosto de 2016			Liquidación Servicios Públicos 0009 00954404 Referencia Feb 2018 Fecha de Emisión 27/02/2018 (*) Vencimiento estimado Próxima Factura 03/04/2018 Nro: 29089001979758 Vencimiento C.E.S.P.: 28/02/2018 dor Final CUIT: 30-99901189-2 Calle 19 Julio A. Roca N° 930 7620 30-28 Ruta: 2300000100 En caso de no recibirla con 4 (cuatro) días de anticipación reclamarla en nuestra oficina comercial																																																												
Tarifa Base: Potencias Contratadas																																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Concepto</th> <th>Importe</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Descripcion</td> <td>Tarifa Subtotal</td> </tr> <tr> <td>Cargo Fijo T3BT</td> <td>634.2200 652.36</td> </tr> <tr> <td>Pot. Contrat. H. Pico T3BT</td> <td>206.4700 11,522.98</td> </tr> <tr> <td>Pot. Contrat. H. Resto T3BT</td> <td>140.7500 8,373.58</td> </tr> <tr> <td>T3BT Consumo H. Pico</td> <td>1.4342 8,390.10</td> </tr> <tr> <td>T3BT Consumo H. Valle</td> <td>1.3242 7,503.71</td> </tr> <tr> <td>T3BT Consumo H. Resto</td> <td>1.3792 17,621.93</td> </tr> <tr> <td>T3BT Exceso Reactiva</td> <td>0.0960 474.14</td> </tr> <tr> <td>Factor Multiplicador 40</td> <td>54,538.80</td> </tr> </tbody> </table>		Concepto	Importe	Descripcion	Tarifa Subtotal	Cargo Fijo T3BT	634.2200 652.36	Pot. Contrat. H. Pico T3BT	206.4700 11,522.98	Pot. Contrat. H. Resto T3BT	140.7500 8,373.58	T3BT Consumo H. Pico	1.4342 8,390.10	T3BT Consumo H. Valle	1.3242 7,503.71	T3BT Consumo H. Resto	1.3792 17,621.93	T3BT Exceso Reactiva	0.0960 474.14	Factor Multiplicador 40	54,538.80	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Consumos</th> <th>Importe</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Concepto</td> <td>Fecha Lec. Anterior Fecha Lec. Actual Dias Consumo</td> </tr> <tr> <td>Consumo Valle</td> <td>12-01 6361.36 16-02 6519.56 35 158.20</td> </tr> <tr> <td>Consumo Pico</td> <td>12-01 4914.12 16-02 5078.80 35 164.68</td> </tr> <tr> <td>Consumo Resto</td> <td>12-01 12230.54 16-02 12588.44 35 357.90</td> </tr> <tr> <td>Reactiva</td> <td>12-01 11453.27 16-02 11797.29 35 344.02</td> </tr> <tr> <td>Potencia Pico</td> <td>12-01 1.39 16-02 1.32 35 1.32</td> </tr> <tr> <td>Potencia Valle</td> <td>12-01 1.35 16-02 1.10 35 1.10</td> </tr> <tr> <td>Potencia Resto</td> <td>12-01 1.46 16-02 1.38 35 1.38</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: right;">Total Kwh FACTURADOS: 680.78</td> </tr> </tbody> </table>		Consumos	Importe	Concepto	Fecha Lec. Anterior Fecha Lec. Actual Dias Consumo	Consumo Valle	12-01 6361.36 16-02 6519.56 35 158.20	Consumo Pico	12-01 4914.12 16-02 5078.80 35 164.68	Consumo Resto	12-01 12230.54 16-02 12588.44 35 357.90	Reactiva	12-01 11453.27 16-02 11797.29 35 344.02	Potencia Pico	12-01 1.39 16-02 1.32 35 1.32	Potencia Valle	12-01 1.35 16-02 1.10 35 1.10	Potencia Resto	12-01 1.46 16-02 1.38 35 1.38	Total Kwh FACTURADOS: 680.78		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Impuestos y Otros</th> <th>Importe</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ley 11769 Art.72ter. 6%</td> <td>3,435.72</td> </tr> <tr> <td>Ley 11769 Art.72 bis 0,60%</td> <td>343.57</td> </tr> <tr> <td>I.V.A. 27 %</td> <td>15,460.72</td> </tr> <tr> <td>Percepcion I.I.B.B.</td> <td>1,431.55</td> </tr> <tr> <td>Ley 11769 fc 3%</td> <td>1,717.86</td> </tr> <tr> <td>FFI Ord. N°:06/16</td> <td>18.00</td> </tr> <tr> <td>ICM Res. 208/17</td> <td>2723.12</td> </tr> <tr> <td>Capital Accionario</td> <td>165.00</td> </tr> </tbody> </table>		Impuestos y Otros	Importe	Ley 11769 Art.72ter. 6%	3,435.72	Ley 11769 Art.72 bis 0,60%	343.57	I.V.A. 27 %	15,460.72	Percepcion I.I.B.B.	1,431.55	Ley 11769 fc 3%	1,717.86	FFI Ord. N°:06/16	18.00	ICM Res. 208/17	2723.12	Capital Accionario	165.00
Concepto	Importe																																																														
Descripcion	Tarifa Subtotal																																																														
Cargo Fijo T3BT	634.2200 652.36																																																														
Pot. Contrat. H. Pico T3BT	206.4700 11,522.98																																																														
Pot. Contrat. H. Resto T3BT	140.7500 8,373.58																																																														
T3BT Consumo H. Pico	1.4342 8,390.10																																																														
T3BT Consumo H. Valle	1.3242 7,503.71																																																														
T3BT Consumo H. Resto	1.3792 17,621.93																																																														
T3BT Exceso Reactiva	0.0960 474.14																																																														
Factor Multiplicador 40	54,538.80																																																														
Consumos	Importe																																																														
Concepto	Fecha Lec. Anterior Fecha Lec. Actual Dias Consumo																																																														
Consumo Valle	12-01 6361.36 16-02 6519.56 35 158.20																																																														
Consumo Pico	12-01 4914.12 16-02 5078.80 35 164.68																																																														
Consumo Resto	12-01 12230.54 16-02 12588.44 35 357.90																																																														
Reactiva	12-01 11453.27 16-02 11797.29 35 344.02																																																														
Potencia Pico	12-01 1.39 16-02 1.32 35 1.32																																																														
Potencia Valle	12-01 1.35 16-02 1.10 35 1.10																																																														
Potencia Resto	12-01 1.46 16-02 1.38 35 1.38																																																														
Total Kwh FACTURADOS: 680.78																																																															
Impuestos y Otros	Importe																																																														
Ley 11769 Art.72ter. 6%	3,435.72																																																														
Ley 11769 Art.72 bis 0,60%	343.57																																																														
I.V.A. 27 %	15,460.72																																																														
Percepcion I.I.B.B.	1,431.55																																																														
Ley 11769 fc 3%	1,717.86																																																														
FFI Ord. N°:06/16	18.00																																																														
ICM Res. 208/17	2723.12																																																														
Capital Accionario	165.00																																																														
El presente suministro no registra deuda vencida a la fecha de emisión de la presente Total Impuestos: \$22,389.42 Total Otros: 2,906.12 Servicio Energía Eléctrica																																																															
Medidor: 140,810		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>IVA</th> <th>IVA No Insc.</th> <th>Vencimiento</th> <th>IMPORTE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1° Venc.</td> <td>15460.72</td> <td></td> <td>05/03/2018</td> <td>\$79,834.34</td> </tr> <tr> <td>Ult. Venc.</td> <td>15,572.33</td> <td></td> <td>12/03/2018</td> <td>\$80,359.31</td> </tr> <tr> <td>Recargo</td> <td>413.36</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			IVA	IVA No Insc.	Vencimiento	IMPORTE	1° Venc.	15460.72		05/03/2018	\$79,834.34	Ult. Venc.	15,572.33		12/03/2018	\$80,359.31	Recargo	413.36																																											
	IVA	IVA No Insc.	Vencimiento	IMPORTE																																																											
1° Venc.	15460.72		05/03/2018	\$79,834.34																																																											
Ult. Venc.	15,572.33		12/03/2018	\$80,359.31																																																											
Recargo	413.36																																																														
El monto del IVA discriminado no puede computarse como credito fiscal en usuarios consumidores finales PAGUE ESTA FACTURA EN FECHA, ÚNICAMENTE ASI EVITARÁ LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO Reclamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGT) N° 3419, art 14 Call Center Ministerio de Energía y Minería 0800-333-2182 www.minem.gob.ar/formulario																																																															

La totalidad de los fondos recaudados a partir del Art.13 Res. MIySP 22/16 serán destinados exclusivamente a obras de infraestructura eléctrica y/o mantenimiento correctivo.

99290009651000095440405031812031807983434080359310



Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.	
Liquidación Servicios Públicos 0009 00954404 Hospital Municipal Subzonal 169501	
1° Venc. 05/03/2018 \$79,834.34	
Ult. Venc. 12/03/2018 \$80,359.31	
Talón para el Banco	Referencia Feb 2018

Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.	
Liquidación Servicios Públicos 0009 00954404 Hospital Municipal Subzonal 169501	
1° Venc. 05/03/2018 \$79,834.34	
Ult. Venc. 12/03/2018 \$80,359.31	
Talón para Cooperativa	Referencia Feb 2018

Limitada
222342 Guardia: 42-4091 42-5635
ciudades: 5 de agosto de 1956

Liquidación Servicios Públicos
0009 - 00935815
Referencia Feb 2018
Fecha de Emisión: 19/01/2018

3999011892 (*) Vencimiento estimado próxima factura: 03/04/2018
C.E.S.P. 29039001929436 Vto C.E.S.P.: 21/01/2018

micillo de consumo Calle 28 Gob. Nereo Crovetto N°: 1047 C.Postal: 7620
31-33 Libreta: 8

Medidor: 75.513

Concepto	Fecha	Anterior	Fecha	Actual	Consumo/2
N	19-10	117824	21-12	124320	3248.00
Total Dias: 32		Total Kwh: 3248.00			

Evolución de Consumos

26/12/16	6678
23/02/17	4857
25/04/17	5451
22/06/17	7346
23/08/17	8112
19/10/17	6976

Recargo 55.21

Reclamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar
Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGI) N° 3419, art 14
El monto del I.V.A. discriminado no puede computarse como credito fiscal en usuarios consumidores finales

El suministro registra Comprobante/s pendiente/s de cancelación
FC-872417
11099.54

La totalidad de los fondos recaudados a partir del Art.13 Res. MlySP 22/16 serán destinados exclusivamente a obras de infraestructura eléctrica y/o mantenimiento correctivo.

Por resolución del juzgado Contencioso Administrativo N°1 de Pergamino, los tributos Decreto Ley 7290/67 y 9038/78 no integran la presente factura

IVA	Vencimiento	Total
1° Venc.	02/03/2018	\$10,662.78
Ult.Venc.	09/03/2018	\$10,729.58

2

ABUELAS
DE PLAZA DE MAYO

Si tienes dudas sobre tu identidad LLAMA A LAS ABUELAS
011-4384 0983

Total Comprobante: **10,662.78**

PAGUE ESTA FACTURA EN FECHA, ÚNICAMENTE ASI EVITARÁ LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO

Servicio Energía Eléctrica Mensual
99290009651000093581502031809031801066278010729580

Fecha	C.Fijo	C.Variable	KWH	DIAS
19-10-17	1242.36	1.8912	4433.8	43
01-12-17	1354.87	2.0065	2062.2	20

Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.
Liquidación Servicios Públicos 0009 - 00935815 Ref.Feb 2018

Hospital Municipal Subzonal	1° Venc. 02/03/2018	\$10,662.78
169511	Ult.Venc. 09/03/2018	\$10,729.58

169511 Talón para Cooperativa

99290009651000093581502031809031801066278010729580

Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.	0009-00935815
Hospital Municipal Subzonal	1° Venc. 02/03/2018 \$10,662.78
169511	Ult.Venc. 09/03/2018 \$10,729.58

169511 Talón para Banco

¡NUNCA MÁS EVITARÁ LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO

Av. 1°

Reclamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar
Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGI) N° 3419, art 14
Call Center Ministerio de Energía y Minería 0800-333-2182 www.minem.gov.ar/formulario

La totalidad de los fondos recaudados a partir del Art.13 Res.MlySP 22/16 serán destinados exclusivamente a obras de infraestructura eléctrica y/o mantenimiento correctivo.

99290009651000095440405031812031807983434080359310

Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.

Liquidación Servicios Públicos 0009 00954404

Hospital Municipal Subzonal 169501

1° Venc.	05/03/2018	\$79,834.34
Ult. Venc.	12/03/2018	\$80,359.31

Talón para el Banco Referencia Feb 2018

Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.

Liquidación Servicios Públicos 0009 00954404

Hospital Municipal Subzonal 169501

1° Venc.	05/03/2018	\$79,834.34
Ult. Venc.	12/03/2018	\$80,359.31

Talón para Cooperativa Referencia Feb 2018

Cooperativa de Electricidad General Balcarce Limitada

7620 Balcarce - Pcia. Buenos Aires Tel 0800 222 2342

Liquidación Serv. 0009 009544

Referencia Feb 2018

Concepto		Importe	Consumos						Impuestos y Otros	Importe	
Descripción		Tarifa	Concepto	Fecha	Lec. Anterior	Fecha	Lec. Actual	Días	Consumo		
Cargo Fijo T3BT		634.2200	Consumo Valle	18-01	23609.00	20-02	25229.69	33	1620.69	Ley 11769 Art.72ter. 6%	2,185.56
Pot. Contrat. H. Pico T3BT		206.4700	Consumo Pico	18-01	30771.37	20-02	32812.46	33	2041.09	Ley 11769 Art.72 bis 0,60%	218.56
Pot. Contrat. H. Resto T3BT		140.7500	Consumo Resto	18-01	87353.34	20-02	93763.66	33	6410.32	I.V.A. 27 %	9,835.01
T3BT Consumo H. Pico		1.4342	Reactiva	18-01	32245.21	20-02	32856.69	33	611.48	Ley 11769 fc 3%	1,092.78
T3BT Consumo H. Valle		1.3242	Potencia Pico	18-01	84.83	20-02	49.20	33	49.20	FFI Ord. N° 06/16	18.00
T3BT Consumo H. Resto		1.3792	Potencia Valle	18-01	74.43	20-02	18.64	33	18.64	ICM Res. 208/17	1007.21
Factor Multiplicador 1		35,418.76	Potencia Resto	18-01	116.99	20-02	54.00	33	54.00	Capital Accionario	165.00
Total Kwh FACTURADOS:									10072.10		

El presente suministro no registra deuda vencida a la fecha de emisión de la presente		Total Impuestos: \$13.331.91	Total Otros: 1,190.21
Servicio Energía Eléctrica			

Medidor: 00028167	IVA	IVA No Insc.	Vencimiento	IMPORTE
	1° Venc.	9835.01	05/03/2018	\$49,940.88
	Ult. Venc.	9,904.83	12/03/2018	\$50,269.28
	Recargo	258.58		

El monto del IVA discriminado no puede computarse como crédito fiscal en usuarios consumidores finales.

**PAGUE ESTA FACTURA EN FECHA,
ÚNICAMENTE ASI EVITARÁ LA
SUSPENSIÓN DEL SERVICIO**

Reclamamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar
 Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGI) N° 3419, art 14
 Call Center Ministerio de Energía y Minería 0800-333-2182 www.minem.gov.ar/formulario

La totalidad de los fondos recaudados a partir del Art.13 Res.MtySP 22/16 serán destinados exclusivamente a obras de Infraestructura eléctrica y/o mantenimiento correctivo.

**Cooperativa de Electricidad
Gral. Balcarce Ltda.**

Liquidación Servicios Publicos 0009 00954456

Hospital Municipal Subzonal 2167100

1° Venc. 05/03/2018 \$49,940.88

Ult. Venc. 12/03/2018 \$50,269.28

Talón para el Banco Referencia Feb 2018

**Cooperativa de Electricidad
Gral. Balcarce Ltda.**

Liquidación Servicios Publicos 0009 00954456

Hospital Municipal Subzonal 2167100

1° Venc. 05/03/2018 \$49,940.88

Ult. Venc. 12/03/2018 \$50,269.28

Talón para Cooperativa Referencia Feb 2018

99290009651000095445605031812031804994088050269280

Cooperativa de Electricidad General Balcarce Limitada			Liquidación Servicios Públicos 0009 00993781			
Av. Kelly 758 - 7620 Balcarce - Pcia. Buenos Aires Tel 0800 222 2342 Tel/Fax (02266) 42-20764 Tel. 56-5141 42-2390 56-5151. Guardia 42-4091 42-5635 (desde el 3/5/2010)			Referencia Mar 2018			
IVA Responsable Inscripto CUIT:30-54574456/9 I.B.:20-54574456/9 Inicio de Actividades: 05 de agosto de 1956			Fecha de Emisión 26/03/2018			
Servicio N°: Socio: Domicilio de Envío:			C.E.S.P. Nro: 29129002023050 Vencimiento C.E.S.P.: 31/03/2018			
Tarifa Base: MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS T3BT - Grandes Demandas			I.V.A.: Consumidor Final CUIT: 30-99901189-2			
Potencias Contratadas Fecha Contratación Pico Fuera de Pico			Domicilio de Consumo 7620 30-28			
10-09-1999 50 50			Libreta: 23 Ruta: 2300000100			
En caso de no recibirla con 4 (cuatro) días de anticipación reclamarla en nuestra oficina comercial						
Concepto		Importe	Consumos		Impuestos y Otros	Importe
Descripción Tarifa		Subtotal	Concepto	Fecha Lec. Anterior Fecha Lec. Actual	Días Consumo	
Cargo Fijo T3BT 634.2200		634.22	Consumo Valle 16-02	6519.56 16-03	6622.28 28	102.72
Pot. Contrat. H. Pico T3BT 206.4700		10.323.50	Consumo Pico 16-02	5078.80 16-03	5184.59 28	105.79
Pot. Contrat. H. Resto T3BT 140.7500		7.628.65	Consumo Resto 16-02	12588.44 16-03	12805.90 28	217.46
T3BT Consumo H. Pico 1.4342		6,068.96	Reactiva 16-02	11797.29 16-03	12028.15 28	230.86
T3BT Consumo H. Valle 1.3242		5,440.87	Potencia Pico 16-02	1.32 16-03	1.21 28	1.21
T3BT Consumo H. Resto 1.3792		11,996.83	Potencia Valle 16-02	1.10 16-03	0.92 28	0.92
T3BT Exceso Reactiva 0.0960		348.35	Potencia Resto 16-02	1.38 16-03	1.32 28	1.32
Factor Multiplicador 40		42,441.38	Total Kwh FACTURADOS:		425.97	
Ley 11769 Art.72ter. 6%						2,648.72
Ley 11769 Art.72 bis 0,60%						264.87
I.V.A. 27 %						12,147.78
Percepción I.I.B.B.						1,103.63
Ley 11769 fc 3%						1,324.36
FFI Ord. N° 06/16						18.00
ICM Res. 208/17						1703.88
Recargo por Mora						846.52
Capital Accionario						165.00
El presente suministro no registra deuda vencida a la fecha de emisión de la presente Total Impuestos: \$17.489.36 Total Otros: 2,733.40						
Servicio Energía Eléctrica						
Medidor: 140.810			IVA	IVA No Insc.	Vencimiento	IMPORTE
			1° Venc.	12147.78	03/04/2018	\$62,664.14
			Ult. Venc.	12.234.20	10/04/2018	\$63,070.63
			Recargo	320.07		
El monto de IVA discriminado no puede computarse como crédito fiscal en usuarios consumidores finales						
PAGUE ESTA FACTURA EN FECHA, ÚNICAMENTE ASI EVITARÁ LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO						
Reclamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGI) N° 3419, art 14 Call Center Ministerio de Energía y Minería 0800-333-2182 www.minem.gov.ar/formulario						

La totalidad de los fondos recaudados a partir del Art.13 Res.MiYSP 22/16 serán destinados exclusivamente a obras de infraestructura eléctrica y/o mantenimiento correctivo.

99290009651000099378103041810041806266414063070630



Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.	
Liquidación Servicios Públicos	0009 00993781
Hospital Municipal Subzonal	169501
1° Venc.	03/04/2018 \$62,664.14
Ult. Venc.	10/04/2018 \$63,070.63
Talón para el Banco	Referencia Mar 2018

Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.	
Liquidación Servicios Públicos	0009 00993781
Hospital Municipal Subzonal	169501
1° Venc.	03/04/2018 \$62,664.14
Ult. Venc.	10/04/2018 \$63,070.63
Talón para Cooperativa	Referencia Mar 2018

Cooperativa de Electricidad General Balcarce Limitada Av. Kelly 758 - 7620 Balcarce - Pcia. Buenos Aires Tel 0800 222 2342 Tel/Fax (02266) 42-2076 Tel. 56-5141 42-2390 56-5151. Guardia: 42-4091 42-5635 (desde el 3/5/2010) IVA Responsable Inscripto CUIT:30-54574456/9 I.B.:30-54574456/9 Inicio de Actividades 5 de agosto de 1956			Liquidación Servicios Públicos 0009 00993827 Referencia Mar 2018 Fecha de Emisión 26/03/2018 (*) Vencimiento estimado Próxima Factura 02/05/2018 C.E.S.P. Nro: 29129002023050 Vencimiento C.E.S.P. 10/03/2018 V.A.: Exento CUIT: 30-99901189-2																																																			
Servicio N°: Socio: Domicilio de Envío:		Calle 30 Dr. Felipe A. Fos. N° 72A 7620 19-21 (tomógrafo y guardia) Ruta: 2300000000																																																				
Tarifa Base: Potencias Contratadas Fecha Contratación Pico Fuera de Pico 04-07-2008 60 60		Lituenda: 23 En caso de no recibirla con 4 (cuatro) días de anticipación reclamarla en nuestra oficina comercial																																																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Concepto</th> <th>Importe</th> <th>Consumos</th> <th>Impuestos y Otros</th> <th>Importe</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Descripcion</td> <td>Tarifa</td> <td>Subtotal</td> <td>Concepto</td> <td>Fecha Lec. Anterior Fecha Lec. Actual Dias Consumo</td> </tr> <tr> <td>Cargo Fijo T3BT</td> <td>634.2200</td> <td>634.22</td> <td>Consumo Valle</td> <td>20-02 25229.69 19-03 26438.72 27 1209.03</td> </tr> <tr> <td>Pot. Contrat. H. Pico T3BT</td> <td>206.4700</td> <td>12,388.20</td> <td>Consumo Pico</td> <td>20-02 32812.46 19-03 34202.48 27 1390.02</td> </tr> <tr> <td>Pot. Contrat. H. Resto T3BT</td> <td>140.7500</td> <td>8,445.00</td> <td>Consumo Resto</td> <td>20-02 93763.66 19-03 98772.71 27 5009.05</td> </tr> <tr> <td>T3BT Consumo H. Pico</td> <td>1.4342</td> <td>1,993.57</td> <td>Reactiva</td> <td>20-02 32856.69 19-03 33188.67 27 331.98</td> </tr> <tr> <td>T3BT Consumo H. Valle</td> <td>1.3242</td> <td>1,601.00</td> <td>Potencia Pico</td> <td>20-02 49.20 19-03 35.18 27 35.18</td> </tr> <tr> <td>T3BT Consumo H. Resto</td> <td>1.3792</td> <td>6,908.48</td> <td>Potencia Valle</td> <td>20-02 18.64 19-03 16.53 27 16.53</td> </tr> <tr> <td>Factor Multiplicador 1</td> <td></td> <td>31,970.47</td> <td>Potencia Resto</td> <td>20-02 54.00 19-03 55.42 27 55.42</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Total Kwh FACTURADOS:</td> <td>7608.10</td> </tr> </tbody> </table>		Concepto	Importe	Consumos	Impuestos y Otros	Importe	Descripcion	Tarifa	Subtotal	Concepto	Fecha Lec. Anterior Fecha Lec. Actual Dias Consumo	Cargo Fijo T3BT	634.2200	634.22	Consumo Valle	20-02 25229.69 19-03 26438.72 27 1209.03	Pot. Contrat. H. Pico T3BT	206.4700	12,388.20	Consumo Pico	20-02 32812.46 19-03 34202.48 27 1390.02	Pot. Contrat. H. Resto T3BT	140.7500	8,445.00	Consumo Resto	20-02 93763.66 19-03 98772.71 27 5009.05	T3BT Consumo H. Pico	1.4342	1,993.57	Reactiva	20-02 32856.69 19-03 33188.67 27 331.98	T3BT Consumo H. Valle	1.3242	1,601.00	Potencia Pico	20-02 49.20 19-03 35.18 27 35.18	T3BT Consumo H. Resto	1.3792	6,908.48	Potencia Valle	20-02 18.64 19-03 16.53 27 16.53	Factor Multiplicador 1		31,970.47	Potencia Resto	20-02 54.00 19-03 55.42 27 55.42				Total Kwh FACTURADOS:	7608.10	El presente suministro no registra deuda vencida a la fecha de emisión de la presente Total Impuestos: \$12,373.59 Total Otros: 2,402.82 Servicio Energía Eléctrica		
Concepto	Importe	Consumos	Impuestos y Otros	Importe																																																		
Descripcion	Tarifa	Subtotal	Concepto	Fecha Lec. Anterior Fecha Lec. Actual Dias Consumo																																																		
Cargo Fijo T3BT	634.2200	634.22	Consumo Valle	20-02 25229.69 19-03 26438.72 27 1209.03																																																		
Pot. Contrat. H. Pico T3BT	206.4700	12,388.20	Consumo Pico	20-02 32812.46 19-03 34202.48 27 1390.02																																																		
Pot. Contrat. H. Resto T3BT	140.7500	8,445.00	Consumo Resto	20-02 93763.66 19-03 98772.71 27 5009.05																																																		
T3BT Consumo H. Pico	1.4342	1,993.57	Reactiva	20-02 32856.69 19-03 33188.67 27 331.98																																																		
T3BT Consumo H. Valle	1.3242	1,601.00	Potencia Pico	20-02 49.20 19-03 35.18 27 35.18																																																		
T3BT Consumo H. Resto	1.3792	6,908.48	Potencia Valle	20-02 18.64 19-03 16.53 27 16.53																																																		
Factor Multiplicador 1		31,970.47	Potencia Resto	20-02 54.00 19-03 55.42 27 55.42																																																		
			Total Kwh FACTURADOS:	7608.10																																																		
Medidor: 00028167		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>IVA</th> <th>IVA No Insc.</th> <th>Vencimiento</th> <th>IMPORTE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1° Venc.</td> <td>9231.38</td> <td></td> <td>03/04/2018</td> <td>\$46,746.88</td> </tr> <tr> <td>Ult. Venc.</td> <td>9,294.69</td> <td></td> <td>10/04/2018</td> <td>\$47,044.68</td> </tr> <tr> <td>Recargo</td> <td>234.49</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				IVA	IVA No Insc.	Vencimiento	IMPORTE	1° Venc.	9231.38		03/04/2018	\$46,746.88	Ult. Venc.	9,294.69		10/04/2018	\$47,044.68	Recargo	234.49																																	
	IVA	IVA No Insc.	Vencimiento	IMPORTE																																																		
1° Venc.	9231.38		03/04/2018	\$46,746.88																																																		
Ult. Venc.	9,294.69		10/04/2018	\$47,044.68																																																		
Recargo	234.49																																																					
El monto del IVA discriminado no puede computarse como crédito fiscal en usuarios consumidores finales PAGUE ESTA FACTURA EN FECHA, ÚNICAMENTE ASI EVITARÁ LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO Reclamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGI) N° 3419, art. 14 Call Center Ministerio de Energía y Minería 0800-333-2182 www.minem.gov.ar/formulario																																																						

La totalidad de los fondos recaudados a partir del Art.13 Res.MlySP 22/16 serán destinados exclusivamente a obras de infraestructura eléctrica y/o mantenimiento correctivo.

99290009651000099382703041810041804674688047044680



Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.	
Liquidación Servicios Públicos 0009 00993827	
Hospital Municipal Subzonal 2167100	
1° Venc. 03/04/2018 \$46,746.88	
Ult. Venc. 10/04/2018 \$47,044.68	
Talón para el Banco	Referencia Mar 2018

Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.	
Liquidación Servicios Públicos 0009 00993827	
Hospital Municipal Subzonal 2167100	
1° Venc. 03/04/2018 \$46,746.88	
Ult. Venc. 10/04/2018 \$47,044.68	
Talón para Cooperativa	Referencia Mar 2018

Av. Kelly 758 7620 Balcarce Pcia. Bs.As. Tel/Fax (02266) 42-2076 Tel. 56-5141 42-2390 56-5151 0800 2222342 Guardia: 42-4
 A Responsable Inscr. CUIT: 30-54574456-9 II.BB.: 30-54574456-9 Inicio de Actividades: 5 de agosto

Servicio N°..... 2167101 IVA Exento CUIT 30999011892 (*) Vencim...
 Socio..... Hospital Municipal Subzonal Nro: 21671 C.E.S.P. 291190...
 Domicilio de envío... Calle 19 Julio A. Roca N° 926 C.Postal: 7620
 Contaduría Hospital
 Tarifa Base..... T1GE - Estacion Ruta 0702280000 / 070344500 Domicilio de Consumo Calle 21ing Jose D Errecaborde, N°: 931 C.P...
 28-30 (Morgue) Libreta: 7

Energía	406.82	Detalle de consumo Medidor: 07.986.519	
Cargo Fijo T1GE - SGBC	384.19	Concepto	Fecha L.Anterior
T1GE-SGBC	21.53	N	06-12 1835 06-02
ICM Res. 208/17	1.10		Fecha L.Actual Consumo/2
Impuestos	134.30		1857 11.00
Ley 11769 Art.72ter. 6%	24.41	Total Dias: 31	Total Kwh: 11.00
Ley 11769 5%	20.34	Evolución de Consumos	
Ley 11769 Art.72 bis 0,60%	2.44	08/02/17	20
I.V.A. 21%	87.11	11/04/17	19
Otros	27.10	09/06/17	24
FFI Ord. N° 06/16	18.00	08/08/17	36
Recargo por Mora	8.00	06/10/17	50
Capital Accionario	1.10	06/12/17	29

Recargo 2,90

IVA	Vencimiento	Total
1° Venc.	03/04/2018	\$568.22
Ult.Venc.	10/04/2018	\$571.73

(*) EN CASO DE NO RECIBIRLA CON 4 DIAS HÁBILES DE ANTICIPACIÓN, DEBE RECLAMARLA EN NUESTRA OFICINA COMERCIAL.

Reclamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar
 Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGI) N° 3419, art 14
 El monto del I.V.A. discriminado no puede computarse como credito fiscal en usuarios consumidores finales
 El presente suministro no registra deuda vencida a la fecha de emisi

La totalidad de los fondos recaudados a partir del Art.13 Res.MlySP 22/16 serán destinados exclusivamente a obras de infraestructura eléctrica y/o mantenimiento correctivo.

Servicio Energía Eléctrica Mensual
 99290009651000096304403041810041800056822000571730

ABUELAS
DE PLAZA DE MAYO
Wray Cabalza 992 PB - Ciudad Autónoma de Buenos Aires
SI TENES DUDAS SOBRE TU IDENTIDAD LLAMA A LAS ABUELAS
011-4384 0983

PAGUE ESTA FACTURA EN FECHA, ÚNICAMENTE ASI EVITARÁ LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO

Fecha	C.Fijo	C.Variable	KWH	DIAS
06-12-17	378.1	2.147	15.6	44
19-01-18	378.1	2.3745	5	14

99290009651000096304403041810041800056822000571730

Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda. 0009-00963044

Hospital Municipal Subzonal	1° Venc.	03/04/2018	\$568.22
2167101	Ult.Venc.	10/04/2018	\$571.73

Talón para Cooperativa

Hospital Municipal Subzonal	1° Venc.	03/04/2018	\$568.22
2167101	Ult.Venc.	10/04/2018	\$571.73

Talón para Banco

Total Comprobante: 568.22

Cooperativa de Electricidad General Balcarce Limitada

Av. Kelly 758 - 7620 Balcarce - Pcia. Buenos Aires Tel 0800 222 2342
(02266) 42-2076 Tel. 56-5141 42-2390 56-5151. Guardia: 42-4091 42-5635 (desde el 3/5/2010)
Responsible Inscrito CUIT:30-54574456/9 I.B.:30-54574456/9 Inicio de Actividades 5 de agosto de 1956

Liquidación Servicios Públicos
0009 01036529
Referencia **May 2018**
Fecha de Emisión 24/05/2018
(* Vencimiento estimado)
Próxima Factura **03/07/2018**
C.E.S.P. Nro: 29219002102211 Vencimiento C.E.S.P.: 31/05/2018

Cargo No: **169501**
Hospital Municipal Subzonal
Domicilio de Envío: **Calle 19 Julio A. Roca N° 936**
28-30
CP: **7620**

I.V.A.: Consumidor Final
Domicilio de Consumo: **Calle 19 Julio A. Roca N° 930**
7620
30-28

Tarifa Base: **MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS**
T3BT - Grandes Demandas
Libreta: **23** Ruta: **2300000100**
En caso de no recibirla con 4 (cuatro) días de anticipación reclamarla en nuestra oficina comercial

Concepto	Importe	Consumos				Importes y Otros	Importe	
Descripcion	Tarifa	Subtotal	Concepto	Fecha Lec. Anterior	Fecha Lec. Actual	Dias Consumo		
Cargo Fijo T3BT	634.2200	634.22	Consumo Valle	17-04	6760.36	16-05	6886.01 29 125.65	
Pot. Contrat. H. Pico T3BT	206.4700	10,571.26	Consumo Pico	17-04	5325.85	16-05	5460.76 29 134.91	
Pot. Contrat. H. Resto T3BT	140.7500	7,882.00	Consumo Resto	17-04	13081.86	16-05	13328.51 29 246.65	
T3BT Consumo H. Pico	1.4342	7,739.52	Reactiva	17-04	12330.14	16-05	12609.29 29 279.15	
T3BT Consumo H. Valle	1.3242	6,655.43	Potencia Pico	17-04	1.36	16-05	1.28 29 1.28	
T3BT Consumo H. Resto	1.3792	13,607.19	Potencia Valle	17-04	1.04	16-05	1.08 29 1.08	
T3BT Exceso Reactiva	0.0960	431.15	Potencia Resto	17-04	1.30	16-05	1.35 29 1.35	
Factor Multiplicador 40		47,520.77	Total Kwh FACTURADOS:				507.21	
							Ley 11769 Art.72ter. 6%	2,972.98
							Ley 11769 Art.72 bis 0,60%	297.30
							I.V.A. 27 %	13,671.90
							Percepcion I.I.B.B.	1,238.74
							Ley 11769 fc 3%	1,486.49
							ICM Res. 208/17	2028.84
							Recargo por Mora	1087.05
							Total Impuestos:	\$19,667.41
							Total Otros:	3,115.89

El presente suministro no registra deuda vencida a la fecha de emisión de la presente **Servicio Energía Eléctrica**

Medidor:	IVA	IVA No Insc.	Vencimiento	IMPORTE
140.810	1° Venc. 13671.9		04/06/2018	\$70,304.07
	Ult. Venc. 13,790.16		11/06/2018	\$70,860.34
	Recargo 438.01			

-El monto del IVA discriminado no puede computarse como credito fiscal en usuarios consumidores finales.

**PAGUE ESTA FACTURA EN FECHA,
ÚNICAMENTE ASI EVITARÁ LA
SUSPENSIÓN DEL SERVICIO**

Reclamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar
Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGI) N° 3419, art. 14
Call Center Ministerio de Energía y Minería 0800-333-2182 www.minem.gov.ar/formulario

Facturado conforme Res. OCEBA 167/18

Cooperativa de Electricidad General Balcarce Limitada
 Balcarce Pcia. Bs. As. Tel/Fax (02266) 42-2076 Tel. 56-5141 42-2390 56-5151 0800 2222342 Guardia: 42-40
 Inscrito CUIT: 30-54574456-9 I.L.B.B.: 30-54574456-9 Inicio de Actividades: 5 de agosto

CUIT 30999011892 Nro: 21671 (*) Vencimiento estimado C.E.S.P. 29209002095999 Vto C.

Domicilio de Consumo 70344500 Calle 21ing Jose D Errecaborde N°: 931 C.Postal: 7620 28-30 (Morgue) Libreta: 7

Medidor: 07.986.519

Detalle de consumo

Concepto	Fecha	L.Anterior	Fecha	L.Actual	Consumo/2
N	06-02	1857	04-04	1875	9.00
Total Dias: 29		Total Kwh: 9.00			

(*) EN CASO DE NO RECIBIRLA CON 4 DIAS HÁBILES DE ANTICIPACIÓN, DEBE RECLAMARLA EN NUESTRA OFICINA COMERCIAL.

IVA	Vencimiento	Total
1° Venc.	04/06/2018	\$541.87
Ult.Venc.	11/06/2018	\$545.95

Recargo 3.37

Reclamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar
 Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGI) N° 3419, art 14
 El monto del I.V.A. discriminado no puede computarse como credito fiscal en usuarios consumidores finales

La totalidad de los fondos recaudados a partir del Art.13 Res.MlySP 22/16 serán destinados exclusivamente a obras de infraestructura eléctrica y/o mantenimiento correctivo.

El presente suministro no registra deuda vencida a la fecha de emisión

Servicio Energía Eléctrica Mensual
 99290009651000100937004061811061800054187000545950

ABUELAS DE PLAZA DE MAYO
 Vinye Ceballos 802 PB - Ciudad Autónoma de Buenos Aires
 SI TENES DUDAS SOBRE TU IDENTIDAD LLAMA A LAS ABUELAS
 011-4384 0903

PAGUE ESTA FACTURA EN FECHA, ÚNICAMENTE ASI EVITARÁ LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO

Fecha	C.Fijo	C.Variable	KWH	DIAS
06-02-18	378.1	2.3745	18	57

Total Comprobante: 541.87

Facturado conforme Res. OCEBA 167/18

Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.
 Liquidación Servicios Públicos 0009 - 01009370 Ref.May 2018

Hospital Municipal Subzonal	1° Venc.	04/06/2018	\$541.87
101	Ult.Venc.	11/06/2018	\$545.95

Talón para Banco

99290009651000100937004061811061800054187000545950

Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.	0009-01009370
Hospital Municipal Subzonal	1° Venc. 04/06/2018 \$541.87
2167101	Ult.Venc. 11/06/2018 \$545.95

Talón para Banco

Facturado conforme Res. OCEBA 167/18

Reclamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar
 Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGI) N° 3419, art 14
 Call Center Ministerio de Energía y Minería 0800-333-2182 www.minem.gov.ar/formulario



**Cooperativa de Electricidad
General Balcarce Limitada**

Av. Kelly 758 - 7620 Balcarce - Pcia. Buenos Aires Tel 0800 222 2342
Tel/Fax (02266) 42-2076 Tel. 56-5141 42-2390 56-5151. Guardia: 42-4091 42-5635 (desde el 3/5/2010)
IVA Responsable Inscripto CUIT:30-54574456/9 I.B.:30-54574456/9 Inicio de Actividades 5 de agosto de 1956

Liquidación Servico.
0009 010.
Referencia **Ago 2018**
Fecha de Emisión 24/08/2018
(* Vencimiento estimado
Próxima Factura **03/10/2018**
C.E.S.P. Nro: 29349002231458 Vencimiento C.E.S.P.: 31

Servicio N°: **169501**
Sócio: **Hospital Municipal Subzonal**
Domicilio de Envío: **Calle 19 Julio A. Roca N° 926**
28-30
MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS
T3BT - Grandes Demandas

I.V.A.: Consumidor Final **CUIT: 30-9990118**
Domicilio de Consumo **Calle 19 Julio A. Roca N° 930**
7620
30-28
Libreta: **23** Ruta: **2300000100**

En caso de no recibirla con 4 (cuatro) días de anticipación reclamarla en nuestra oficina comercial

Concepto	Importe	Consumos	Impuestos y Otros	Importe
Descripción	Tarifa	Concepto	Fecha Lec. Anterior	Fecha Lec. Actual
Cargo Fijo T3BT	634.2200	Consumo Valle	20-07 7199.98	16-08 7312.14
Pot. Contrat. H. Pico T3BT	206.4700	Consumo Pico	20-07 5793.41	16-08 5898.27
Pot. Contrat. H. Resto T3BT	140.7500	Consumo Resto	20-07 13965.87	16-08 14274.28
T3BT Consumo H. Pico	1.4342	Reactiva	20-07 13215.64	16-08 13467.62
T3BT Consumo H. Valle	1.3242	Potencia Pico	20-07 1.59	16-08 1.38
T3BT Consumo H. Resto	1.3792	Potencia Valle	20-07 1.15	16-08 1.02
T3BT Exceso Reactiva	0.0960	Potencia Resto	20-07 1.65	16-08 1.46
Factor Multiplicador 40.00	50,653.80	Total Kwh FACTURADOS:		525.43
			Ley 11769 Art.72ter. 6%	3,165.33
			Ley 11769 Art.72 bis 0,001%	0.53
			I.V.A. 27 %	14,243.99
			Percepción I.I.B.B.	1,318.89
			Ley 11769 fc 3%	1,582.67
			FFI Ord. N° 06/16	18.00
			ICM Res. 208/17	2,101.72
			Cuota Social	165.00

El presente suministro no registra deuda vencida a la fecha de emisión de la presente

Total Impuestos: \$20,311.41

Total Otros: \$2,284.72

Servicio Energía Eléctrica

Medidor:	IVA	IVA No Insc.	Vencimiento	IMPORTE
140.810	1° Venc. 14243.99		03/09/2018	\$73,249.93
	Ult. Venc. 14,397.66		10/09/2018	\$73,972.75
	Recargo 559.15			

El monto del IVA discriminado no puede computarse como crédito fiscal en usuarios consumidores finales

**PAGUE ESTA FACTURA EN FECHA,
ÚNICAMENTE ASI EVITARÁ LA
SUSPENSIÓN DEL SERVICIO**

Facturado conforme Res. OCEBA 167/18

Reclamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar
Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGI) N° 3419, art 14
Call Center Ministerio de Energía y Minería 0800-333-2182 www.minem.gov.ar/formulario

La totalidad de los fondos recaudados a partir del Art.13 Res.MIySP 22/16 serán destinados exclusivamente a obras de infraestructura eléctrica y/o mantenimiento correctivo.

99290009651000109220303091810091807324993073972750



**Cooperativa de Electricidad
Gral. Balcarce Ltda.**

Liquidación Servicios Públicos **0009 01092203**
Hospital Municipal Subzonal 169501

1° Venc. 03/09/2018 \$73,249.93

Ult. Venc. 10/09/2018 \$73,972.75

Talón para el Banco Referencia Ago 2018

**Cooperativa de Electricidad
Gral. Balcarce Ltda.**

Liquidación Servicios Públicos **0009 01092203**
Hospital Municipal Subzonal 169501

1° Venc. 03/09/2018 \$73,249.93

Ult. Venc. 10/09/2018 \$73,972.75

Talón para Cooperativa Referencia Ago 2018



**Cooperativa de Electricidad
General Balcarce Limitada**

Av. Kelly 758 - 7620 Balcarce - Pcia. Buenos Aires Tel 0800 222 2342
Tel/Fax (02266) 42-2076 Tel. 56-5141 42-2390 56-5151. Guardia: 42-4091 42-5635 (desde el 3/5/2010)
IVA Responsable Inscripto CUIT:30-54574456/9 I.B.:30-54574456/9 Inicio de Actividades 5 de agosto de 1956

Liquidación Ser 0009 8

Referencia Ago 2

Fecha de Emisión: 14/09/2018

(* Vencimiento estimado)

Próxima Factura: 03/10/2018

C.E.S.P. Nro: 29349002201458 vencimiento: 03/09/2018

CUIT: 30-99901118

Servicio N°: **2167100**

Socio: **Hospital Municipal Subzonal**

Domicilio de Envío: **Calle 19 Julio A. Roca N° 926 CP: 7620**

Contaduría Hospital MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS T3BT - Grandes Demandas

Tarifa Base:

Potencias Contratadas	Fecha Contratación	Pico	Fuera de Pico
	04-07-2008	60	60

I.V.A.: Exento

Domicilio de Consumo: **Calle 30 Dr. Felipe A. Fos N° 728 7620**

Libreta: **23**

Ruta: **2300000000**

En caso de no recibirla con 4 (cuatro) días de anticipación reclamarla en nuestra oficina comercial

Concepto		Importe	Consumos				Impuestos y Otros	Importe	
Descripción	Tarifa	Subtotal	Concepto	Fecha Lec. Anterior	Fecha Lec. Actual	Días Consumo			
Cargo Fijo T3BT	634.2200	634.22	Consumo Valle	19-07	32209.76 21-08	33	6739.41	Ley 11769 Art.72ter. 6%	6,382.25
Pot. Contrat. H. Pico T3BT	206.4700	34,891.37	Consumo Pico	19-07	40691.12 21-08	33	5666.59	Ley 11769 Art.72 bis 0,001%	1.06
Pot. Contrat. H. Resto T3BT	140.7500	27,171.79	Consumo Resto	19-07	121571.24 21-08	33	17158.90	I.V.A. 27 %	28,720.11
T3BT Consumo H. Pico	1.4342	8,127.02	Reactiva	19-07	34535.42 21-08	33	4373.44	Ley 11769 fc 3%	3,191.12
T3BT Consumo H. Valle	1.3242	8,924.33	Potencia Pico	19-07	63.32 21-08	33	132.66	FFI Ord. N° 06/16	18.00
T3BT Consumo H. Resto	1.3792	23,665.55	Potencia Valle	19-07	13.74 21-08	33	122.14	ICM Res. 208/17	2,956.49
Factor Multiplicador 1.00		103,414.28	Potencia Resto	19-07	111.76 21-08	33	148.70	Cuota Social	165.00
			Total Kwh FACTURADOS:				29564.90		

El presente suministro no registra deuda vencida a la fecha de emisión de la presente **Total Impuestos: \$38,294.54 Total Otros: \$3,139.49**

Servicio Energía Eléctrica

Medidor: 00028167	IVA	IVA No Insc.	Vencimiento	IMPORTE
	1° Venc. 28720.11		03/09/2018	\$144,848.31
	Ult. Venc. 29.023.99		10/09/2018	\$146,277.66
	Recargo 1125.47			

El monto del IVA discriminado no puede computarse como crédito fiscal en usuarios consumidores finales

PAGUE ESTA FACTURA EN FECHA, ÚNICAMENTE ASI EVITARÁ LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO

Reclamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar
Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGI) N° 3419, art. 14
Call Center Ministerio de Energía y Minería 0800-333-2182 www.minem.gov.ar/formulario

Facturado conforme Res. OCEBA 167/18

La totalidad de los fondos recaudados a partir del Art.13 Res.MtySP 22/16 serán destinados exclusivamente a obras de infraestructura eléctrica y/o mantenimiento correctivo.

99290009651000109224803091810091814484831146277660



**Cooperativa de Electricidad
Gral. Balcarce Ltda.**

Liquidación Servicios Públicos **0009 01092248**

Hospital Municipal Subzonal 2167100

1° Venc. 03/09/2018 \$144,848.31

Ult. Venc. 10/09/2018 \$146,277.66

Talón para el Banco Referencia Ago 2018

**Cooperativa de Electricidad
Gral. Balcarce Ltda.**

Liquidación Servicios Públicos **0009 01092248**

Hospital Municipal Subzonal 2167100

1° Venc. 03/09/2018 \$144,848.31

Ult. Venc. 10/09/2018 \$146,277.66

Talón para Cooperativa Referencia Ago 2018

Cooperativa de Electricidad General Balcarce Limitada

Kelly 758 7620 Balcarce Pcia. Bs.As. Tel/Fax (02266) 42-2076 Tel. 56-5141 42-2390 56-5151 0800 2222342 Guardia: 42-4091 42-5635
IVA Responsable Inscripto CUIT: 30-54574456-9 II.BB.: 30-54574456-9 Inicio de Actividades: 5 de agosto de 1956

Liquidación Servicios Públicos
0009 - 01081650
Referencia Ago 2018
Fecha de Emisión: 13/07/2018

(*) Vencimiento estimado próxima factura: 03/10/2018
C.E.S.P. 29279002168019 Vto C.E.S.P.: 14/07/2018

Servicio N°: 604302 IVA Resp. No Inscripto CUIT
Socio: Sociedad de Fomento Miguel De Guemes Nro: 6043
Domicilio de envío: Calle 26 Domingo F. Sarmiento N°: 373 C.Postal: 7620
47-sala primeros auxilio

Tarifa Base: T1G EBP Ruta 0604740000 / 060474000 Domicilio de Consumo Calle 26 Domingo F. Sarmiento N°: 373 C.Postal: 7620 sala primeros auxilio Libreta: 6

(*) EN CASO DE NO RECIBIRLA CON 4 DIAS HÁBILES DE ANTICIPACIÓN, DEBE RECLAMARLA EN NUESTRA OFICINA COMERCIAL.

Detalle de consumo Medidor: 873.404	
Concepto	Consumo/2
N 03-04 9353 31-05 9699	173.00
Total Dias: 29 Total Kwh: 173.00	

Evolución de Consumos	
08/06/17	306
07/08/17	345
05/10/17	321
06/12/17	347
05/02/18	258
03/04/18	255

IVA	Vencimiento	Total
1° Venc.	03/09/2018	\$665.82
Ult. Venc.	10/09/2018	\$671.12

Recargo 4.38

Reclamos en segunda instancia al OCEBA: 0800-333-2810 - En Internet: www.oceba.gov.ar

Esta factura cumple con las normas de facturación establecidas en la RG (DGI) N° 3419, art. 14

El monto del I.V.A. discriminado no puede computarse como credito fiscal en usuarios consumidores finales

El suministro registra Comprobante/s pendiente/s de cancelación FC-838352 363.08

S/ta Usuario/a: Si Ud. está o considera estar alcanzado por el régimen aplicable a los usuarios electrodependientes (Res.OCEBA N° 0099/18), deberá inscribirse en el Registro de Electrodependientes por Cuestiones de Salud (RECS), en la página web del Ministerio de Salud de la Nación: www.argentina.gob.ar/salud/tramitesyservicios

ABUELAS
DE PLAZA DE MAY
Vto. Ciudad 597 79 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires
SI TENES DUDAS SOBRE TU IDENTIDAD LLAMA A LAS ABUELAS
011-4384 0983

PAGUE ESTA FACTURA EN FECHA, ÚNICAMENTE ASI EVITARÁ LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO

Servicio Energía Eléctrica Mensual
99290009651000108165003091810091800066582000671120

Fecha	C.Fijo	C.Variable	KWH	DIAS
03-04-18	94.09	2.196	346	58

Total Comprobante: 665.82

Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.
Liquidación Servicios Públicos 0009 - 01081650 Ref.Ago 2018

Sociedad de Fomento Miguel De Guemes	1° Venc. 03/09/2018	\$665.82
604302 Talón para Cooperativa	Ult.Venc. 10/09/2018	\$671.12

Facturado conforme Res. OCEBA 167/18

99290009651000108165003091810091800066582000671120

Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.	0009-01081650
Sociedad de Fomento Miguel De Guemes	1° Venc. 03/09/2018 \$665.82
604302 Talón para Banco	Ult.Venc. 10/09/2018 \$671.12

Gas

COMERCIAL:
19 N° 523 AT. PUBLICO DE 8 A 13 HS.
CONSULTAS Y RECLAMOS: 0810-555-3698
EMAIL: CONSULTAS.PAMPEANA@CAMUZZIGAS.COM.AR
EMERGENCIAS: 0800-555-0810 / 0810-555-0810
C.E.S.P. N° 29221002111754 Fecha Vto: 07/06/2018
Fecha de Emisión 07/06/2018
Nro.FA 70015-46203150/1 Período 05/18

Cuenta 7620/0-9406-0000044/5

DOMICILIO POSTAL
MUNIC.BALCARCE(C.REHABIL)
CALLE 28 1041 MUNIC.DE BCE
BALCARCE
7620 BUENOS AIRES

DOMICILIO DE CONSUMO
Titular del Servicio: MUNIC.BALCARCE(C.REHABIL)
Calle: CALLE 28 1041 MUNIC.DE BCE
C.P. 7620 Localidad: BALCARCE
Provincia: BUENOS AIRES
Servicio: GENERAL "P" Ciclo: 051/002/02415
Tipo: OFM Categoría: SGP-2
I.V.A.: RIN
C.U.I.T: 30-89900773-9 I.Brutos:

Vencimiento 18/06/2018
Total a pagar \$***5.135,09**

Intereses por pago fuera de término
Tasa promedio mensual vigente a la fecha de emisión % **3,55**
Cargo por reconexión \$ **456**
Viso de deuda común bajo firma \$ **65**

Próximo Vencimiento Estimado 17/07/2018

no recibirla antes de los cinco días de la fecha informada, por favor llamar la misma telefónicamente o en forma personal en su Centro de Atención al Cliente.

ESUMEN DE SU CUENTA DE GAS

Estimado Cliente: a la fecha de emisión de esta factura la cuenta mencionada no registra comprobantes vencidos pendientes de pago (Ley Defensa del Consumidor N° 24240 Art 30 bis).

ENARGAS:CORDOBA 2442 (7600) - MAR DEL PLATA

LECTURAS Y CONSUMOS

PERIODO DE LECTURA **30/04/2018 - 31/05/2018**
Lectura R. Real / E. Estimada / A. Ajustada / N. Negativa
Medidor Estado Estado Factor Consumo R/E
Anterior Actual Corrección
GAL 403B133 86716 89570 1,011960 2896 R

Sub Total Lectura por Medidor 2.896
Sub Total Consumo Estimado sin Medidor 0
Total Consumo en m³ 2.896
Consumo en m³ de 9300 cal/m³ a facturar 2.816,28
Calorías promedio suministradas en el periodo 9.044

Consumo del mismo periodo año anterior 3.508,24 m³
Consumo del mismo periodo año 2015 2.562,61 m³

Fecha	05/17	06/17	07/17	08/17	09/17	10/17	11/17	12/17	01/18	02/18	03/18	04/18	05/18
Consumo	3.508,24	4.167,65	4.253,93	3.508,64	3.575,06	3.066,70	2.820,20	1.369,64	508,42	565,94	1.531,88	2.550,34	2.816,28

LIQUIDACION DE SERVICIOS PUBLICOS A COD.N° 17 7001- 01448798

CONCEPTOS FACTURADOS

Cargo Fijo			\$	321,81
Consumo de Gas	m ³	1000,00	x	3,115341
	m ³	1816,28	x	3,057869
Dto por Tarifa Social (1)			\$	8.669,29
Tasa Seg. e Hig Mun(1)			\$	5.467,97
Tasa Seg. e Hig Mun(1)			\$	18,16
IBB Cargo Fijo	\$	321,81	x	0,035197
IBB Dist. Consumo	\$	3388,98	x	0,035197
IBB Tte. Consumo	m ³	1000,00	x	0,037315
	m ³	1816,28	x	0,037315
Imp. IIBB Tte. Gas Ret.		04/18	\$	105,09
			\$	3,44
TOTAL GAS			\$	3.780,42
IVA Alícuota		3.841,39	27,00	\$ 1.037,18
IVA Percepción RG 24		3.841,39	3,00	\$ 115,24
TOTAL IVA			\$	1.152,42
**Fondo Ar/75 Ley 25565			\$	141,28
Ley 25413 Tte			\$	7,16
Ley 25413 Dis.			\$	53,81
TOTAL OTROS CONCEPTOS			\$	202,25

Total a Pagar: \$***5.135,09**
Vencimiento : 18/06/2018
Fecha límite para pago en Bancos : 18/06/2018

USTED PUEDE PAGAR SU FACTURA
CENTROS DE ATENCION
Calle 19 Nro 523

ENTIDADES AUTORIZADAS
BAPRO Medios de Pago S.A.
RIPSA S.A.

N de Resol	Fecha Resol	Fecha Aplicac	Dias	Cargo Fijo	Factura Minima	CARGOS POR M ³		
						Hasta 1000 m ³	1001 m ³ a 9000 m ³	Más de 9000 m ³
0306	27/03/18	01/04/18	31	321,81		3,115341	3,057869	3,011170
		Ponderado	31	321,81		3,115341	3,057869	3,011170

LIQUIDACION EMITIDA CON EL BENEFICIO DE LA TARIFA SOCIAL

Por Res. 3571 AFIP nos debe informar Usuario, Titular del Inmueble y Nomenclatura Catastral. Más información en WWW.CAMUZZIGAS.COM

DATOS DE SU INTERÉS
Usted tiene derecho a elegir el tipo de servicio más adecuado a su conveniencia, conforme se establece en el reglamento de Servicio. Por favor consulte en nuestros Centros de Atención.
**Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, Artículo 75 de la Ley N° 25.565"
(1) O.I. 2016-O.F. 2016
(1) Descuentos según Resolución ENARGAS N°: 132/17
Precio del Gas contenido en la tarifa: \$ 1,841959



C.U.I.T.: 30-65786426-1
CONV. MULT.: 30-65786426-1

NECOCHEA
CALLE 62 3265
OFICINA COMERCIAL:
CALLE 19 N° 523 AT. PUBLICO DE 8 A 13 HS.
CONSULTAS Y RECLAMOS: 0810-555-3698
E-MAIL: CONSULTAS.PAMPEANA@CAMUZZIGAS.COM.AR
EMERGENCIAS: 0800-666-0810 / 0810-666-0810
C.E.S.P. N° 28221002111754 Fecha Vto: 07/06/2018
Fecha de Emisión 07/06/2018
Nro.FA 70015-46202713/7 Período 05/18

Cuenta 7620/0-9406-0000031/7

DOMICILIO POSTAL

HOSP.SUBZONAL DE BALCARCE
CALLE 19 N° 523
BALCARCE
7620 BUENOS AIRES

DOMICILIO DE CONSUMO

Titular del Servicio: HOSP.SUBZONAL DE BALCARCE
Calle: CALLE 19 514
C.P. 7620 Localidad: BALCARCE
Provincia: BUENOS AIRES
Servicio: GENERAL "P" Ciclo: 051/001/01897
Tipo: OFM Categoría: SGP-1
I.V.A.: EXE
C.U.I.T.: 30-99901189-2 I.Brutos:

Vencimiento 18/06/2018
Total a pagar \$*****1.420,67

Intereses por pago fuera de término % 3,55
Carga promedio mensual vigente a la fecha de emisión \$ 456
Cargo por reconexión \$ 65

Próximo Vencimiento Estimado 17/07/2018

no recibirla antes de los cinco días de la fecha informada, por favor avisar con la misma telefónicamente o en forma personal en su Centro de Atención al Cliente.

RESUMEN DE SU CUENTA DE GAS

Estimado Cliente a la fecha de emisión de esta factura su cuenta mencionada no registra comprobantes vencidos pendientes de pago (Ley Defensa del Consumidor N° 24240 art 30 bis)

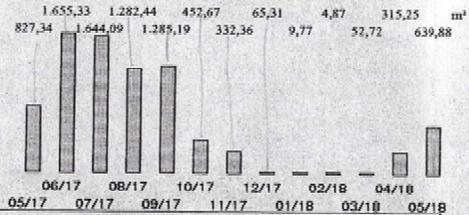
LECTURAS Y CONSUMOS

PERIODO DE LECTURA 30/04/2018 - 31/05/2018

Lectura R: Real / E: Estimada / A: Ajustada / N: Negativa

Medidor	Estado	Estado Anterior	Estado Actual	Factor	Consumo	R/E
ROO 8931399	140794	141445	1,011960	658	R	

Sub Total Lectura por Medidor	658
Sub Total Consumo Estimado sin Medidor	0
Total Consumo en m ³	658
Consumo en m ³ de 9300 cal/m ³ a facturar	639,88
Calorías promedio suministradas en el período	9.044
Consumo del mismo período año anterior	827,34 m ³
Consumo del mismo período año 2015	993,53 m ³



LIQUIDACION EMITIDA CON EL BENEFICIO DE LA TARIFA SOCIAL

Por Res. 3571 AFIP nos debe informar Usuario, Titular del Inmueble y Nomenclatura Catastral. Más información en WWW.CAMUZZIGAS.COM

DATOS DE SU INTERES

Usted tiene derecho a elegir el tipo de servicio más adecuado a su conveniencia, conforme se establece en el reglamento de Servicio. Por favor consulte en nuestros Centros de Atención.

**Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, Artículo 75 de la Ley N° 25.565" (H) O.1. 2016-O.F. 2016

(1) Descuentos según Resolución ENARGAS N°: 132/17 Precio del Gas contenido en la tarifa: \$ 1,841559

LIQUIDACION DE SERVICIOS PUBLICOS B COD.N° 18 7001- 38619240

CONCEPTOS FACTURADOS

Cargo Fijo		\$	321,81
Consumo de Gas	m ³ 639,88 x 1,115341	\$	1.992,44
Dto por Tarifa Social (1)		\$	1.242,36-
Tasa Seg.e Hig Mun(II) -BALCARCE		\$	5,48
IIBB Cargo Fijo	\$ 321,81 x 0,035197	\$	11,32
IIBB Dist. Consumo	\$ 788,76 x 0,035197	\$	27,69
IIBB Tte. Consumo	m ³ 639,88 x 0,037315	\$	23,88
Imp.IIBB Tte.Gas Ret. 04/18		\$	0,11
TOTAL GAS		\$	1.141,37
IVA Alicuota	1.147,58 21,00	\$	240,99
TOTAL IVA		\$	240,99
**Fondo Ar75 Ley 25665		\$	32,10
Ley 25413 Tte		\$	0,73
Ley 25413 Dia.		\$	5,48
TOTAL OTROS CONCEPTOS		\$	38,31

Total a Pagar: \$*****1.420,67

Vencimiento : 18/06/2018

Fecha límite para pago en Bancos : 18/06/2018

El monto de IVA no puede computarse como Crédito Fiscal

USTED PUEDE PAGAR SU FACTURA
CENTROS DE ATENCION
Calle 19 Nro 523

ENTIDADES AUTORIZADAS
BAPRO Medios de Pago S.A.
RIPSA S.A.

N.de Resol.	Fecha Resol.	Fecha Aplicac	Dias	Cargo Fijo	Factura Minima	CARGOS POR M ³		
						Hasta 1000 m ³	1001 m ³ a 9000 m ³	Más de 9000 m ³
0306	27/03/18	01/04/18	31	321,81		3,115341	3,057869	3,011170
		Ponderado	31	321,81		3,115341	3,057869	3,011170

ejor o

Camuzzi Gas Pampeana
C.U.I.T.: 30-05786428-1
CONV. MULT.: 30-05786428-1

ECOCHEA
ALLE 82 7265
FICHA COMERCIAL:
ALLE 19 N° 523 AT. PUBLICO DE 8 A 13 HS.
CONSULTAS Y RECLAMOS: 0810-555-3698
MAIL: CONSULTAS.PAMPEANA@CAMUZZIGAS.COM.AR
EMERGENCIAS: 0800-888-0810 / 0810-666-0810
E.S.P. N° 29221002111754 Fecha Vto.: 07/06/2018
Fecha de Emisión: 07/06/2018
C.O.F.A. 70015-46203153/3 Período 05/18

Cuenta 7620/0-1210-0007812/2

DOMICILIO POSTAL
OSP. MUNIC. SUBZ. DR. FELIPE
ALLE 30 728
BALCARCE
820 BUENOS AIRES

DOMICILIO DE CONSUMO
Titular del Servicio: HOSP. MUNIC. SUBZ. DR. FELIPE
Calle: CALLE 30 728
C.P. 7620 Localidad: BALCARCE
Provincia: BUENOS AIRES
Servicio: GENERAL "P" Círculo: 051/002/02438
Tipo: COM Categoría: SGP-2
V.A.: EXE
C.U.I.T.: 30-99901189-2 I.Brutos:

Vencimiento 18/06/2018
Total a pagar \$***5.395,21**

Preses por pago fuera de término
a promedio mensual vigente a la
fecha de emisión % **3,55**
Cargo por reconexión \$ **456**
Caso de deuda común bajo firma \$ **65**

Próximo Vencimiento Estimado 17/07/2018
Se recibirá antes de los cinco días de la fecha informada, por favor
avisar la misma telefónicamente o en forma personal en su Centro de
Atención al Cliente.

TITULAR DE SU CUENTA DE GAS
Estimado Cliente: a la fecha de emisión de esta factura
a la cuenta mencionada no registra comprobantes vencidos
pendientes de pago. (Ley Defensa del Consumidor N° 24240
art.30 bis).

CHACAS-CORDOBA 2442 (7600) - MAR DEL PLATA

LECTURAS Y CONSUMOS

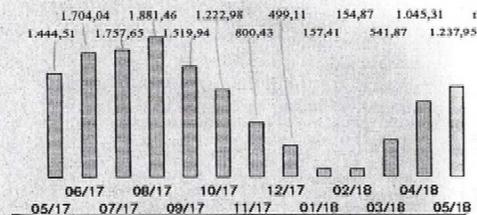
PERIODO DE LECTURA **30/04/2018 - 31/05/2018**

Lectura R: Real / E: Estimada / A: Ajustada / N: Negativa

Medidor	Estado Anterior	Estado Actual	Factor Corrección	Consumo	R/E
ELS 35933	58871	60129	1,011960	1273	R

Sub Total Lectura por Medidor	1.273
Sub Total Consumo Estimado sin Medidor	0
Total Consumo en m ³	1.273
Consumo en m ³ de 9300 cal/m ³ a facturar	1.237,95
Calorias promedio suministradas en el periodo	9.044

Consumo del mismo periodo año anterior	1.444,51 m ³
Consumo del mismo periodo año 2015	1.049,39 m ³



LIQUIDACION DE SERVICIOS PUBLICOS B COD.N° 18 7001- 38619514
CONCEPTOS FACTURADOS

Cargo Fijo		\$	321,81
Consumo de Gas	m ³ 1000,00 x 3,115341	\$	3.115,34
	m ³ 237,95 x 3,057869	\$	727,96
Tasa Seg a Hig Mun(II) -BALCARCE		\$	21,06
IIBB Cargo Fijo	\$ 321,81 x 0,035197	\$	11,32
IIBB Dist. Consumo	\$ 3835,87 x 0,035197	\$	135,53
IIBB Tte. Consumo	m ³ 1000,00 x 0,037315	\$	37,32
	m ³ 237,95 x 0,037315	\$	8,87
Imp. IIBB Tte Gas Ret. 04/18		\$	1,21
TOTAL GAS		\$	4.383,08
IVA Alicuota	4 407,53 21,00	\$	925,58
TOTAL IVA		\$	925,58
**Fondo Ar75 Ley 25565		\$	62,10
Ley 25413 Tte		\$	2,87
Ley 25413 Dis.		\$	21,58
TOTAL OTROS CONCEPTOS		\$	86,55

Total a Pagar: \$***5.395,21**

Vencimiento : 18/06/2018

Fecha limite para pago en Bancos : 18/06/2018

El monto de IVA no puede computarse como Crédito Fiscal

USTED PUEDE PAGAR SU FACTURA
CENTROS DE ATENCION
Calle 19 Nro 523

ENTIDADES AUTORIZADAS
BAPRO Medios de Pago S.A.
RIPSA S.A.

N de Resol	Fecha Resol	Fecha Aplicac	Dias	Cargo Fijo	Factura Minima	CARGOS POR M ³		
						Hasta 1000 m ³	1001 m ³ a 9000 m ³	Más de 9000 m ³
0306	27/03/18	01/04/18	31	321,81		3,115341	3,057869	3,011170
		Ponderado	31	321,81		3,115341	3,057869	3,011170

Por Res. 3571 AFIP nos debe informar Usuario,
Titular del Inmueble y Nomenclatura Catastral.
Más Información en WWW.CAMUZZIGAS.COM

DATOS DE SU INTERES

Usted tiene derecho a elegir el tipo de servicio más adecuado a su conveniencia, conforme se establece en el reglamento de Servicio. Por favor consulte en nuestros Centros de Atención.

***Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, Artículo 75 de la Ley N° 25.565*
(#) O.I. 2018-G.F. 2018

PAGO ELECTRONICO / PAGO DIRECTO:
76200121000078122

Gas Pampeana
C.U.I.T.: 30-85786428-1
CONV. MULT.: 3065786428-1

NECOCHEA
CALLE 82 3265
OFICINA COMERCIAL:
CALLE 19 N° 523 AT. PUBLICO DE 8 A 13 HS.
CONSULTAS Y RECLAMOS: 0810-555-3698
E-MAIL: CONSULTAS.PAMPEANA@CAMUZZIGAS.COM.AR
EMERGENCIAS: 0800-666-0810 / 0810-666-0810
E.E.S.P. N° 2822/002111754 Fecha Vto.: 07/06/2018
Fecha de Emisión 07/06/2018
Vro.FA 70015-46202714/7 Período 05/18

Cuenta 7620/0-9406-0000033/1

DOMICILIO POSTAL
HOSP.SUBZONAL DE BALCARCE
CALLE 19 928
BALCARCE
7620
BUENOS AIRES

DOMICILIO DE CONSUMO
Titular del Servicio: HOSP.SUBZONAL DE BALCARCE
Calle: CALLE 19 928
C.P. 7620 Localidad: BALCARCE
Provincia: BUENOS AIRES
Servicio: GENERAL "P" Ciclo: 051/001/01804
Tipo: OFM Categoría: SGP-2
V.A.A.: EXE
C.U.I.T.: 30-99901189-2 I.Brutos:

Vencimiento **18/06/2018**
Total a pagar \$*******13.814,10**

Intereses por pago fuera de término
sobre la promedio mensual vigente a la
fecha de emisión % **3,55**
Cargo por reconexión \$ **456**
Cargo de deuda común bajo firma \$ **65**

Próximo Vencimiento Estimado **17/07/2018**

Para recibirlo antes de los cinco días de la fecha informada, por favor
llámame la misma telefónicamente o en forma personal en su Centro de
Atención al Cliente.

TITULAR DE SU CUENTA DE GAS

Estimado Cliente: a la fecha de emisión de esta factura
a la cuenta mencionada no registra comprobantes vencidos
pendientes de pago (Ley Defensa del Consumidor N° 24240
Art.30 bis).

ENARGAS:CORDOBA 2442 (7600) - MAR DEL PLATA

LECTURAS Y CONSUMOS

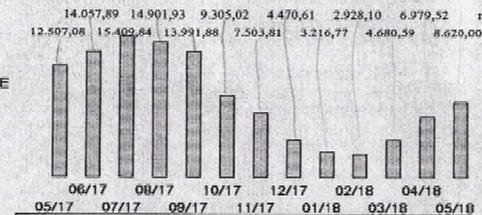
PERIODO DE LECTURA **30/04/2018 - 31/05/2018**

Lectura R: Real / E: Estimada / A: Ajustada / N: Negativa

Medidor	Estado Anterior	Estado Actual	Factor Corrección	Consumo	R/E
ROO 8931580	26806	35366	1,011960	8064	R

Sub Total Lectura por Medidor 8.864
Sub Total Consumo Estimado sin Medidor 0
Total Consumo en m³ 8.864
Consumo en m³ de 9300 cal/m³ a facturar 8.620,00
Calorías promedio suministradas en el período 9.044

Consumo del mismo período año anterior 12.507,08m³
Consumo del mismo período año 2015 10.915,72m³



LIQUIDACION EMITIDA CON EL BENEFICIO DE LA TARIFA SOCIAL

Por Res. 3571 AFIP nos debe informar Usuario, Titular del Inmueble y Nomenclatura Catastral. Más información en WWW.CAMUZZIGAS.COM

DATOS DE SU INTERES

El Usuario tiene derecho a elegir el tipo de servicio más adecuado a su conveniencia, conforme se establece en el reglamento de Servicio. Por favor consulte en nuestros Centros de Atención.

**Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, Artículo 75 de la Ley N° 25.585*
(#) O.I. 2816-O.F. 2816

(1) Descuentos según Resolución ENARGAS N°: 132/17
Precio del Gas contenido en la tarifa: \$ 1,941558

LIQUIDACION DE SERVICIOS PUBLICOS COD.N° 18 /001- 38819241

CONCEPTOS FACTURADOS

Cargo Fijo		\$	321,81
Consumo de Gas	m ³ 1000,00 x 3,115341	\$	26.416,30
	m ³ 7620,00 x 3,057869	\$	16.736,24
Dto por Tarifa Social (1)		\$	51,67
Tasa Seg e Hig Mun(1)	-BALCARCE	\$	11,32
IIBB Cargo Fijo	\$ 321,81 x 0,035197	\$	364,69
IIBB Dist Consumo	\$ 10361,43 x 0,035197	\$	321,66
IIBB Tte. Consumo	m ³ 1000,00 x 0,037315	\$	10,52
	m ³ 7620,00 x 0,037315	\$	283,52
Imp.IIBB Tte Gas Ret. 04/18		\$	10,52
TOTAL GAS		\$	10.761,73
IIVA Alicuota	11.059,25 21,00	\$	2.322,44
TOTAL IVA		\$	2.322,44
**Fondo Ar75 Ley 25585		\$	432,41
Ley 25413 Tte		\$	34,93
Ley 25413 Dis.		\$	262,59
TOTAL OTROS CONCEPTOS		\$	729,93

Total a Pagar: \$***13.814,10**

Vencimiento : 18/06/2018

Fecha limite para pago en Bancos : 18/06/2018

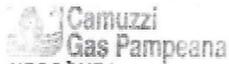
El monto de IVA no puede computarse como Crédito Fiscal

USTED PUEDE PAGAR SU FACTURA CENTROS DE ATENCION
Calle 19 Nro 523

ENTIDADES AUTORIZADAS
BAPRO Medios de Pago S.A.
RIPSA S.A.

CUADROS TARIFARIOS APLICADOS

N. de Resol	Fecha Resol	Fecha Aplicac	Días	Cargo Fijo	Factura Mínima	CARGOS POR M ³		
						Hasta 1000 m ³	1001 m ³ a 9000 m ³	Más de 9000 m ³
0306	27/03/18	01/04/18	31	321,81		3,115341	3,057869	3,011170
		Ponderado	31	321,81		3,115341	3,057869	3,011170



NECOCHEA

CALLE 62 3265
OFICINA COMERCIAL:
CALLE 19 N° 523 AT. PUBLICO DE 8 A 13 HS.
CONSULTAS Y RECLAMOS: 0810-555-3698
E-MAIL: CONSULTAS.PAMPEANA@CAMUZZIGAS.COM.AR
EMERGENCIAS: 0800-666-0810 / 0810-666-0810
C.F.S.P. N° 290100191972 Fecha Vto: 14/01/2018
Fecha de Emisión: 10/01/2018
Nro.FA: 70015-46052188/2 Período 12/17

Cuenta 7620/0-9406-0000033/1

DOMICILIO POSTAL

HOSP SUBZONAL DE BALCARCE
CALLE 19 523
BALCARCE
7620 BUENOS AIRES

DOMICILIO DE CONSUMO

Titular del Servicio: HOSP.SUBZONAL DE BALCARCE
Calle: CALLE 19 928
C.P. 7620 Localidad: BALCARCE
Provincia: BUENOS AIRES
Servicio: GENERAL "P" Ciclo: 051/001/01904
Tipo: OFM Categoría: SGP-3
V.A.: EXE
C.U.I.T.: 30-99901189-2 I.Brutos:

Vencimiento 22/01/2018

Total a pagar

Intereses por pago fuera de término
a promedio mensual vigente a la
fecha de emisión % 3,33

Cargo por reconexión \$ 403

Interés de deuda común bajo firma \$ 57

Próximo Vencimiento Estimado 21/02/2018

Se recibirá antes de los cinco días de la fecha informada, por favor
como lo mismo telefónicamente o en forma personal en su Centro de
Atención al Cliente.

DEBEN DE SU CUENTA DE GAS

Estimado Cliente: a la fecha de emisión de esta factura
si la cuenta mencionada no registra comprobantes vencidos
pendientes de pago (Ley Defensa del Consumidor N° 24240
art.30 bis).

ENARGAS:CORDOBA 2442 (7600) - MAR DEL PLATA

LECTURAS Y CONSUMOS

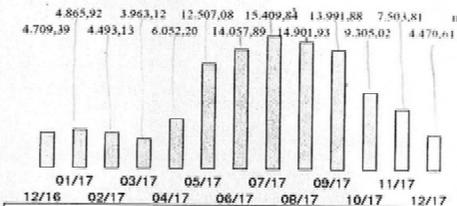
PERIODO DE LECTURA 30/11/2017 - 31/12/2017

Lectura R: Real / E: Estimada / A: Ajustada / N: Negativa

Medidor	Estado Anterior	Estado Actual	Factor Corrección	Consumo	R/E
ROO 9931580	4053	8578	1,013555	4586	R

Sub Total Lectura por Medidor	4 586
Sub Total Consumo Estimado sin Medidor	0
Total Consumo en m³	4 586
Consumo en m³ de 9300 cal/m³ a facturar	4 470,61
Calorías promedio suministradas en el periodo	9 066

Consumo del mismo período año anterior	4 709,39 m³
Consumo del mismo período año 2015	4 434,20 m³



LIQUIDACION EMITIDA CON EL BENEFICIO DE LA TARIFA SOCIAL

Por Res. 3571 AFIP nos debe informar Usuario, Titular del Inmueble y Nomenclatura Catastral. Más información en WWW.CAMUZZIGAS.COM

El presente Beneficio tiene Subsidios de Consumo Residenciales de Gas, Artículo 75 de la Ley N° 25.565 (N° O.I. 2016-O.F. 2016)

(1) Descuentos según Resolución ENARGAS N°: 132/17

Precio del Gas contenido en la tarifa: \$ 2,446169

Bloque gratuito: 25 m³

TGS Cargo Especifico facturado a nombre y por cuenta

y orden del Fideicomiso AMPLIACION GASODUCTO SUR

CUIT No 33-70989617-9 -IVA Responsable Inscripto.

TGN Cargo Especifico facturado a nombre y por cuenta

y orden del Fideicomiso AMPLIACION GASODUC. NORTE

CUIT No 30-70904335-4 -IVA Responsable Inscripto.

TGS II Cargo Especifico facturado a nombre y por cta

y orden del Fideicomiso AMP GASOD SUR 2006-2006

CUIT No 30-70998642-9 -IVA Responsable Inscripto.

TGN II Cargo Especifico facturado a nombre y por cta

y orden del Fideicomiso AMP GASOD NORTE 2006-2006

CUIT No 30-70998645-3 -IVA Responsable Inscripto.

LIQUIDACION DE SERVICIOS PUBLICOS B COD.N° 18 7001-34920727

CONCEPTOS FACTURADOS

Cargo Fijo		\$	885,04
Consumo de Gas	m³ 1000,00 x 3,318788		
	m³ 3470,61 x 2,64992	\$	14 649,99
Dto por Tarifa Social (1)		\$	107,02
Bonif Res MEyM N 212-E/16		\$	143,70
Tasa Seg e Hig Mun(II) -BALCARCE		\$	77,76
IBB Cargo Fijo	\$ 885,04 x 0,035197	\$	31,15
IBB Dist Consumo	\$ 14709,25 x 0,035197	\$	517,72
IBB Tte Consumo	m³ 1000,00 x 0,024030	\$	
	m³ 3470,61 x 0,024030	\$	107,43
Imp IBB Tte Gas Ret. 11/17		\$	15,74
TOTAL GAS		\$	16.034,03
IVA Alícuota	16.143,16	21,00	\$ 3.390,06
TOTAL IVA		\$	3.390,06

**Fondo Ar75 Ley 25565		\$	282,55
Ley 25413 Tte		\$	4,07
Ley 25413 Dis.		\$	104,26
TOTAL OTROS CONCEPTOS		\$	391,88

Cargo Fideicomiso TGS		\$	63,34
Cargo Fideicomiso TGN		\$	1,20
Cargo Fideicomiso TGS II		\$	1.305,86
Cargo Fideicomiso TGN II		\$	14,22
TOTAL CARGOS FIDEICOMISOS		\$	1.384,62

IVA Alícuo Fidei. TGS	63,34	21,00	\$	13,30
IVA Alícuo Fidei. TGN	1,20	21,00	\$	0,25
IVA Alícuo Fidei. TGSII	1.305,86	21,00	\$	274,23
IVA Alícuo Fidei. TGNII	14,22	21,00	\$	2,99

CUADROS TARIFARIOS APLICADOS CARGOS POR M³

N de Resol	Fecha Resol	Fecha Aplicac	Dias	Cargo Fijo	Factura Minima	Hasta 1000 m³	1001 m³ a 9000 m³	Más de 9000 m³
0104R	1/12/17	01/12/17	31	885,04		3,318786	3,264902	3,211038
		Ponderado	31	885,04		3,318786	3,264902	3,211038

Total a Pagar: \$***21.491,16**

Vencimiento ! 22/01/2018

Fecha limite para pago en Bancos: 22/01/2018

El monto de IVA no puede computarse como Crédito Fiscal

USTED PUEDE PAGAR SU FACTURA
CENTROS DE ATENCION
Calle 19 Nro 523

ENTIDADES AUTORIZADAS



NECOCHEA
CALLE 62 3265

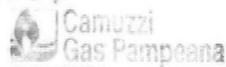


NECOCHEA
CALLE 62 3265

Nro. FA: 70015-46052188/2
Fecha de Emisión: 10/01/2018
Cuenta: 7620/0-9406-0000033/1
Período: 12/17
Titular del Servicio: HOSP.SUBZONAL DE BAL

**TOTAL FACTURA
VENCIMIENTO**

\$***21.491,16
22/01/2018**



NECOCHEA
ALLE 62 3265
OFICINA COMERCIAL:
ALLE 19 N° 523 AT. PUBLICO DE B A 13 HS.
CONSULTAS Y RECLAMOS: 0810-555-3698
MAIL: CONSULTAS.PAMPEANA@CAMUZZIGAS.COM.AR
EMERGENCIAS: 0800-666-0810 / 0810-666-0810
E S P N° 29011001915772 Fecha Vto: 14/01/2018
Fecha de Emisión: 10/01/2018
Nro.FA: 70015-46052187/5 Periodo: 12/17

Cuenta 7620/0-9406-0000031/7

OMICILIO POSTAL
HOSP.SUBZONAL DE BALCARCE
ALLE 19 914
BALCARCE
620 BUENOS AIRES

OMICILIO DE CONSUMO
Titular del Servicio: HOSP.SUBZONAL DE BALCARCE
Calle: CALLE 19 914
C.P. 7620 Localidad: BALCARCE
Provincia: BUENOS AIRES
Servicio: GENERAL "P" Ciclo: 051/001/01897
Tipo: OFM Categoría: SGP-1
V.A.: EXE
D.U.I.T.: 30-99901189-2 I.Brutos:

Vencimiento: 22/01/2018
Total a pagar: \$*****406,33

Intereses por pago fuera de término: % 3,33
Tasa promedio mensual vigente a la fecha de emisión: \$ 403
Cargo por reconexión: \$ 57

Viso de deuda común bajo firma
Próximo Vencimiento Estimado: 21/02/2018

Se no recibirá antes de los cinco días de la fecha informada, por favor
llame la misma telefónicamente o en forma personal en su Centro de
Atención al Cliente.

CONTENIDO DE SU CUENTA DE GAS

Estimado Cliente: a la fecha de emisión de esta factura
la cuenta mencionada no registra comprobantes vencidos
pendientes de pago. (Ley Defensa del Consumidor N° 24240
Art.30 bis).

CIUDAD DE BUENOS AIRES, MAR DEL PLATA

LECTURAS Y CONSUMOS

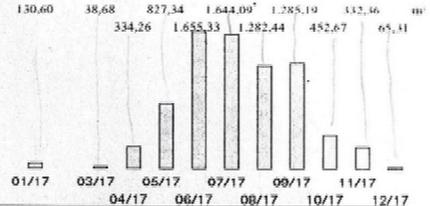
PERIODO DE LECTURA: 30/11/2017 - 31/12/2017

Lectura R: Real / E: Estimada / A: Ajustada / N: Negativa

Medidor	Anterior	Estado	Factor	Consumo	R/E
ROO 9931399	140338	140405	1,013555	67	R

Sub Total Lectura por Medidor	67
Sub Total Consumo Estimado sin Medidor	0
Total Consumo en m ³	67
Consumo en m ³ de 9300 cal/m ³ a facturar	65,31
Calorías promedio suministradas en el periodo	9.066

Consumo del mismo periodo año anterior	0,00 m ³
Consumo del mismo periodo año 2015	130,60 m ³



LIQUIDACION EMITIDA CON EL BENEFICIO DE LA TARIFA SOCIAL

Por Res. 3571 AFIP nos debe informar Usuario, Titular del Inmueble y Nomenclatura Catastral. Más Información en WWW.CAMUZZIGAS.COM

DATOS DE SU INTERES

Usted tiene derecho a elegir el tipo de servicio más adecuado a su conveniencia, conforme se establece en el reglamento de Servicio. Por favor consulte en nuestros Centros de Atención.

***Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, Artículo 75 de la Ley N° 25.565 (W) O.I. 2016-O.F. 2016

(1) Descuentos según Resolución ENARGAS N° 132/17
Precio del Gas contenido en la tarifa: \$ 1,241422
Bloque gratuito: 25 m³

LIQUIDACION DE SERVICIOS PUBLICOS B COD.N° 18 7001-34920726

CONCEPTOS FACTURADOS

Cargo Fijo	\$	231,91
Consumo de Gas m ³ 65,31 x 2,042846	\$	133,42
Dto por Tarifa Social (1)	\$	54,32-
Tasa Seg e Hig Mun(1) -BALCARCE	\$	1,57
IBB Cargo Fijo \$ 231,91 x 0,035197	\$	8,16
IBB Dist Consumo \$ 90,81 x 0,035197	\$	3,20
IBB Tte Consumo m ³ 65,31 x 0,024030	\$	1,57
Imp IBB Tte Gas Ret 11/17	\$	0,76
TOTAL GAS	\$	326,27
IVA Alícuota 334,08 21,00	\$	70,16
TOTAL IVA	\$	70,16
**Fondo Ar75 Ley 25565	\$	2,09
Ley 25413 Tte	\$	0,35
Ley 25413 Dis	\$	7,46
TOTAL OTROS CONCEPTOS	\$	9,90

Total a Pagar: \$*****406,33

Vencimiento: 22/01/2018

Fecha límite para pago en Bancos: 22/01/2018

El monto de IVA no puede computarse como Crédito Fiscal

USTED PUEDE PAGAR SU FACTURA
CENTROS DE ATENCION
Calle 19 Nro 523

ENTIDADES AUTORIZADAS
BAPRO Medios de Pago S.A.
RIPSA S.A.

N de Resol	Fecha Resol	Fecha Aplicac	Dias	Cargo Fijo	Factura Minima	CARGOS POR M ³		
						Hasta 1001 m ³	1001 m ³ a 9000 m ³	Más de 9000 m ³
0148	11/12/17	01/12/17	31	231,91		2,042846	2,001429	1,967736
		Ponderado	31	231,91		2,042846	2,001429	1,967736



Nro. FA: 70015-46052187/5
Fecha de Emisión: 10/01/2018
Cuenta: 7620/0-9406-0000031/7
Periodo: 12/17
Titular del Servicio: HOSP.SUBZONAL DE BAL

700934460521875000040633220118



TOTAL FACTURA \$*****406,33

VENCIMIENTO 22/01/2018



C.U.I.T. 30-99801189-2
CONY. MULT. 30-45799429-1

NECOCHEA
CALLE 62 3265
OFICINA COMERCIAL:
CALLE 19 N° 523 AT. PUBLICO DE 8 A 13 HS.
CONSULTAS Y RECLAMOS: 0810-555-3898
E-MAIL: CONSULTAS.PAMPEANA@CAMUZZIGAS.COM.AR
EMERGENCIAS: 0800-666-0810 / 0810-666-0810
C.E.S.P. N° 29011001915772 Fecha Vto.: 14/01/2018
Fecha de Emisión: 10/01/2018
Nro.FA 70015-46052634/4 Período 12/17

Cuenta 7620/0-1210-0007812/2

DOMICILIO POSTAL

HOSP. MUNIC. SUBZ. DR. FELIPE
CALLE 30 728
BALCARCE
7620 BUENOS AIRES

DOMICILIO DE CONSUMO

Titular del Servicio: HOSP. MUNIC. SUBZ. DR. FELIPE
Calle: CALLE 30 728
C.P. 7620 Localidad: BALCARCE
Provincia: BUENOS AIRES
Servicio: GENERAL "P" Ciclo: 051/002/02436
Tipo: COM Categoría: SGP-2
I.V.A.: EXE
C.U.I.T.: 30-99801189-2 I.Brutos:

Vencimiento **22/01/2018**
Total a pagar **\$*****1.776,69**

Intereses por pago fuera de término
asa promedio mensual vigente a la
fecha de emisión % **3,33**
Cargo por reconexión \$ **403**
Aviso de deuda común bajo firma \$ **57**

Próximo Vencimiento Estimado **21/02/2018**

no recibirla antes de los cinco días de la fecha informada, por favor
llamara la misma telefónicamente o en forma personal en su Centro de
Atención al Cliente.

RESUMEN DE SU CUENTA DE GAS

Estimado Cliente: a la fecha de emisión de esta factura
la cuenta mencionada no registra comprobantes vencidos
pendientes de pago. (Ley Defensa del Consumidor N° 24240
Art.30 bis).

ENARGAS:CORDOBA 2442 (7600) - MAR DEL PLATA

LECTURAS Y CONSUMO

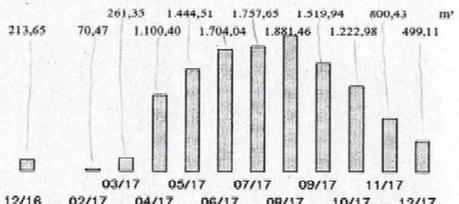
PERIODO DE LECTURA **10/11/2017 - 31/12/2017**

Lectura R: Real / E: Estimada / A: Ajustada / N: Negativa

Medidor	Estado	Estado	Factor	Consumo	R/E
	Anterior	Actual	Corrección		
ELS 35933	56439	56945	1,013555	512	R

Sub Total Lectura por Medidor	512
Sub Total Consumo Estimado sin Medidor	0
Total Consumo en m ³	512
Consumo en m ³ de 8300 cal/m ³ a facturar	499,11
Calorias promedio suministradas en el periodo	9.066

Consumo del mismo periodo año anterior	213,65 m ³
Consumo del mismo periodo año 2015	213,65 m ³



Por Res. 3571 AFIP nos debe informar Usuario,
Titular del Inmueble y Nomenclatura Catastral.
Más información en WWW.CAMUZZIGAS.COM

DATOS DE SU INTERES
Utilice estos datos para elegir el tipo de servicio más
adecuado a su conveniencia, conforme se establece en el
reglamento de Servicio. Por favor consulte en nuestros
Centros de Atención.
***Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos
Residenciales de Gas, Artículo 75 de la Ley N° 25.565*
(W) O.I. 2018-O.F. 2018

LIQUIDACION DE SERVICIOS PUBLICOS B COD.N° 18 7001- 34921008

CONCEPTOS FACTURADOS

Cargo Fijo	\$	231,91
Consumo de Gas m ³ 499,11 x 2,042846	\$	1.019,60
Tasa Seg a Hig Mun(%) -BALCARCE	\$	6,33
IIBB Cargo Fijo	\$	0,16
IIBB Dist Consumo	\$	37,89
IIBB Tte. Consumo m ³ 499,11 x 0,024030	\$	11,99
Imp.IIBB Tte.Gas Ret. 11/17	\$	2,06
TOTAL GAS	\$	1.317,94
IVA Alícuota 1.354,37 x 21,00	\$	284,42
TOTAL IVA	\$	284,42
Impuesto Provincial 1.354,37 x 9,00	\$	121,89
TOTAL OTROS IMPUESTOS	\$	121,89
**Fondo Ar75 Ley 25585	\$	16,01
Ley 25419 Tte	\$	1,63
Ley 25413 Dis.	\$	34,80
TOTAL OTROS CONCEPTOS	\$	52,44

Total a Pagar: \$***1.776,69**

Vencimiento : 22/01/2018

Fecha límite para pago en Bancos : 22/01/2018

El monto de IVA no puede computarse como Crédito Fiscal

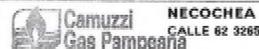
USTED PUEDE PAGAR SU FACTURA
CENTROS DE ATENCION
Calle 19 Nro 523

ENTIDADES AUTORIZADAS
BAPRO Medios de Pago S.A.
RIPSA S.A.

CUADROS TARIFARIOS APLICADOS

N.de Resol	Fecha Resol.	Fecha Aplicac.	Dias	Cargo Fijo	Factura Minima	CARGOS POR M ³		
						Hasta 1000 m ³	1001 m ³ a 9000 m ³	Más de 9000 m ³
0138	1/12/17	01/12/17 Ponderado	31	231,91	2,042846	2,001429	1,967736	
						2,042846	2,001429	1,967736

PAGO ELECTRONICO / PAGO DIRECTO:
76200121000078122



Nro. FA: 70015-46052634/4
Fecha de Emisión: 10/01/2018
Cuenta: 7620/0-1210-0007812/2
Período: 12/17
Titular del Servicio: HOSP.MUNIC.SUBZ.DR.F

700934460526344000177669220118

TOTAL FACTURA \$***1.776,69**
VENCIMIENTO 22/01/2018

ANEXO 4 – Paper CLAGTEE 2019

Cogeneration in Health Centers: A Case Study

Pablo Ezequiel Giletto Lázaro, Justo José Roberts, Pedro Osvaldo Prado

Abstract — This paper presents the results of a technical, economic and environmental study of a cogeneration system for a hospital. The existing regulatory framework in Argentina regarding health centers was adapted for cogeneration systems. First, the best equipment to fulfil de power demand of the hospital was chosen, resulting in a gas fueled microturbine that generates 250 kW of electrical energy and 396 kW of thermal energy. The economic analysis included the equivalent point, suitable to compare the feasibility of the proposed cogeneration system against the traditional energy supply. Additionally, dynamic methods were calculated, such as the internal rate of return, present value and payback time. Finally, the ecological efficiency due to the emission of greenhouse gases was calculated. The results reflect the advantages of cogeneration compared to the traditional generation system, it improves the reliability, reduces the energy generation costs, reduces the pollutant emissions and contributes to global energy efficiency of the electric system.

Palabras claves — energy efficiency, cogeneration, microturbine, hospital, pollutants.

I. INTRODUCCIÓN

Los centros de salud, en particular los hospitales, constituyen un importante consumidor de energía. Utilizan energía eléctrica para diferentes servicios principales (equipamiento quirúrgico, rayos x, tomografía, etc.) y auxiliares (iluminación, refrigeración, ventilación y acondicionamiento de aire, etc.). Como así también energía térmica para calefacción y agua de uso sanitario [1].

Una reducción en el consumo de energía contribuiría no sólo a la reducción de los costos de funcionamiento de la institución, sino también a la reducción de emisiones de gases contaminantes que contribuyen al efecto invernadero.

Una alternativa atractiva es la cogeneración, la cual se define como la generación simultánea de dos formas de energía útil a partir de una única fuente de energía

primaria, o sea de un sólo combustible [2].

El presente trabajo tiene como objetivo realizar un estudio de prefactibilidad para la instalación de un sistema de cogeneración en un establecimiento hospitalario teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos y ambientales.

Se estudia un hospital público ubicado en la ciudad de Balcarce, Provincia de Buenos Aires. El mismo cuenta con una superficie cercana a los 6000 m² y tiene una capacidad aproximada de 150 camas. El establecimiento funciona 24 horas del día, repartidos en 3 turnos de 8 horas.

En las siguientes secciones se expone la metodología propuesta para diseñar un sistema de cogeneración para un hospital público. Se inicia por analizar los datos básicos a tener en cuenta en el diseño de la instalación. Estos incluyen la demanda energética (térmica y eléctrica), así como los costos correspondientes a los sistemas actuales. Luego se selecciona una microturbina acorde a los requerimientos. Se realiza un análisis económico del sistema actual y del nuevo sistema de cogeneración por el método del punto de equivalencia y por métodos dinámicos y, además, se evalúa un caso hipotético de venta de energía excedente a la red. Finalmente, se realiza un análisis ambiental mediante el cálculo de la eficiencia ecológica de la alternativa propuesta.

II. DEMANDA ENERGÉTICA DEL HOSPITAL

A partir de entrevistas con el personal administrativo y de mantenimiento de la institución se tuvo acceso a datos sobre los consumos energéticos del hospital, así como las características técnicas de los equipos existentes en la actualidad y los hábitos de consumo de la institución.

La demanda del hospital se divide, en demanda eléctrica y demanda térmica. Esta última destinada a calefacción central por circulación de agua en radiadores y agua caliente de grifo sanitaria.

Este trabajo fue desarrollado dentro del “Grupo de Investigación y Desarrollo en Geotecnologías y Energía” de la Facultad de Ingeniería-UNMDP”

Pablo Ezequiel Giletto Lázaro (e-mail: pablogiletto@gmail.com)

Justo José Roberts (e-mail: jjroberts@fi.mdp.edu.ar)

Pedro Osvaldo Prado (e-mail: poprado@fi.mdp.edu.ar)

A. Demanda de energía térmica

Los consumos térmicos utilizan gas natural como combustible. El hospital consta con los siguientes equipos térmicos:

- Caldera para calefacción de 280.000 kcal/h
- Termotanque de 75.000 kcal/h

Teniendo en cuenta el consumo en m³ de gas natural de la instalación y el rendimiento de los equipos se obtiene que demanda de energía térmica anual del hospital asciende a 1.919.391,67 kWh_{th}.

El desglose de los consumos para calefacción y agua caliente sanitaria para cada mes del año se muestra en la Fig. 1. Se puede observar que el consumo de agua caliente sanitaria se mantiene prácticamente constante a lo largo del año, por otro lado, el consumo de calefacción muestra un marcado aumento durante la época invernal.

B. Demanda de energía eléctrica

Con relación al consumo eléctrico, actualmente todas las necesidades son abastecidas por la red. La iluminación y el consumo eléctrico de los diferentes aparatos médicos son los más importantes, en especial los equipos de quirófano y radiológicos.

En los centros de salud el suministro eléctrico debe ser de tipo continuo [3], por ende, el hospital consta de 2 grupos electrógenos, uno para el sector del hospital de 112 kVA y otro para la parte nueva de guardia y quirófano de 310 kVA.

De acuerdo a los datos obtenidos de las boletas de electricidad del hospital, y mediante el análisis de los mismos, se obtiene que la potencia máxima demandada se da en el mes de julio y asciende a 220 kW. La energía eléctrica consumida anual es de 407.222,03 kWh_e.

En la Fig. 2 se pueden apreciar los consumos eléctricos del hospital en los períodos mencionados más arriba.

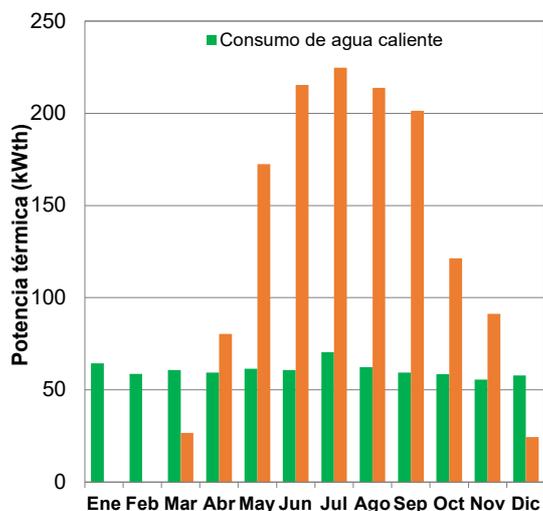


Fig. 1. Consumos mensuales térmicos del Hospital.

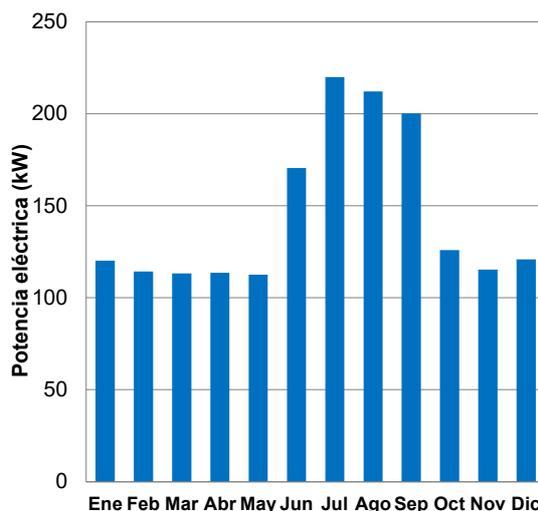


Fig. 2. Consumo mensual de electricidad del Hospital.

III. NORMATIVA EN ARGENTINA

En el presente proyecto se consideró que el equipo a instalar debe cubrir la totalidad de demanda de energía térmica, siendo que en el caso de generar exceso de energía eléctrica esta será destinada para autoconsumo.

Los sistemas de cogeneración se deben diseñar para abastecer si es posible la totalidad de la demanda térmica, ya que este esquema es el que arroja la mayor eficiencia energética del sistema, aunque en algunos casos se dimensionan con el objetivo de satisfacer la demanda eléctrica, e inclusive una combinación de las anteriores [4].

Actualmente la Argentina cuenta con la Ley 27.424 de fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable [5]. Sin embargo, la misma no incluye la autogeneración a partir de equipos de cogeneración menores a 1 MW de potencia instalada, siendo esto una problemática, debido a que no se puede vender energía excedente a la red. De acuerdo a los requerimientos de una instalación hospitalaria es necesario que el equipo de cogeneración funcione las 24 horas del día y prácticamente todos los días del año (se tienen en cuenta necesarias paradas de mantenimiento periódicas y por otro lado deben considerarse posibles averías) [3]. Por lo tanto, existirá un gran excedente de energía, la cual puede ser aprovechada, ya que indefectiblemente la máquina deberá permanecer en funcionamiento no sólo para generar energía eléctrica a los edificios sino también para abastecer los sistemas de calefacción y agua caliente sanitaria.

La Asociación Electrotécnica Argentina (A.E.A.) trata en su apartado 710 sobre las instalaciones hospitalarias [3]. En el presente trabajo se procuró que la instalación cumpliera con esta normativa. Sin embargo, la misma no hace referencia concreta sobre la aplicación de equipos de cogeneración. Por lo tanto, se adoptaron los puntos de la normativa que son de directa aplicación para el equipo que se desea instalar, es decir

tiempos de interrupción, calidad de la energía eléctrica y puntos críticos de suministro de energía.

IV. DIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO DE COGENERACIÓN

Como primer paso en el dimensionamiento de la instalación, se comienza detallando la disposición de las acometidas que proveerán de energía al hospital. La Fig. 3 muestra de forma esquemática las líneas de energía que alimentan a la instalación, las líneas de color azul son el suministro de energía eléctrica y la de color rojo la de calefacción y agua caliente.

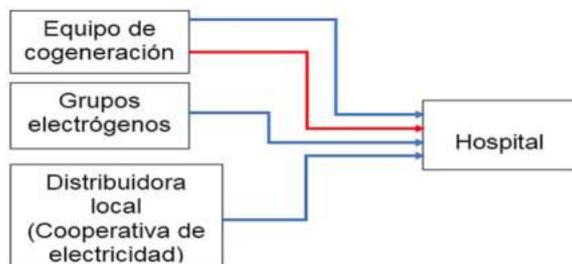


Fig. 3. Esquema de la disposición general de los equipos que abastecerán el hospital.

Se aprecia que la instalación tiene tres fuentes de energía independientes: el equipo de cogeneración, los grupos electrógenos existentes y la red eléctrica local. Esta disposición representa una configuración de mayor confiabilidad en relación a la configuración actual, garantizando en todo momento la continuidad del servicio.

A. Proceso termodinámico

Teniendo en cuenta los consumos detallados en la sección II se considera que el sistema más adecuado a instalar es una microturbina, ya que se adecua a los requerimientos de potencia eléctrica y térmica de la instalación, son equipos de buena eficiencia, tamaño reducido y con buena insonorización.

El ciclo de trabajo termodinámico de la instalación se muestra en la Fig. 4.

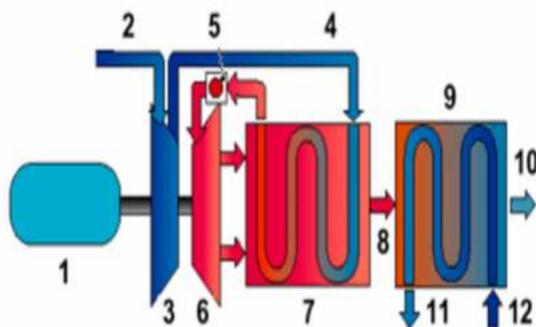


Fig. 4. Esquema termodinámico del sistema de cogeneración.

donde,

1. Alternador
2. Entrada de aire
3. Cámara de Combustión
4. Aire de Combustión
5. Compresor
6. Turbina
7. Recuperador
8. Gas de escape (alrededor de 270° C)
9. Intercambiador de Calor
10. Salida de Gas de Escape
11. Salida de Agua de Caldera
12. Entrada de Agua de Caldera

El aire y el gas entran al quemador, donde se produce la combustión que acciona la turbina. La turbina está acoplada a un alternador que genera electricidad.

Los gases de combustión de la turbina pasan a un intercambiador de calor. El agua atraviesa el intercambiador de calor, donde eleva su temperatura para utilizarse en la calefacción o como agua corriente.

En la Tabla 2 se detallan las temperaturas de los fluidos, en los puntos característicos del ciclo para realizar los cálculos.

TABLA 2. TEMPERATURA EN LOS PUNTOS CARACTERÍSTICOS DEL CICLO TERMODINÁMICO.

Nombre	Valor (°C)	Descripción
T12	80	Temperatura de agua de entrada a proceso
T11	70	Temperatura de agua de salida de proceso
T13	20	Temperatura de agua de entrada de red
T14	55	Temperatura de salida servicio de agua caliente

Se dividió el circuito de calefacción en dos, un circuito cerrado de calefacción y un circuito abierto de agua caliente, de esta forma se consideran dos flujos másicos a distintas temperaturas.

B. Selección de la microturbina

Los cálculos se basan en el principio de los balances entálpicos de acuerdo a (1).

$$E_c = W_h * (h_1 - h_2) \quad (1)$$

donde E_c es la potencia involucrada entre dos puntos de análisis 1 y 2, W_h es el flujo másico y $(h_1 - h_2)$ es el salto entálpico entre los dos puntos de análisis.

Para la selección de la microturbina de gas se considera el caso más desfavorable, en el cual se tiene el máximo consumo de calefacción y de agua caliente (ver Tabla 3).

TABLA 3. MÁXIMOS CONSUMOS TÉRMICOS Y ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN

Máximo consumo térmico (agua caliente), E_{ac}	70,43	kWth
Máximo consumo térmico (calefacción), E_c	224,70	kWth
Potencia eléctrica demandada máxima, E_r	220	kWe

Se calcula el caudal necesario para calefacción, considerando la energía requerida para calefacción E_c , las temperaturas T_{11} y T_{12} , y considerando que, si no hay cambio de estado del fluido, (h_1-h_2) puede expresarse como $C_h(t_1-t_2)$ (donde C_h es el calor sensible del fluido en circulación y (t_1-t_2) es la diferencia de temperaturas entre los puntos 1 y 2 (ver Tabla 4).

TABLA 4: CAUDALES DEL PROCESO

Masa de agua caliente de proceso:		kg/s	m ³ /h	l/min
Para calefacción	W_h	5,3757	19,3524	322,5394
Para servicio de agua caliente	W_{hac}	0,4814	1,7332	28,8860
TOTAL		5,8571	21,0855	351,4254

La microturbina seleccionada es de la marca Flex Energy [6], cuya potencia nominal es de 250 kW y un máximo de calor recuperable de 396 kW. Estos valores son válidos para una temperatura ambiente de 15 °C. Debido a que las condiciones de operación difieren de las tomadas como referencia por el fabricante se realiza la siguiente corrección a partir de datos de catálogo (ver Fig. 5).

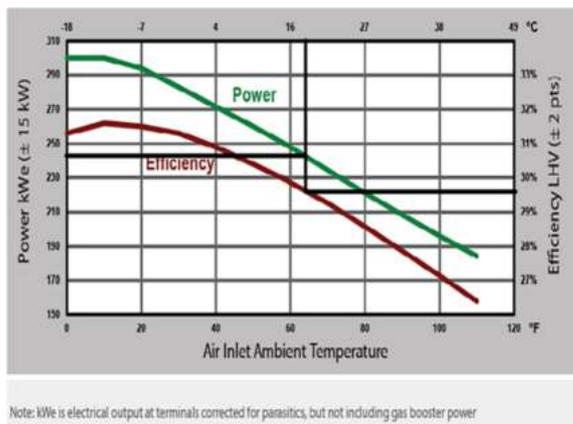
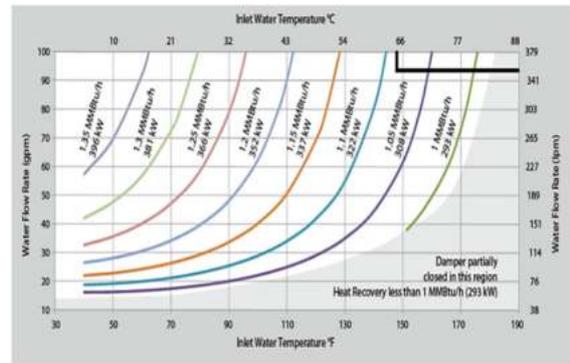


Fig. 5. Corrección de potencia y rendimiento de la microturbina por diferentes condiciones de operación [6].

Dado que se tienen 2 caudales a distintas temperaturas, se realiza un promedio ponderado para obtener la temperatura de agua de entrada al equipo.

$$\text{temperatura de entrada} = \frac{w_h * t_{11} + W_{ac} * t_{13}}{w_h + w_{ac}} = 65,1480 \text{ } [^{\circ}\text{C}]$$

Seguidamente, con este valor de temperatura y con el caudal total de agua en litros por minuto se utiliza el gráfico de la Fig. 6 para obtener el calor recuperado por el equipo en kW.



Note: Heat Recovery Unit (HRU) at ISO conditions, damper fully open, ± 15%

Fig. 6. calor recuperado de la microturbina [6].

Finalmente, las características de la microturbina seleccionada se muestran en la Tabla 5.

TABLA 5. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA MICROTURBINA.

Marca	Flex Energy	
Modelo	GT250S	
Electrical power	250	kW
Output conditions	$E_p =$	240 kW
Heat rate (LHV)	$HR =$	12000 kJ/kWh
Mass flow	$M_{\text{gases}} =$	2,13 kg/s
Exhaust temp.	$T_s =$	256 °C
Rendimiento	$\eta_t =$	29,5 %
Fuel consumption		2,775 MMBTU/h
Max available heat (direct exhaust)		396 kW
Recoverable heat (direct exhaust)		315 kW

En la Tabla 6 se muestra información adicional sobre el sistema de cogeneración, se exponen el rendimiento global de la instalación, el consumo de gas natural, el factor β que representa la relación entre la energía eléctrica o mecánica producida y la energía térmica producida en el ciclo [7].

V. ANÁLISIS ECONÓMICO

En esta sección se estudia la viabilidad económica de la instalación del equipo de cogeneración seleccionado. Para ello, se tienen en cuenta no sólo los costos de los equipos, sino también el método de análisis utilizado para el cálculo. Se adopta el método denominado "Punto de Equivalencia", que permite comparar la viabilidad económica de diferentes alternativas tecnológicas [8]. Se complementa con métodos dinámicos como la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Presente (VP) y el tiempo de repago.

TABLA 6. CÁLCULOS E INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE EL SISTEMA

Cálculo de la energía del combustible necesaria: E_{comb}		
$E_{comb} = E_p/\eta_t$	813,56	kW
Cálculo del consumo de gas natural		
PCI del gas natural $PCI_{gas} =$	39.900	kJ/Kg

Cant. de comb Mcomb = Ecomb/PCI gas natural	0,0204	kg/s
Eficiencia en la generación eléctrica: nge		
$nge = (E_p - P_{efb})/E_{comb}$	29,26	%
Eficiencia en la generación térmica ngt		
$ngt = (E_c + E_{ac} - P_{efb})/E_{comb}$	46,03	%
Eficiencia global de la instalación		
$nglobal = nge + ngt$	65,29	%
Relación entre energía eléctrica y térmica:		
$\beta = E_p / (E_c + E_{ac})$	0,81	

Siguen algunas consideraciones sobre el sistema actual y la alternativa propuesta:

Sistema tradicional: adquisición de caldera convencional de 280.000 kcal/h y un termotanque de 3.000 litros y 75.000 kcal/h para calefacción y agua caliente. Para ello, se debe comprar gas natural en la empresa distribuidora del servicio. Por otra parte, se debe comprar energía eléctrica a la distribuidora local.

Sistema de cogeneración: adquisición de 1 microturbina de gas de 250 kWe, con lo cual solo se tendrá consumo de gas natural para su funcionamiento, con ello se obtiene la generación eléctrica necesaria para la instalación y el agua caliente para calefacción y abastecimiento de agua sanitaria.

Para ello, se realizó en primera instancia el cálculo de inversión y el cálculo de los costos de funcionamiento, ambos se efectuaron para cada una de las alternativas.

A. Inversión

El cálculo se realizó por el método de estimación por factores [9]. A partir de un relevamiento en el mercado local se obtuvieron los valores de los equipos y en el caso de la microturbina el valor del equipo fue otorgado por el mismo fabricante.

Los resultados de inversión inicial para cada una de las alternativas, de acuerdo al método antes mencionado son:

- Inversión sistema tradicional: 52.038,36 U\$S
- Inversión sistema de cogeneración: 566.015,63 U\$S

B. Costos

Se calculan los costos de insumos necesarios para el funcionamiento de la instalación (gas natural y energía eléctrica, dependiendo de la alternativa que se estudie) y costos asociados al funcionamiento de la maquinaria, como ser mantenimiento, depreciación de la maquinaria, impuestos, seguros, pago a los operarios de la planta, entre otros [9]. Para realizar dichos cálculos se consultaron las tarifas de las proveedoras de energía y se adecuaron según el criterio económico del establecimiento en estudio. En la Tabla 7 se muestra un resumen de estos costos.

TABLA 7. DISTRIBUCIÓN DE COSTOS FIJOS Y VARIABLES DE AMBAS ALTERNATIVAS

Sistema tradicional		
Costo variable total	0,183	USD/kWh
Costo fijo total	30.230,37	USD/año
Sistema de cogeneración		
Costo variable total	0,031	USD/kWh
Costo fijo total	79.914,84	USD/año

C. Punto de equivalencia

Una vez obtenida la inversión inicial y los costos para cada alternativa, se procede a la comparación de las mismas mediante el estudio del punto de equivalencia [8]. Este análisis considera la inversión inicial, los costos anuales (fijos y variables), los ingresos y un factor que se obtiene a partir de la vida útil del equipo (15 años) y la tasa de interés (adoptada como el 8,9%). El gráfico del punto de equivalencia se muestra en la Fig. 7.

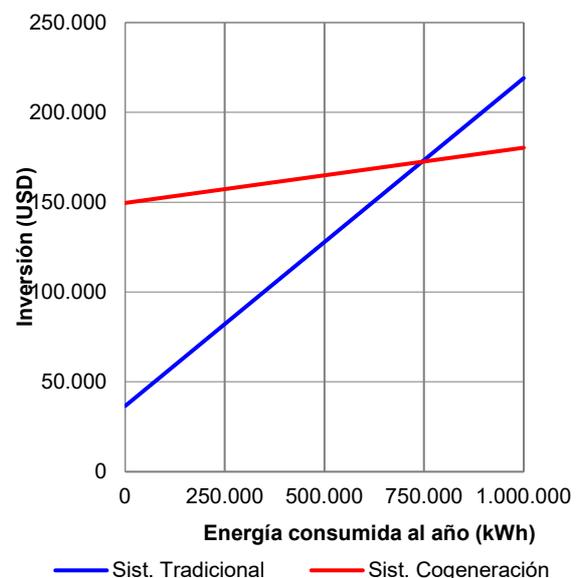


Fig. 7. Gráfico del punto de equivalencia.

Se observa que los costos anuales del sistema de cogeneración son inferiores al sistema tradicional, si el consumo es mayor a 743.894,74 kWh/año. Dado que el consumo de energía (eléctrica más térmica) del sistema actual es de 2.326.613,70 kWh/año, resulta que la propuesta del sistema de cogeneración resulta más conveniente.

D. TIR, VP, tiempo de repago

Para el cálculo de la TIR y el VP se tiene en cuenta la vida útil de la microturbina de 15 años, y se considera un escenario en el cual las tarifas de electricidad y gas natural aumentan siguiendo la tendencia actual presente en la Argentina, esto es 45% por año para la electricidad

y 40% por año para el gas natural.

Se realiza el cálculo económico sobre el potencial ahorro que la cogeneración puede aportar al hospital con todas las consideraciones y datos estimados.

Para calcular el ahorro se restan los costos del sistema tradicional con los costos del sistema de cogeneración. Una vez calculados todos los flujos de caja equivalentes a los 15 años del proyecto se calculan los indicadores económicos mostrados en la Tabla 8.

TABLA 8. INDICADORES ECONÓMICOS DE RENTABILIDAD

TIR	27,93	%
VP	14.743.086,62	USD
Tiempo de repago	7,28	años

Como la TIR resulta mayor a la tasa de comparación (8,9%) y el tiempo de repago es menor a la mitad de la vida útil del proyecto (7,5 años), se concluye que el proyecto es rentable en el escenario considerado.

E. Escenario hipotético con venta de energía eléctrica excedente a la red

Debido a que el equipo de cogeneración genera exceso de energía eléctrica, se evalúa el escenario hipotético de venta de energía a la red, suponiendo que en algún momento la ley de generación distribuida Argentina posibilite la inyección de sistemas de cogeneración menores a un 1 MW de potencia instalada.

Se considera la venta de la totalidad de la energía excedente siendo el precio de compra el equivalente al de venta en el mercado mayorista eléctrico, como es considerado hoy en día para la inyección de energía solar y eólica según la ley de generación distribuida [11].

Sabiendo la energía eléctrica total que puede entregar el equipo, se descuenta la energía necesaria para autoconsumo obteniendo así la energía excedente cuyo precio de venta a la red, expresado en dólares, muestra la Tabla 9.

TABLA 9. ENERGÍA EXCEDENTE Y PRECIO DE VENTA

Energía del equipo a Potencia nominal	2.102.400,00	kWh/año
Energía eléctrica requerida	407.222,03	USD/kWh
Eequipo – Econsumida	1.695.177,97	kWh/año
Precio de energía excedente	0,070	USD/kWh

En este punto se considera un aumento del 45% por año del precio de venta para ser coherente con el análisis hecho anteriormente.

Luego, los indicadores económicos de rentabilidad para este nuevo escenario se muestran en Tabla 10:

TABLA 10. PARÁMETROS ECONÓMICOS DE RENTABILIDAD CON VENTA DE ENERGÍA EXCEDENTE A LA RED

TIR	63,17	%
VP	89.520.504,07	U\$S
Tiempo de repago	3,15	años

Al igual que en el caso anterior el proyecto resulta rentable. Pero se observa que la posibilidad de venta de energía eléctrica excedente disminuye el tiempo de retorno de la inversión a más de la mitad.

VI. ANÁLISIS AMBIENTAL

En este apartado se realiza un análisis de impacto medio ambiental que tiene en cuenta las emisiones de gases de efecto invernadero generadas durante la combustión de combustibles fósiles, para lo cual se calcula la eficiencia ecológica.

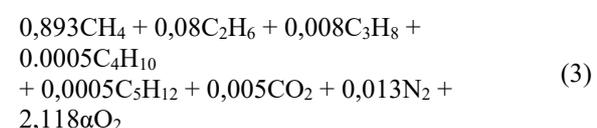
La eficiencia ecológica, ε , es un indicador que permite evaluar el rendimiento de una planta de generación de energía termoeléctrica, con respecto a la emisión de contaminantes, mediante la comparación de las emisiones de contaminantes hipotéticamente integradas (CO₂ equivalente) con los estándares existentes de calidad del aire. La eficiencia de conversión también se considera como un factor determinante de las emisiones específicas [12 y 13].

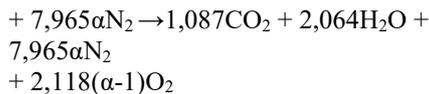
El factor ε integra en un solo coeficiente los aspectos que definen la intensidad del impacto ambiental de una unidad termoeléctrica: la composición del combustible, la tecnología de combustión, el indicador de contaminación y la eficiencia de conversión. El valor de ε varía entre 0 y 1, y es directamente proporcional a la eficiencia de la planta termoeléctrica ($\eta_{sistema}$) e inversamente proporcional al valor del indicador de contaminación (Π_g), como muestra la ecuación (2).

$$\varepsilon = \left[\frac{0.204 \times \eta_{sistema} \times \ln(135 - \Pi_g)}{\eta_{sistema} + \Pi_g} \right]^{0.5} \quad (2)$$

Desde el punto de vista ecológico, el proceso se considera insatisfactorio cuando $\varepsilon = 0$, mientras que $\varepsilon = 1$ indica una situación ideal. Un valor mínimo admisible para la eficiencia ecológica sería igual a 0,5 llamado "Valor Crítico de Eficiencia Ecológica". Como referencia se considera que el hidrógeno tiene 0% de impacto en el medio ambiente ($\varepsilon = 1$), mientras que el azufre causaría el 100% de impacto ($\varepsilon = 0$).

A partir de la ecuación de combustión del gas natural en la cámara de combustión de la microturbina, ecuación (3), se calcula el CO₂ equivalente, el factor de contaminación y finalmente el factor de eficiencia ecológica [13 y 14].





Se considera 100% de exceso de aire en la combustión [13] $\alpha = 2\%$. Masa molecular del gas natural (M) = 17,689 [uma] = 17,689 [kg/kgmol].

Más información sobre el procedimiento de cálculo se puede encontrar en las referencias [12 y 13].

Finalmente, los parámetros ecológicos se muestran en la Tabla 11:

TABLA 11. PARÁMETROS ECOLÓGICOS

CO ₂ equivalente	2,867	kg/kg gas natural
Índice de polución = Π_g	0,072	kg/MJ
Eficiencia ecológica = ε	0,949	

VII. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se realizó un estudio de prefactibilidad para la instalación de un sistema de cogeneración en un establecimiento hospitalario teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos y ambientales.

Los resultados obtenidos indican que el sistema de cogeneración resulta más favorable que la configuración actual consistente en conexión con la red para abastecimiento de energía eléctrica y gas natural para cubrir las necesidades térmicas.

Desde el punto de vista técnico, la configuración propuesta resulta más ventajosa para asegurar la continuidad de servicio, ya que requiere de mínimo mantenimiento y se regula automáticamente a los cambios de demanda.

Desde el punto de vista económico, el tiempo de repago del sistema de cogeneración propuesto resultó en 7,28 años, menor a la mitad de la vida del proyecto (15 años). La TIR resultó en 27,93%, mucho mayor al 8,9% de la tasa de interés de comparación. Además, el valor presente resultó en USD 14.743.086,62.

En estas condiciones, se puede concluir que el sistema de cogeneración es viable económicamente, aún en el período de incertidumbre en el que se encuentran las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En el escenario hipotético que se permita la venta de energía excedente en instalaciones de cogeneración menores a un 1 MW, el tiempo de repago se reduce a 3,15 años, la TIR resulta de 63,17% y el valor presente de USD 89.520.504,07, lo que hace aún más atractivo el proyecto. La venta de energía a la red es muy
 Hernán P. Dimenna, "Cogeneración en el sector terciario: Estudio de caso en Instalaciones Hospitalarias", Proyecto final de Carrera Ingeniería Electromecánica, UNMDP, Mar del Plata, septiembre de 2008.

conveniente, ya que disminuye a más de la mitad el tiempo de repago con respecto al escenario actual en el cual no es posible esta alternativa.

Desde el punto de vista ambiental, el sistema propuesto presenta una eficiencia ecológica de 0,949, muy por encima del "Valor Crítico de Eficiencia Ecológica" considerado un estándar mínimo.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se concluye que el sistema de cogeneración es viable desde los puntos de vista técnico, económico y medio ambiental.

Se debe considerar sin embargo que para que una adopción masiva de sistemas de cogeneración que utilicen gas natural como combustible primario sea una realidad, es necesario considerar la disponibilidad de este combustible. Actualmente la Argentina presenta una falta de disponibilidad de gas natural, no debido a una falta del recurso, sino debido a problemas vinculados con la falta de inversión en infraestructura.

Es, por lo tanto, la aplicación de estas tecnologías, una problemática de índole político en lugar de ingenieril, lo cual por su parte es también una temática a nivel mundial.

Se evidencia la necesidad de una ley que incluya la cogeneración en baja potencia dentro de la generación distribuida, como es el caso de países como Brasil o la mayoría de los países europeos. Esto permitiría disminuir los costos de generación y aumentar la eficiencia global del sistema eléctrico por la cercanía de la generación con los puntos de consumo.

VIII. REFERENCIAS

- C. J. Renedo, A. Ortiz, M. Mañana, D. Silió, and S. Pérez, "Study of different cogeneration alternatives for a Spanish hospital center," *Energy Build.*, vol. 38, no. 5, pp. 484–490, 2006.
- Gambini, M., & Vellini, M. (2015). High efficiency cogeneration: Electricity from cogeneration in CHP plants. *Energy Procedia*, 81, 430–439. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.117>
- Asociación Electrotécnica Argentina (AEA), "Reglamentación para la ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles, Sección 710: Locales Médico: Reglamentación para Instalaciones Eléctricas en Hospitales y Salas Externas a los Hospitales", 2006.
- Sandoval Rodríguez, C., "Manual práctico de sistemas de microgeneración a base de microturbinas", Instituto Politécnico Nacional de México, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, septiembre 2010.
- Ministerio de Hacienda (Argentina), "Generación Distribuida de Energía Renovable," Legislación, 2019. [Online]. Available: <https://www.argentina.gob.ar/energia/generacion-distribuida/que-es-la-generacion-distribuida/legislacion>. [Accessed: 07-Jul-2019].
- Flex Energy, Flex Turbine GT250S Spec Sheet, 2019 [Online]. Available: http://www.flexenergy.com/wp-content/uploads/2016/07/71000066_Flex_Turbine_GT250S_Spec_Sheet.pdf. [Accessed 08-Jul-2019]
- Pedro O. Prado "Análisis técnico económico de la instalación de una turbina de -gas o vapor- en un sistema de energía eléctrica y vapor", marzo de 2008.
- Ingeniería económica, "Inversión" – Apunte de Cátedra, Universidad Nacional de Mar del Plata, Facultad de Ingeniería, 2018.

- Ingeniería económica, “Costos de producción” – Apunte de Cátedra, Universidad Nacional de Mar del Plata, Facultad de Ingeniería, 2018.
- J. F. Ciancaglini, “Proyecto y Diseño de un Sistema Generación Fotovoltaica en el actual edificio INTEMA,” Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMDP), 2019.
- Boloy, R. A. M., Silveira, J. L., Tuna, C. E., Coronado, C. R., & Antunes, J. S. (2011). Ecological impacts from syngas burning in internal combustion engine: Technical and economic aspects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 5194–5201. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.04.009>
- Villela, I. A., “Desenvolvimento de um modelo termoeconômico que considera os impactos ambientais”, Universidad Estadual Paulista, Facultad de Ingeniería del Campus de Guaratinguetá, Año 2007.

IX. BIOGRAFÍAS



Pablo Ezequiel Giletto Lázaro, Estudiante de la carrera Ingeniería Electromecánica. Miembro del “Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías y Energía”. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Mar del Plata -UNMDP-. Mar del Plata. Buenos Aires, Argentina.



Justo José Roberts, Doctor en Ingeniería Mecánica. Ingeniero Electromecánico. Profesor Adjunto del Área Máquinas Eléctricas y Electrotecnia. Posdoctorando de CONICET. Miembro del “Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías y Energía”. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Mar del Plata -UNMDP-. Mar del Plata. Buenos Aires, Argentina.



Pedro Osvaldo Prado, Magíster en Ingeniería Mecánica. Ingeniero Electricista. Profesor Adjunto del Área Instalaciones Eléctrica. Director del “Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías y Energía”. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Mar del Plata -UNMDP-. Mar del Plata. Buenos Aires, Argentina.