



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



# Gestión de la demanda eléctrica con termotanques eléctricos residenciales y su potencial en el sistema eléctrico uruguayo

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA  
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Magdalena Irurtia Ercoli

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS  
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
MAGISTER EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA.

## DIRECTORES DE TESIS

Mario Ibarburu ..... Facultad de Ingeniería, UdelaR  
Rodrigo Porteiro..... Facultad de Ingeniería, UdelaR

## TRIBUNAL

Álvaro Giusto ..... Facultad de Ingeniería, UdelaR  
Mario Vignolo..... Facultad de Ingeniería, UdelaR  
Julián Viera..... Universidad ORT

## DIRECTOR ACADÉMICO

José Cataldo..... Facultad de Ingeniería, UdelaR

Montevideo  
domingo 7 septiembre, 2025

*Gestión de la demanda eléctrica con termotanques eléctricos residenciales y su potencial en el sistema eléctrico uruguayo*, Magdalena Irurtia Ercoli.

ISSN 1688-2806

Esta tesis fue preparada en L<sup>A</sup>T<sub>E</sub>X usando la clase iietesis (v1.1).

Contiene un total de 145 páginas.

Compilada el domingo 7 septiembre, 2025.

<http://iie.fing.edu.uy/>

*La medida de lo que somos es lo que hacemos  
con lo que tenemos*

VINCE LOMBARDI

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Agradecimientos

Agradezco a mis tutores Manolo y Rodrigo por su dedicación, compromiso y constante disposición para compartir su conocimiento. Su orientación y aportes enriquecieron la definición del enfoque y el desarrollo de esta tesis. Siempre es un privilegio aprender de referentes en el área, tanto en el ámbito académico como profesional.

A distintos colegas por sus aportes y sugerencias, que ayudaron a fortalecer el desarrollo de algunas secciones de este estudio.

A mi familia, por acompañarme y apoyarme siempre.

A quienes me alentaron durante este proceso, a la Universidad de la República por brindarme educación de calidad y a UTE por la oportunidad de crecer profesionalmente y aprender en un área tan interesante y desafiante cada día.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Resumen

La transición hacia sistemas eléctricos distribuidos con fuentes de generación renovable ha introducido una significativa variabilidad en la generación, lo que plantea desafíos para lograr el equilibrio dinámico entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, una tarea central en la operación de dichos sistemas. Los mecanismos para abordar esta problemática incluyen diversas estrategias, entre las que se encuentra la gestión directa de la demanda, que consiste en controlar de forma remota el consumo de energía eléctrica de una red de dispositivos para equilibrar la demanda del sistema.

En esta tesis se estudia la implementación de un programa de gestión de la demanda con termotanques eléctricos residenciales en Uruguay. Con esto se busca mejorar la operación de un sistema eléctrico que enfrenta la creciente dependencia de energías renovables eólica y solar fotovoltaica. Considerando el potencial de almacenamiento energético del conjunto de termotanques residenciales del país, se proponen estrategias para gestionar estos equipos. El enfoque abordado busca afectar lo menos posible el confort de los usuarios participantes del programa.

El análisis considera distintas alternativas de control de termotanques para reducir los costos de generación, transmisión y distribución del sistema eléctrico uruguayo. La principal contribución del trabajo se encuentra en la evaluación del potencial impacto de estas alternativas, proporcionando una estimación de los beneficios económicos, operativos y ambientales que resultan de su implementación.

Esta tesis establece una base para futuras investigaciones y resalta el potencial de gestionar la demanda con termotanques para reducir los costos de expansión de la red y como una estrategia efectiva en la operación del sistema eléctrico uruguayo.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Abstract

The transition towards distributed electrical systems with renewable generation sources has introduced significant variability in power generation, which poses challenges for achieving the dynamic balance between supply and demand of electricity, a central task in system operation. Mechanisms to address this issue include various strategies, among which is direct demand management, which involves remotely controlling the energy consumption of a network of devices to balance system demand.

This thesis studies the implementation of a demand management program for residential electric water heaters in Uruguay. The aim is to improve the operation of an electrical system increasingly dependent on renewable energy, specifically wind and solar photovoltaic. Considering the energy storage potential of the country's fleet of residential water heaters, strategies are proposed to manage these devices. The approach taken seeks to minimize the impact on the comfort of the program's participating users.

The analysis considers various control strategies for water heaters aimed at reducing generation, transmission, and distribution costs in the Uruguayan electrical system. The main contribution of this work lies in assessing the potential impact of these strategies, providing an estimate of the economic, operational, and environmental benefits that could result from their implementation.

This thesis lays a foundation for future research, highlighting the potential of managing demand with water heaters to reduce grid expansion costs and as an effective strategy in the operation of the Uruguayan electrical system.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Tabla de contenidos

<b>Agradecimientos</b>	III
<b>Resumen</b>	VII
<b>Abstract</b>	IX
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Sobre el uso del término demanda . . . . .	2
1.3. Acerca de los termotanques eléctricos . . . . .	2
1.4. Descripción del problema abordado . . . . .	3
1.5. Contribuciones . . . . .	3
1.6. Estructura del documento . . . . .	4
<b>2. Gestión de la demanda eléctrica con termotanques</b>	<b>5</b>
2.1. Gestión directa de la demanda eléctrica . . . . .	5
2.1.1. Antecedentes en el mundo . . . . .	6
2.1.2. Antecedentes en Uruguay . . . . .	7
2.2. Acerca de los termotanques eléctricos . . . . .	8
2.2.1. Aspectos generales . . . . .	8
2.2.2. Relevancia para este estudio . . . . .	9
2.2.3. Principios básicos de funcionamiento . . . . .	9
2.2.4. Encendidos de los termotanques . . . . .	10
2.2.5. Estados de operación . . . . .	11
2.3. Termotanques eléctricos en Uruguay . . . . .	12
2.3.1. Uso de termotanques en los distintos puntos del país . . . . .	13
2.3.2. Patrones de uso . . . . .	14
2.3.3. Participación en la demanda de los hogares . . . . .	16
2.4. Consideraciones para la gestión eficiente de termotanques . . . . .	17
2.4.1. Diseño del termotanque . . . . .	17
2.4.2. Temperatura ambiente . . . . .	18
2.4.3. Patrones de uso de agua caliente . . . . .	20
2.4.4. Nivel de participación en el programa . . . . .	20
2.4.5. Confort de los usuarios . . . . .	20
2.4.6. Recuperación de la energía no suministrada en la interrupción . . . . .	21
2.5. Tecnologías necesarias para gestionar la demanda . . . . .	21
2.6. Escenario actual en Uruguay y el mundo . . . . .	23
2.6.1. Plan Piloto Termotanque Inteligente en Uruguay . . . . .	23
2.6.2. Proyectos relevantes a nivel mundial . . . . .	24
2.7. Principales barreras en la gestión de la demanda . . . . .	25

## Tabla de contenidos

2.7.1. Barreras tecnológicas . . . . .	25
2.7.2. Barreras económicas . . . . .	25
2.7.3. Barreras culturales y sociales . . . . .	26
2.7.4. Barreras regulatorias y legales . . . . .	26
2.7.5. Barreras de infraestructura de red . . . . .	26
<b>3. Generalidades del sistema eléctrico uruguayo y potenciales impactos de la gestión de la demanda eléctrica con termotanques</b>	<b>27</b>
3.1. Principios elementales de los sistemas eléctricos . . . . .	28
3.2. Generalidades del sistema eléctrico uruguayo . . . . .	28
3.3. Demanda de energía eléctrica en Uruguay . . . . .	29
3.3.1. Comportamiento histórico de la demanda . . . . .	29
3.3.2. Comportamiento de la demanda por sector . . . . .	29
3.3.3. Comportamiento estacional de la demanda . . . . .	29
3.3.4. Perfil diario de demanda . . . . .	31
3.3.5. Demanda pico máxima . . . . .	32
3.3.6. Proyección de la demanda . . . . .	33
3.4. Generación de energía eléctrica en Uruguay . . . . .	34
3.4.1. Comportamiento histórico de la generación . . . . .	34
3.4.2. Potencia instalada de generación . . . . .	35
3.4.3. Distribución geográfica de los parques de generación . . . . .	35
3.4.4. Generación hidroeléctrica . . . . .	36
3.4.5. Generación eólica y solar . . . . .	37
3.4.6. Generación por biomasa . . . . .	38
3.4.7. Generación térmica convencional . . . . .	39
3.5. Sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica en Uruguay	39
3.5.1. Generalidades sobre el sistema de transmisión . . . . .	39
3.5.2. Generalidades sobre el sistema de distribución . . . . .	40
3.6. Operación del sistema eléctrico uruguayo . . . . .	41
3.7. Impactos esperados de la gestión de la demanda con termotanques . .	42
3.7.1. Curva de demanda del sistema . . . . .	42
3.7.2. Generación de energía eléctrica . . . . .	42
3.7.3. Transmisión de energía eléctrica . . . . .	43
3.7.4. Distribución de energía eléctrica . . . . .	43
3.7.5. Administración de la gestión de cargas . . . . .	44
3.7.6. Clientes . . . . .	44
3.7.7. Análisis del sistema integrado . . . . .	45
<b>4. Caracterización y modelado de un potencial gestor de la demanda eléctrica con termotanques en Uruguay</b>	<b>47</b>
4.1. Caracterización del gestor . . . . .	47
4.1.1. Objetivo y relevancia del gestor . . . . .	48
4.1.2. Descripción de la operación del gestor . . . . .	48
4.1.3. Estrategias de gestión . . . . .	49
4.1.4. Consideraciones técnicas . . . . .	49
4.2. Modelado del gestor . . . . .	50
4.2.1. Descripción del modelado propuesto . . . . .	50
4.2.2. Desagregación de la demanda total del sistema . . . . .	51
4.2.3. Modelado de la demanda interrumpida . . . . .	51
4.2.4. Modelado de la demanda de recuperación . . . . .	52
4.2.5. Hipótesis de modelado . . . . .	52
4.3. Demanda máxima gestionable del gestor . . . . .	54

## Tabla de contenidos

4.3.1. Descripción del procedimiento de cálculo . . . . .	55
4.3.2. Encendidos interrumpibles . . . . .	55
4.3.3. Tiempos de interrupción máximos . . . . .	55
4.3.4. Procedimiento de cálculo . . . . .	61
4.3.5. Horizonte de tiempo considerado para los datos . . . . .	63
4.3.6. Tamaño del parque de termotanques gestionables . . . . .	63
4.4. Resultados esperados del modelado . . . . .	63
<b>5. Valoración económica de la implementación del gestor sin considerar los beneficios para la red</b>	<b>65</b>
5.1. Corridas en MOP . . . . .	65
5.1.1. Aspectos generales . . . . .	65
5.1.2. Simulación de referencia . . . . .	66
5.1.3. Simulaciones de la operación con el gestor . . . . .	66
5.2. Determinación de los casos de gestión de demanda . . . . .	66
5.2.1. Selección de la ventana de interrupción . . . . .	67
5.2.2. Selección de la ventana de recuperación . . . . .	68
5.3. Casos de gestión de la demanda considerados . . . . .	69
5.3.1. Caso 1: Ventana de interrupción comienza 17:00 horas . . . . .	69
5.3.2. Caso 2: Ventana de interrupción comienza 18:00 horas . . . . .	69
5.3.3. Caso 3: Ventana de interrupción comienza 19:00 horas . . . . .	69
5.3.4. Caso 4: Ventana de interrupción comienza 20:00 horas . . . . .	70
5.3.5. Comentarios preliminares . . . . .	70
5.4. Beneficios de operar el sistema con el gestor . . . . .	72
5.4.1. Definición de estrategia compuesta . . . . .	72
5.4.2. Costo total de operación del sistema de generación . . . . .	72
5.4.3. Otros parámetros de relevancia . . . . .	73
5.5. Discusión de resultados . . . . .	77
<b>6. Valoración económica de la implementación del gestor incluyendo beneficios para la red</b>	<b>79</b>
6.1. Reducción de costos fijos de la red . . . . .	79
6.1.1. Valores considerados para la remuneración . . . . .	80
6.1.2. Determinación de la nueva demanda pico máxima . . . . .	81
6.1.3. Cuantificación de los potenciales beneficios . . . . .	83
6.1.4. Importancia relativa de los beneficios calculados . . . . .	83
6.2. Reducción de los costos de generación . . . . .	83
6.2.1. Procedimiento empleado . . . . .	83
6.2.2. Cuantificación de los potenciales beneficios . . . . .	83
6.3. Resultados obtenidos . . . . .	83
6.3.1. Reducción del pico de demanda . . . . .	84
6.3.2. Beneficios económicos . . . . .	84
6.3.3. Precisión en la estimación de costos según el nivel de la red . . . . .	85
6.3.4. Consideraciones finales . . . . .	85
<b>7. Conclusiones y trabajo futuro</b>	<b>87</b>
<b>A. Ecuaciones que modelan el funcionamiento de los termotanques eléctricos</b>	<b>89</b>
A.1. Ecuaciones que modelan la operación de los termotanques . . . . .	89
A.1.1. Definición de variables . . . . .	89
A.1.2. Hipótesis de simplificación . . . . .	90
A.1.3. Planteo de las ecuaciones . . . . .	90

## Tabla de contenidos

A.2. Resolución de las ecuaciones . . . . .	92
A.3. Cálculo de los tiempos de interrupción máximos . . . . .	94
A.3.1. Definición de los valores de las variables . . . . .	94
A.3.2. Cálculos . . . . .	94
A.4. Cálculo del tiempo de recuperación . . . . .	99
A.4.1. Definición de los valores que toman las variables . . . . .	99
<b>B. Procesamiento de datos para el cálculo de la demanda máxima gestionable</b>	<b>103</b>
B.1. Datos iniciales . . . . .	103
B.1.1. Datos de consumo de termotanques . . . . .	103
B.1.2. Datos de configuraciones de termotanques . . . . .	104
B.2. Procesamiento de datos . . . . .	105
B.2.1. Colección de archivos <code>Termotanques_min</code> . . . . .	105
B.2.2. Colección de archivos <code>Encendidos</code> . . . . .	106
B.2.3. Colección de archivos <code>Termotanques_min_encendidos_uso</code> . . . . .	106
B.2.4. Colección de archivos <code>Termotanques_min_encendidos_uso_1</code> . . . . .	107
B.2.5. Colección de archivos <code>Encendidos_uso_1</code> . . . . .	108
B.2.6. Colección de archivos <code>Encendidos_uso_potencialmente_interrumpibles_1</code> . . . . .	108
B.2.7. Colección de archivos <code>Encendidos_uso_potencialmente_interrumpibles</code> . . . . .	108
B.2.8. Colección de archivos <code>Termotanques_min_encendidos_potencialmente_interrumpibles</code> . . . . .	108
B.2.9. Colección de archivos <code>Termotanques_min_enc_pot_interr_recortados</code> . . . . .	109
B.2.10. Colección de archivos <code>Termotanques_min_potenciales_interrupciones</code> . . . . .	110
B.2.11. Colección de archivos <code>Termotanques_horario_potenciales_interrupciones</code> . . . . .	111
B.3. Cálculo de la demanda máxima gestionable . . . . .	112
B.3.1. Tabla de interrupciones . . . . .	112
B.3.2. Interrupción promedio horaria unitaria . . . . .	112
B.3.3. Generalización al parque de termotanques gestionables . . . . .	112
<b>C. Repositorio de código fuente</b>	<b>113</b>
C.1. Descripción general . . . . .	113
C.2. Script principal: <code>procesamiento_termotanques.py</code> . . . . .	113
C.3. Consideraciones de ejecución . . . . .	113
C.4. Disponibilidad . . . . .	114
<b>Referencias</b>	<b>115</b>
<b>Glosario</b>	<b>119</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>123</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>124</b>

# Capítulo 1

## Introducción

En este capítulo se presenta una visión general de la temática abordada, destacando las principales razones que motivan su estudio. Además, se ofrece una descripción detallada de la estructura del documento.

### 1.1. Motivación

El equilibrio en tiempo real entre la oferta y la demanda de energía eléctrica es fundamental en la operación de los sistemas eléctricos, tradicionalmente logrado mediante centrales de generación convencionales. La transición global hacia sistemas eléctricos distribuidos con fuentes de generación renovable ha introducido una mayor variabilidad en la generación. Esto requiere nuevas estrategias para lograr el balance energético buscado. Este escenario no difiere de lo que ocurre en Uruguay, donde el aumento de la participación de fuentes renovables eólica y solar ha reducido la capacidad de control y predicción de la generación, que está sujeta a la incertidumbre de los recursos naturales con alta variabilidad. Ante esta situación, resulta necesario mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico uruguayo para permitir una alta participación de las mencionadas tecnologías.

Los cambios necesarios para enfrentar esta transformación deben realizarse de manera sistemática, considerando todas las tecnologías y enfoques posibles, ya que no existe una única solución para lograr sistemas eléctricos sostenibles. Un abordaje efectivo incluye diversos mecanismos que permiten ajustar la demanda eléctrica según la generación variable existente, entre los que se destaca la *gestión directa de la demanda eléctrica*, que consiste en controlar el uso de una red de dispositivos de forma remota y centralizada, ajustando y programando su consumo para modificar la demanda del sistema. Este método involucra a clientes que están dispuestos a interrumpir el funcionamiento de ciertos electrodomésticos a cambio de una compensación económica, y ha sido impulsado por la implementación de numerosas tecnologías de comunicación con una considerable reducción de precios [1].

Considerando el perfil de demanda del sistema eléctrico uruguayo y su relación con el parque de generación renovable existente, la gestión directa de la demanda es atractiva para maximizar la eficiencia de la red y optimizar la generación del sistema, reduciendo los picos de demanda y aprovechando energía excedentaria. Además de los potenciales beneficios a corto plazo, este mecanismo permitiría reducir los futuros requerimientos en infraestructura de generación, transmisión y distribución del sistema, así como también sustituir centrales de generación térmica por parques de generación con fuentes renovables, como resultado de una mayor flexibilidad en la demanda.

## Capítulo 1. Introducción

Los beneficios económicos y ambientales que ofrece la gestión de la demanda son aún más importantes si se considera que en los últimos años el consumo de energía eléctrica a nivel mundial y particularmente en Uruguay viene mostrando un crecimiento sostenido, escenario que se prevé que se mantenga en el futuro [2].

Finalmente, se destaca que las demandas residenciales tienen un gran potencial de gestión debido a su alta contribución a la demanda total del sistema. En todos los casos será necesario contar con una adecuada infraestructura de detección y comunicación de las demandas involucradas, y asegurar que los clientes no perciban una disminución en la calidad del suministro eléctrico.

### 1.2. Sobre el uso del término demanda

Es importante aclarar que, a lo largo del documento, el término *demanda* se utiliza con distintos alcances, que se distinguen a continuación:

- *Demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN)*, entendida como la potencia (instantánea o media horaria) requerida para abastecer a todos los usuarios.
- *Demanda sectorial*, entendida como la fracción de la demanda total asociada a un sector o área específica (residencial, comercial, industrial u otros grupos considerados en este estudio).
- *Demanda de termotanques*, referida al consumo específico vinculado a los termotanques eléctricos residenciales, foco principal de este estudio.

Además, la palabra *demanda* se utiliza con dos interpretaciones complementarias:

- *Demanda como potencia en el tiempo*, referida a la potencia promedio de cada hora (MW). La secuencia horaria de esos valores define un *perfil de demanda* o *curva de carga*.
- *Demanda como energía en un período*, referida a la energía consumida en un intervalo temporal (MWh), correspondiente a la integral temporal de la potencia instantánea.

Si el contexto no fuese inequívoco, se precisará explícitamente el significado del término *demanda*.

### 1.3. Acerca de los termotanques eléctricos

Los *termotanques eléctricos* son equipos que calientan agua sanitaria mediante una resistencia que transforma energía eléctrica en calor por efecto Joule, almacenándola en un depósito acumulador que mantiene una reserva lista para su uso en todo momento. Dentro de las demandas residenciales, se destacan por ser un medio eficaz para gestionar la demanda del sistema eléctrico, gracias a su capacidad de almacenar energía térmica en forma de agua caliente para uso final. Estos equipos tienen un gran potencial de gestión cuando son considerados conjuntamente y en cantidades significativas.

En Uruguay, los termotanques eléctricos se encuentran presentes en el 87% de los hogares y representan una importante fracción de su consumo promedio de energía (más de un tercio del total), destacando que en mayor medida se utiliza el agua caliente para el aseo personal, si bien existen otros usos menores [3]. Dada la elevada participación del sector residencial en la demanda total del sistema eléctrico del país [4], los termotanques en conjunto constituyen una parte importante de esta demanda. Esto resulta en una excelente oportunidad para implementar un programa de gestión de su

## 1.4. Descripción del problema abordado

operación, mejorando el funcionamiento del sistema eléctrico uruguayo y obteniendo múltiples beneficios.

### 1.4. Descripción del problema abordado

Este trabajo estudia cómo un programa de gestión directa de la demanda con termotanques eléctricos residenciales afectaría la operación del sistema eléctrico uruguayo, incluyendo sus componentes de generación, transmisión y distribución, la planificación de su expansión, el confort de los usuarios y el desarrollo sostenible. Asimismo, se analiza cómo este programa podría influir en los costos del sistema, obteniendo una estimación de los beneficios que se obtendrían con su implementación.

Las posibilidades de gestión consideradas serán aquellas que permitan abastecer la demanda al mínimo costo posible y que no afecten el confort de los usuarios. Para su determinación, se estudian las características más relevantes del sistema eléctrico uruguayo y el estado del arte en lo que respecta a la gestión de demandas vinculadas a sistemas de almacenamiento térmico residenciales, considerando que la información específica sobre la gestión de termotanques es limitada.

De acuerdo con las posibilidades de control estudiadas y utilizando datos sobre el uso de termotanques en los hogares uruguayos obtenidos a partir de mediciones realizadas por la *Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas del Estado (UTE)* [5], se caracteriza un programa para la gestión de estos equipos en Uruguay.

Finalmente, una serie de hipótesis sentarán las bases para modelar y representar el programa propuesto en el software *MOP* (Modelo de Operación), utilizado por UTE para la planificación y simulación del sistema eléctrico, lo que permitirá evaluar su impacto en la operación del sistema uruguayo.

### 1.5. Contribuciones

Además de los potenciales beneficios cuantitativos y cualitativos que resultan de implementar un programa de gestión de la demanda con las características estudiadas, el objetivo de esta tesis no solo se limita a resolver desafíos operativos inmediatos, sino que también busca contribuir a los objetivos de sostenibilidad energética y mitigación del cambio climático del país en un contexto global de transición hacia energías más limpias.

Por último, es importante destacar dos aspectos fundamentales. En primer lugar, a lo largo del estudio se introducen diversas hipótesis y simplificaciones que permiten una primera aproximación al potencial del programa propuesto. Sin embargo, la obtención de resultados más precisos requiere un análisis más detallado y exhaustivo, apoyado en modelos más realistas y mejor calibrados de los componentes del sistema. En segundo lugar, se vislumbra que el mayor impacto del programa analizado radica en el sistema de distribución, especialmente en lo que respecta a la reducción de costos operativos y a la optimización de la expansión de la red. Si bien estos beneficios se cuantificaron con un enfoque metodológico simplificado, representan una línea de investigación de gran relevancia para estudios futuros.

## 1.6. Estructura del documento

El presente documento se organiza en siete capítulos:

- En el Capítulo 1 se ofrece una visión general del estudio realizado.
- En el Capítulo 2 se aborda el estado del arte en la gestión de la demanda eléctrica, con un enfoque particular en los equipos eléctricos residenciales de almacenamiento térmico. Se examina el diseño, funcionamiento y patrones de uso de los termotanques eléctricos residenciales en Uruguay, así como consideraciones específicas para su gestión eficiente y los avances tecnológicos en el área. Asimismo, se analizan las barreras que pueden surgir en la implementación de un programa de control con las características propuestas.
- En el Capítulo 3 se caracteriza el sistema eléctrico uruguayo, introduciendo conceptos clave para comprender los efectos de un potencial programa de gestión de termotanques eléctricos en el país.
- En el Capítulo 4 se lleva a cabo una caracterización de un gestor de termotanques diseñado específicamente para ser operado en el sistema eléctrico uruguayo. Se describe su función dentro del contexto de la gestión de la demanda eléctrica en el país y se modela para su representación en los modelos de operación del sistema.
- En el Capítulo 5 se cuantifican los beneficios de la implementación del gestor en la operación del sistema eléctrico de generación, con énfasis en tres aspectos clave: los costos de generación, los impactos ambientales y la incidencia en la ocurrencia de fallas.
- En el Capítulo 6 se realiza una valorización económica de la implementación del gestor, destacando su impacto económico en relación al costo total anual de abastecer la demanda del sistema eléctrico del país.
- En el Capítulo 7 se presentan las conclusiones del estudio y se sugieren posibles líneas de investigación futuras en el área.

Además, se incluyen tres apéndices. En el Apéndice A se presentan las ecuaciones que modelan los distintos estados de funcionamiento térmico de los termotanques eléctricos residenciales, así como los planteos utilizados para modelar el comportamiento del gestor propuesto. El Apéndice B describe el procesamiento de datos realizado sobre una muestra de termotanques relevados, a partir del cual se calcula el potencial de interrupción del gestor. Por último, en el Apéndice C se proporciona información sobre el repositorio de GitHub que contiene el código fuente desarrollado a lo largo de esta tesis.

Finalmente, el documento incluye un glosario con las abreviaturas y términos técnicos empleados, el cual se ubica al final del documento.

## Capítulo 2

# Gestión de la demanda eléctrica con termotanques

En este capítulo se realiza una revisión del estado del arte en lo que respecta a la gestión directa de la demanda eléctrica y su evolución a lo largo del tiempo, tanto a nivel internacional como en Uruguay. Son de particular interés para este estudio los termotanques eléctricos residenciales, los cuales representan una fracción importante de la demanda total del sistema eléctrico uruguayo y poseen una capacidad de gestión que los convierte en una herramienta clave para el desplazamiento de la demanda en el tiempo, permitiendo mejorar la operación del sistema sin afectar el confort de los usuarios.

A continuación, se abordan aspectos fundamentales relacionados con el diseño y funcionamiento de los termotanques eléctricos residenciales, los patrones de uso en Uruguay basados en datos reales y una serie de consideraciones específicas para una gestión eficiente de estos dispositivos. Por último, se explora el panorama actual, tanto en el país como a nivel global, en cuanto a proyectos piloto y avances tecnológicos en la gestión de estos equipos, destacando los beneficios y desafíos asociados a programas de esta índole.

### 2.1. Gestión directa de la demanda eléctrica

La gestión de la demanda eléctrica consiste en controlar cargas para operar un sistema eléctrico con la mayor eficiencia y sustentabilidad posible [6]. Implica la implementación de diversas tecnologías, acciones y programas destinados a gestionar o reducir el consumo de energía eléctrica, con el fin de modificar la curva de demanda del sistema.

Los programas de gestión de la demanda pueden ejercer dos tipos de control sobre las cargas del sistema: indirecto o directo. La principal diferencia radica en el nivel de intervención del operador sobre la demanda de los consumidores.

El control indirecto se basa en influir en el comportamiento de la demanda a través de herramientas como tarifas horarias, señales de precios y otros incentivos económicos [7]. Las tarifas horarias, por ejemplo, pueden incluir precios dinámicos que reflejen las condiciones del mercado en tiempo real, incentivando a los consumidores a ajustar su consumo en respuesta a las variaciones de precio. Adicionalmente, los incentivos económicos, como descuentos o créditos, están diseñados para que los consumidores reduzcan su demanda durante los períodos pico, promoviendo una mayor eficiencia en

## Capítulo 2. Gestión de la demanda eléctrica con termotanques

el uso de la electricidad. En estos programas, los consumidores modifican sus hábitos de consumo y el uso de sus equipos eléctricos, aprovechando momentos del día con precios más bajos o trasladando sus picos de potencia consumida de los períodos de precios altos a los períodos valle [8].

En el control directo, la distribuidora tiene la capacidad de realizar reducciones en la demanda mediante órdenes de desconexión específicas sobre un conjunto de cargas predeterminadas. En este caso, el consumidor otorga al operador del sistema el control para programar y decidir la continuidad del suministro de energía para ciertas cargas. Este tipo de programas, comúnmente implementados en los sectores industrial y residencial, permiten gestionar de manera inmediata la demanda para garantizar la estabilidad del sistema. En las últimas décadas, esta forma de control ha sido utilizada con el objetivo de reducir el consumo energético y mejorar la eficiencia en el uso de la electricidad mediante políticas y métodos aplicados por las empresas eléctricas [9].

### 2.1.1. Antecedentes en el mundo

La transición energética ha sido un proceso gradual en el que se han observado avances significativos en el desarrollo y la adopción de nuevas formas de generar energía con distintos objetivos, entre los que se encuentran la reducción de los costos de generación de energía eléctrica y de las emisiones de gases de efecto invernadero, esto último buscando mitigar los efectos del cambio climático. La sustitución de la generación convencional por nuevas fuentes renovables ocasiona en los sistemas eléctricos una serie de problemas relacionados con la reducción de su inercia, capacidad de control y resiliencia, por lo que resulta fundamental la búsqueda de alternativas para mejorar su flexibilidad. Para llevar adelante esta transición no existe una única solución, sino que debe abordarse sistemáticamente y considerando todas las tecnologías y enfoques posibles.

La gestión de la demanda es una destacada estrategia que permite modificar la demanda eléctrica y lograr una operación más eficiente de los sistemas eléctricos, con desarrollos y aplicaciones que se han consolidado gracias a mejoras tecnológicas a lo largo del tiempo [1]. A continuación, se presenta un recorrido histórico a través de proyectos relevantes que han abordado esta problemática, utilizando información extraída del estudio de Gjorgievski et al. (2021), titulado “The potential of power-to-heat demand response to improve the flexibility of the energy system: An empirical review” [1]. Este artículo ofrece una revisión de proyectos relacionados con la gestión de la demanda de energía eléctrica en equipos con inercia térmica (calentadores de agua eléctricos, bombas de calor, entre otros) abarcando tanto proyectos piloto como iniciativas a escala comercial en diversas regiones del mundo.

Las tarifas horarias, que datan de 1895, son consideradas el mecanismo más antiguo de gestión indirecta de la demanda eléctrica y surgieron con el principal objetivo de fomentar la demanda en horas diurnas. En 1956, la necesidad del sistema eléctrico francés de “aplanar” la curva de carga, motivó a Électricité de France (EDF) a introducir tres precios diferentes en los días de invierno para los 150 000 clientes considerados los mayores consumidores industriales.

Por su parte, las primeras acciones para el control directo de cargas comenzaron a aplicarse a principios del siglo XX, con una tecnología basada en un sistema de comunicación unidireccional con transmisores y unidades receptoras, donde el control se lograba modificando la frecuencia base de 50 Hz o 60 Hz, superponiéndole señales de frecuencias mayores (200 Hz a 1 000 Hz), de forma que, según la frecuencia de la señal recibida por los receptores, los equipos se encendían o apagaban. Esta tecnología fue empleada por primera vez en París en 1928 para controlar el alumbrado público. También hay registros de su uso en Alemania, si bien se desconoce la escala del programa,

## 2.1. Gestión directa de la demanda eléctrica

mientras que fuera de Europa, este tipo de control fue utilizado en Nueva Zelanda desde la década de 1950 para reducir los picos de demanda máxima del sistema mediante el apagado de calentadores eléctricos de agua.

Los avances en el área continuaron en la década de 1960 y hasta la década de 1980 con proyectos a gran escala, donde se comenzaron a diferenciar distintas alternativas de control según el grado de participación del usuario final, las características del consumidor, la tecnología de comunicación usada, la forma de modificar la carga, el tipo de control efectuado, las tarifas empleadas, entre otros aspectos. Los primeros proyectos a gran escala de gestión directa de la demanda se sitúan en Estados Unidos con el control de equipos eléctricos para calefacción residencial, donde en 1968 un programa llevado adelante en Michigan mostró la importancia de una buena coordinación entre el almacenamiento de energía y la gestión de cargas eléctricas, así como de la disposición de los usuarios a brindar control sobre sus acondicionadores de aire y calentadores de agua eléctricos a cambio de un reembolso económico. Fuera de América del Norte, los programas fueron más limitados, con aplicaciones en Reino Unido y otros países de Europa, así como en Japón y Australia. Puntualmente, por medio de un programa de gestión directa de la demanda, en 1985 EDF logró una reducción del pico de demanda máxima del sistema de Francia del orden del 1.5% solo tres años después del inicio del mismo.

Es en la década de 1990 que la puesta en ejecución de distintos programas de gestión de la demanda a través de equipos con inercia térmica puso en evidencia su potencial para reducir los picos de demanda en los sistemas eléctricos. Tal es el caso del programa “Off Peak” de la cooperativa eléctrica United Power Association con sede en Colorado, Estados Unidos, que logró una reducción del pico del 14.22% (correspondiente a 92 MW sobre un total de 647 MW) mediante la gestión de equipos eléctricos para calefacción de ambientes, calentamiento de agua, aire acondicionado y bombas de riego.

En el caso particular de China, la imposibilidad de instalar centrales de generación eléctrica al mismo ritmo con que crecía la demanda también fomentó el desarrollo de este tipo de programas. En Beijing, en el período comprendido entre 1997 y 2003, se logró una reducción del pico de demanda del sistema al lograr que cerca del 67% la energía usada para calefacción se consumiera fuera de las horas pico.

Desde 2010, el notable avance de la infraestructura de comunicación permitió el desarrollo de nuevos proyectos. En particular, los mecanismos que gestionan cargas de calefacción eléctrica surgieron como una importante herramienta para reducir los picos de demanda en la red eléctrica, disminuir los costos de desequilibrio en las centrales eléctricas virtuales, facilitar el equilibrio de cargas, la regulación de frecuencia y mejorar el autoconsumo local.

Actualmente, múltiples proyectos alrededor del mundo involucran calentadores de agua residenciales para gestionar la demanda, si bien la mayoría abarcan unos pocos cientos de hogares. En la Sección 2.6 se presentan algunos proyectos destacados actuales que aplican la gestión directa de la demanda para reducir el consumo eléctrico durante los períodos de alta demanda o en situaciones críticas para el sistema eléctrico.

### 2.1.2. Antecedentes en Uruguay

En Uruguay, UTE trabaja para hacer asequible la energía eléctrica en el país [10]. La empresa aplica un control indirecto de la demanda de energía eléctrica que está consolidado a través de diversos mecanismos, siendo las tarifas eléctricas por franjas horarias y el control de la demanda máxima los métodos más antiguos y difundidos.

Las tarifas por franjas horarias buscan desplazar el consumo de energía eléctrica del horario pico a otros momentos de menor demanda, a través de señales de precio.

## Capítulo 2. Gestión de la demanda eléctrica con termotanques

UTE ofrece distintas tarifas de este tipo, que se describen en un pliego tarifario [11].

Por su parte, para controlar la demanda máxima del sistema, UTE utiliza el mecanismo de Potencia Contratada, que corresponde a la potencia máxima que el cliente acuerda con la empresa para su suministro. En caso de que las cargas máximas medidas superen dicho valor, UTE podrá facturar el exceso de demanda aplicando un recargo sobre el precio correspondiente al período en que se constata la sobrecarga, tal como lo establecen el Reglamento y el Pliego Tarifario vigentes [11]. Además, los clientes pagan un cargo fijo proporcional a la potencia contratada, de modo que contratar menos potencia implica un menor cargo. De esta forma, al incentivar a los clientes a contratar potencias más bajas (lo que limita la cantidad de equipos eléctricos que pueden encender simultáneamente) se contribuye a reducir los picos de consumo [12].

En el país también existen otros métodos de control indirecto. Un ejemplo son los programas de eficiencia energética, que tienen como objetivo promover prácticas y tecnologías que optimicen el uso de la energía eléctrica. Otro ejemplo se encuentra en los incentivos fiscales, que representan una herramienta para influir en el comportamiento de consumidores y empresas, como ocurre con la reducción de impuestos por la adopción de medidas de eficiencia energética.

Por último, el control directo de la demanda eléctrica es menos común, pero se está considerando cada vez más como una potencial herramienta para reducir el consumo eléctrico durante los períodos de alta demanda. Es de esperar que en el futuro próximo se presenten oportunidades de innovación en el comando remoto de equipos domésticos, siendo de particular interés para este estudio los termotanques eléctricos residenciales. En la Sección 2.6.1 se describe en detalle el Plan Piloto Termotanque Inteligente de UTE como un posible mecanismo de control directo de la demanda en el país.

En todos los casos, los mecanismos de control de la demanda utilizados no solo buscan mejorar la eficiencia del sistema eléctrico y reducir los costos para los clientes, sino que también fomentan un uso más responsable y eficiente de la energía eléctrica.

## 2.2. Acerca de los termotanques eléctricos

Los termotanques eléctricos son de particular interés para este estudio porque almacenan energía en forma de agua caliente y cuentan con una importante participación en la demanda total del sistema eléctrico uruguayo, especialmente durante los períodos de mayor demanda (horas pico). De esta forma, representan una destacada oportunidad para implementar estrategias de gestión de la demanda que contribuyan a mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico del país.

En esta sección se realiza una descripción del funcionamiento de estos equipos y sus principales parámetros de funcionamiento, lo que sentará las bases para desarrollar estrategias para su gestión.

### 2.2.1. Aspectos generales

Los termotanques eléctricos son dispositivos ON-OFF que producen agua caliente sanitaria mediante una resistencia eléctrica que por efecto Joule transforma energía eléctrica en calor. El agua caliente es almacenada en un depósito acumulador que permite mantener una reserva de agua caliente lista para usar en cualquier momento.

En su uso más extendido, estos equipos no son comandados por el usuario: se encuentran conectados a la alimentación eléctrica todo el tiempo y su consumo (que se atribuye al encendido de la resistencia eléctrica) varía según el uso del agua caliente, sin intervención directa del usuario [13]. Sin embargo, muchos usuarios comandan ellos mismos el termotanque (por ejemplo, encendiéndolo momentos antes de utilizar el agua caliente), así como también existen mecanismos de comando remoto, como el uso de

## 2.2. Acerca de los termotanques eléctricos

*timers* programables que, en presencia de tarifas de doble o triple horario, permiten desplazar el consumo hacia períodos de menor costo [11].

### 2.2.2. Relevancia para este estudio

Debido a que los termotanques eléctricos pueden almacenar agua caliente durante un importante período de tiempo sin que exista una pérdida significativa de calor con el ambiente, es posible encenderlos para calentar agua en momentos específicos del día y utilizar el agua caliente de forma posterior. Esta característica permite interrumpir su funcionamiento durante los períodos de mayor requerimiento del sistema eléctrico y trasladar las cargas a horarios posteriores.

En lo que respecta a la capacidad de reducción de la demanda que presentan estos equipos, se tiene que, al gestionar un total de  $K$  termotanques, cada termotanque  $i$  con una potencia  $X_i$  [W], la demanda teórica máxima de interrupción es de:

$$\text{Demanda máxima de interrupción [W]} = \sum_{i=1}^K X_i \text{ [W]} \quad (2.1)$$

Sin embargo, la diversidad de los usos del agua caliente que se efectúan en cada uno de los termotanques y la simultaneidad en la que ocurren estos usos hace que la demanda efectiva de interrupción sea bastante menor, tal como se verá a lo largo de este estudio.

### 2.2.3. Principios básicos de funcionamiento

El agua fría que proviene de la red general de agua ingresa por la parte inferior del tanque acumulador y es calentada a través de una resistencia eléctrica ubicada en su interior. El tanque acumulador está siempre lleno de agua y una aislación evita pérdidas de calor hacia el ambiente exterior. El agua caliente sale por la parte superior del tanque, tal como se representa en la Figura 2.1.

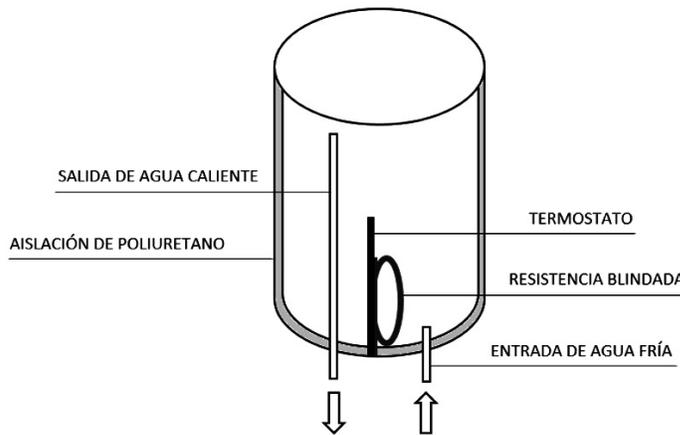


Figura 2.1: Estructura de los termotanques eléctricos.

El principio de funcionamiento de estos equipos se basa en la formación de capas de agua con diferentes temperaturas que no se mezclan entre sí. El fenómeno tiene lugar porque el agua se calienta y disminuye su densidad, se aloja en la parte superior

## Capítulo 2. Gestión de la demanda eléctrica con termotanques

del tanque acumulador y se forman capas de temperatura decreciente hacia la base del tanque, lo que explica por qué el agua caliente sale por la parte superior.

La resistencia eléctrica es el elemento que caracteriza a estos equipos como cargas puramente resistivas<sup>1</sup>. El funcionamiento de los termotanques es tal que un sensor de temperatura (termostato) regula la temperatura del agua encendiendo y apagando la resistencia eléctrica. La resistencia se enciende cuando la temperatura del agua es inferior a  $T_{INF}$  y se apaga cuando la temperatura del agua es superior a  $T_{SUP}$ , con  $T_{SUP} > T_{INF}$ .

Los valores de  $T_{INF}$  y  $T_{SUP}$  dependen de las características del termotanque. En algunos modelos, estos vienen predefinidos de fábrica, mientras que en otros casos pueden ser ajustados por el usuario dentro de ciertos límites, buscando optimizar el consumo energético y garantizar un equilibrio entre confort y eficiencia. La Figura 2.2 muestra el ciclo de funcionamiento de los termotanques eléctricos.

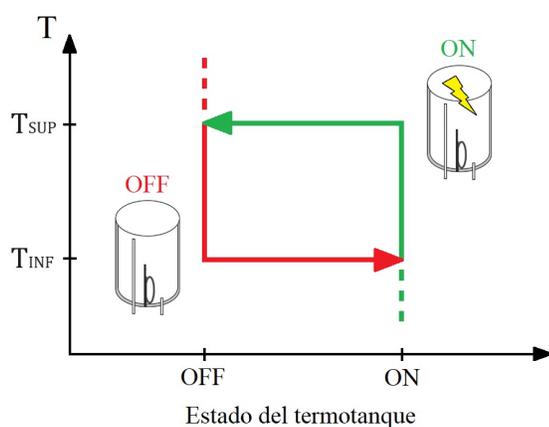


Figura 2.2: Representación del ciclo de calentamiento de agua en los termotanques.

### 2.2.4. Encendidos de los termotanques

Los termotanques se encienden cuando la temperatura del agua es inferior a  $T_{INF}$ , lo que ocurre en dos casos:

- Al recuperar la energía perdida en forma de calor con el ambiente a través de las paredes del termotanque. Estos son los *encendidos de restauración*.
- Al recuperar la energía perdida en forma de agua caliente en los usos que determina el usuario. Estos son los *encendidos de uso*, y son más largos que los encendidos de restauración debido a la mayor cantidad de energía necesaria para calentar el agua de reposición.

A modo de ejemplo, en el gráfico de la Figura 2.3 se muestra el consumo eléctrico asociado a la operación de un termotanque a lo largo de un día, distinguiendo entre los encendidos de restauración y de uso.

<sup>1</sup>Solo consumen potencia activa a un valor constante [13].

## 2.2. Acerca de los termotanques eléctricos

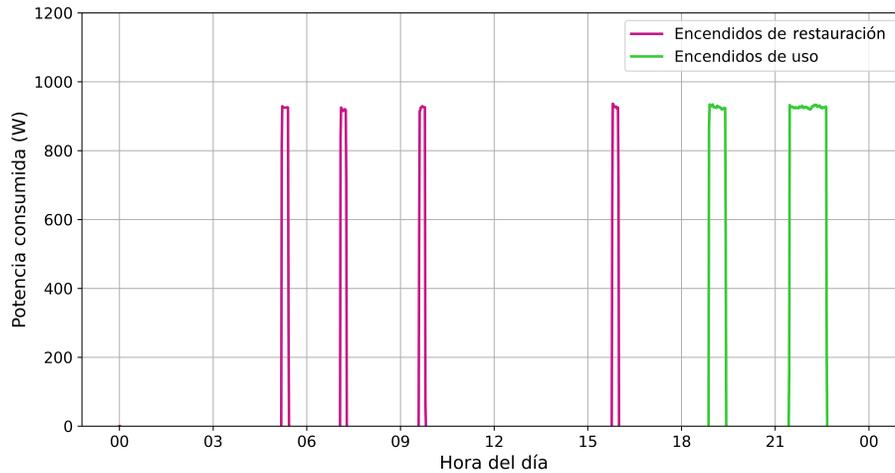


Figura 2.3: Gráfico de potencia consumida en función del tiempo durante la operación de un termotanque a lo largo de un día. En el mismo se distinguen cuatro encendidos de restauración y dos encendidos de uso.

### 2.2.5. Estados de operación

La operación de los termotanques se puede describir a través de cinco estados que se esquematizan en la Figura 2.4 y que se describen a continuación:

#### ■ Estado 1

A diferencia de los demás estados, aquí el termotanque está desenchufado, por lo que la resistencia no se está alimentando con corriente (equipo apagado). El agua en el tanque está a una temperatura que es inferior a  $T_{INF}$  y no hay entrada ni salida de agua al tanque (no hay demanda de agua caliente).

#### ■ Estado 2

El equipo está encendido (se alimenta la resistencia con corriente) y el agua en el tanque se está calentando. No hay entrada ni salida de agua al tanque porque no hay demanda de agua caliente.

El estado 2 puede ocurrir cuando:

- El termotanque se enciende luego de haber estado desenchufado durante un tiempo considerable (el equipo se encontraba anteriormente en el estado 1).
- Instantes previos se usó agua caliente del termotanque, por lo que ingresó agua fría y la temperatura del agua descendió por debajo de  $T_{INF}$ .
- No se usó agua caliente del termotanque recientemente pero hubo un intercambio de calor con el ambiente y la temperatura del agua descendió por debajo de  $T_{INF}$ .

#### ■ Estado 3

El equipo está apagado (no se alimenta la resistencia con corriente) y no hay entrada ni salida de agua al tanque (no hay demanda de agua caliente). La temperatura del agua se encuentra entre los valores  $T_{SUP}$  y  $T_{INF}$ .

▪ **Estado 4**

El equipo está apagado (no se alimenta la resistencia con corriente) y hay entrada y salida de agua al tanque porque hay demanda de agua caliente (sale agua caliente para consumo e ingresa agua fría de reposición). La temperatura del agua disminuyó pero no lo suficiente como para que el termostato ponga en funcionamiento la resistencia (la temperatura del agua se encuentra entre los valores  $T_{SUP}$  y  $T_{INF}$ ).

▪ **Estado 5**

El equipo está encendido (se alimenta la resistencia con corriente) y hay entrada y salida de agua porque hay demanda de agua caliente (sale agua caliente para consumo e ingresa agua fría de reposición). Instantes previos el termotanque estaba en el estado 4, hasta que la temperatura del agua disminuyó por debajo de  $T_{INF}$ , y el termostato puso en funcionamiento la resistencia para pasar al estado 5.

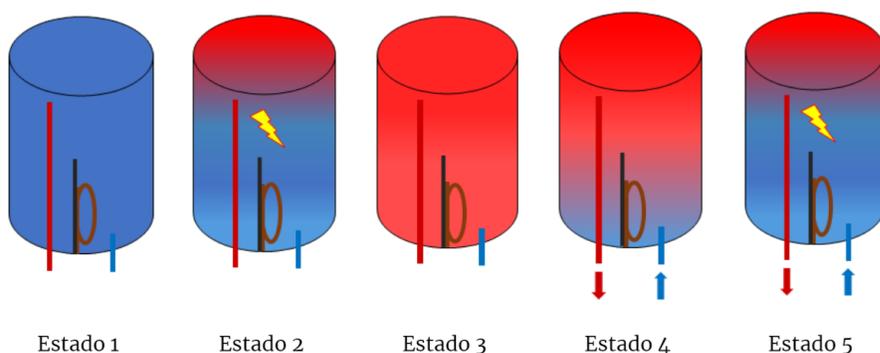


Figura 2.4: Representación de los estados de operación de los termotanques.

Conocer los estados de operación de los termotanques permite comprender las posibilidades de gestión de estos equipos. Estos equipos solo podrán ser gestionados cuando se alimenta la resistencia con corriente, esto es, en los estados 2 y 5, mientras que 3 y 4 son estados intermedios. Finalmente, el estado 1 es muy poco habitual y se excluirá del presente análisis, ya que se asume que los termotanques que participen del programa no serán desconectados de la red eléctrica (estarán continuamente enchufados).

### 2.3. Termotanques eléctricos en Uruguay

En Uruguay, los termotanques eléctricos residenciales se encuentran presentes en el 87% de los hogares y representan una importante fracción de su consumo promedio de energía, que se estima en más de un tercio del total [3].

En esta sección se presentan algunas nociones generales en lo que respecta al uso de estos equipos en Uruguay y que resultan relevantes para este estudio. La información presentada en las secciones 2.3.2 y 2.3.3 surge de datos relevados por UTE y corresponde a medidas del consumo de termotanques registradas por medidores intrusivos para un conjunto de usuarios que cuentan con estos equipos en sus hogares [5]. Si bien estos datos ofrecen una visión de la situación actual en cuanto al uso de los termotanques eléctricos en el país, su verdadera importancia se revelará en el Capítulo 4,

## 2.3. Termotanques eléctricos en Uruguay

donde serán usados para caracterizar un programa de gestión de la demanda aplicable al sistema eléctrico de Uruguay.

### 2.3.1. Uso de termotanques en los distintos puntos del país

Con base en las encuestas continuas de hogares (ECH) llevadas adelante por el Instituto Nacional de Estadística (INE) y su posterior procesamiento en la Dirección Nacional de Energía (DNE), se cuenta con mapas que representan los principales resultados relacionados con fuentes energéticas y equipos de confort de los últimos años en Uruguay [14]. El mapa presentado en la Figura 2.5 muestra información relativa al uso de termotanques eléctricos para calentamiento de agua en los hogares del país.

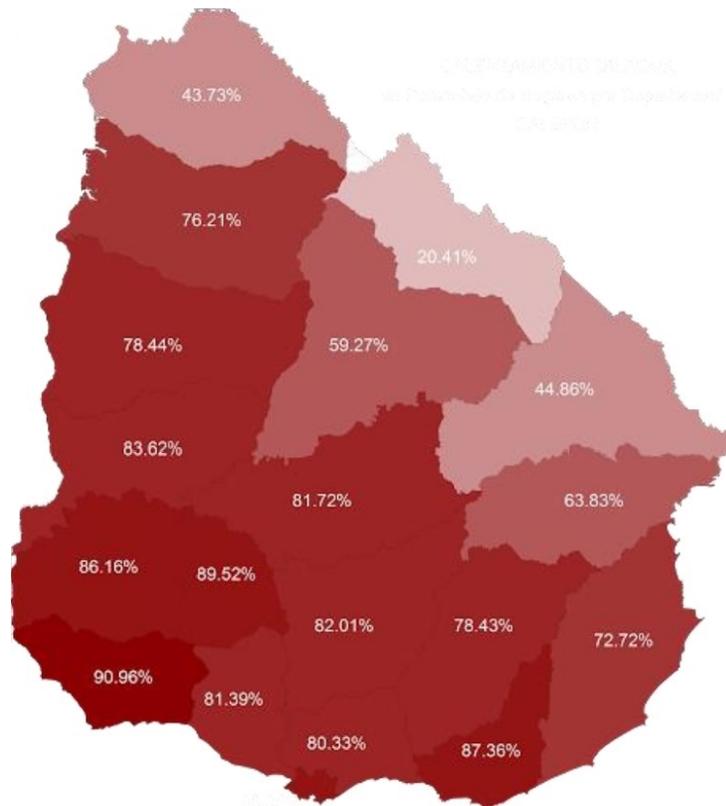


Figura 2.5: Porcentaje de hogares con termotanques eléctricos por departamento en Uruguay en el año 2012 [14].

Los datos presentados responden a la consulta sobre qué equipos se emplean para calentar agua como parte de los diferentes elementos de confort con los que cuentan los hogares. Se destaca que, además de los termotanques eléctricos, se utilizan calentadores de acumulación, calefones a gas y calentadores instantáneos. Además, al estudiar datos históricos, se observa un aumento constante en el uso de termotanques en detrimento del uso de calentadores instantáneos, y se encuentra que los artefactos usados para el calentamiento de agua están significativamente influenciados por la cercanía a la frontera con Brasil, donde los calentadores instantáneos (también conocidos como lluvieros eléctricos o duchas eléctricas) son más comunes [14].

### 2.3.2. Patrones de uso

El gráfico de la Figura 2.6 muestra, en promedio, cómo se distribuye el uso de los termotanques eléctricos en los hogares del Uruguay a lo largo del día para un conjunto de datos históricos relevados por UTE [5].

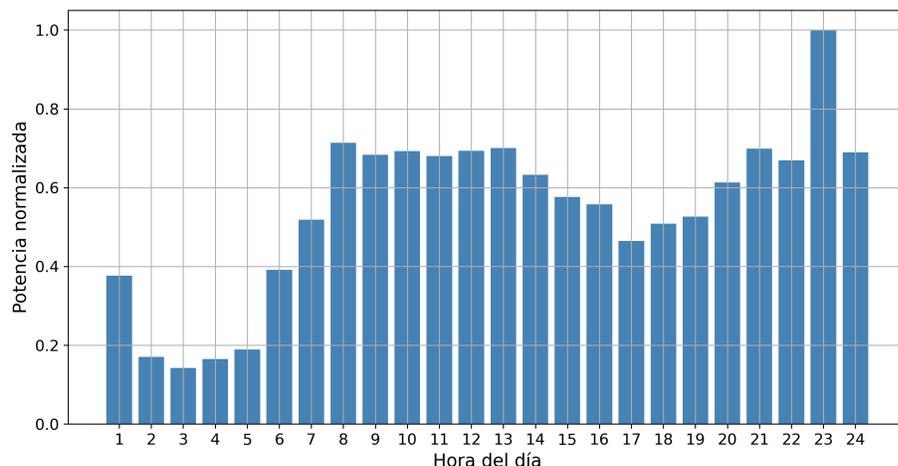


Figura 2.6: Distribución promedio del uso de termotanques eléctricos a lo largo del día basada en medidas históricas. Datos extraídos de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas del Estado (UTE) [5].

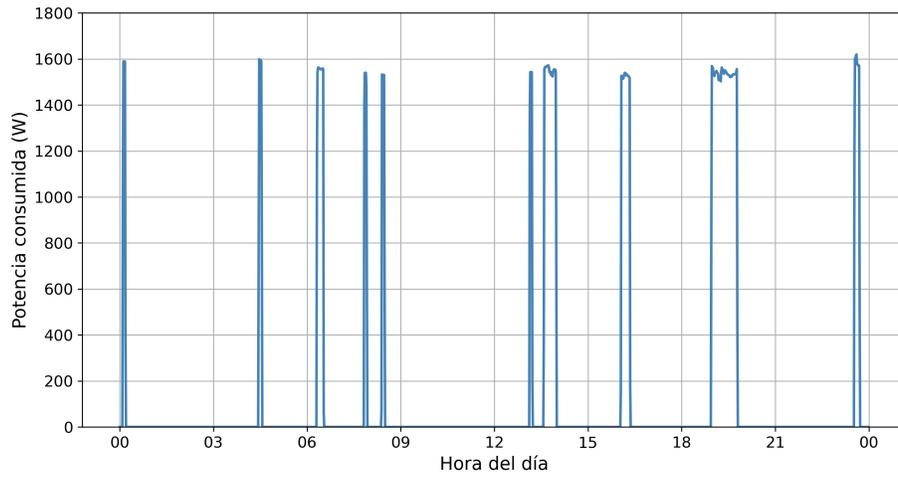
Esto pone de manifiesto el hecho de que la mayoría de las personas en Uruguay comienzan su día entre las seis y las ocho de la mañana, donde se observa que parte de los termotanques comienzan a operar. Además, se evidencia que en la tarde-noche tiene lugar el retorno al hogar desde el trabajo, estudio, deporte y otras actividades, con gran parte de estos equipos en operación. De acuerdo con la información presentada en el gráfico, se puede concluir de forma preliminar que la gestión de los termotanques tendrá un mayor impacto en las inmediaciones del mediodía y principalmente en la noche, donde las desconexiones podrían abarcar a una mayor proporción de estos equipos.

Si ahora se analiza cada termotanque de forma individual, tal como era de esperar se encuentra que estos equipos tienen breves encendidos atribuibles a la recuperación del calor intercambiada con el ambiente (encendidos de restauración), y encendidos más prolongados que responden a encendidos de uso. La Figura 2.7 muestra un ejemplo del comportamiento de dos de los termotanques relevados durante un día.

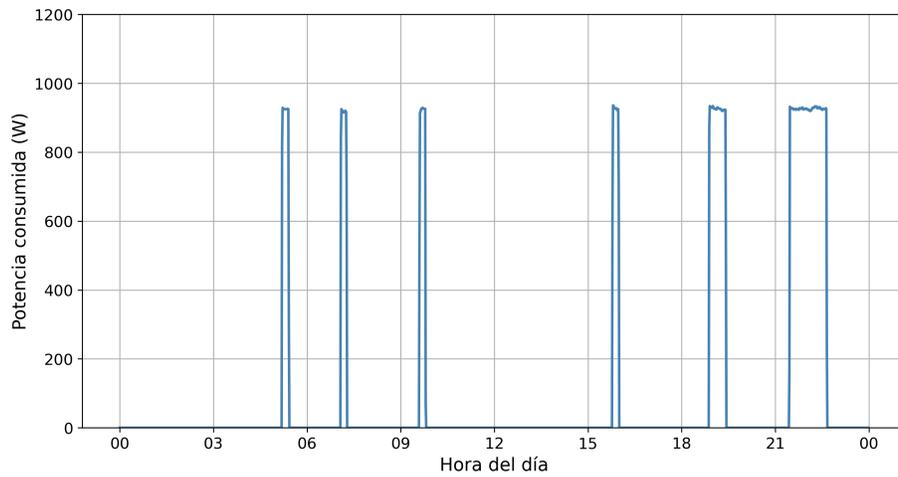
Por su parte, al estudiar el comportamiento estacional de los termotanques, se encuentra que los encendidos de uso son más prolongados en los meses más fríos respecto de los meses más cálidos, esto al calcular los tiempos promedios mensuales correspondientes a los encendidos de uso de los equipos relevados. Este interesante hecho es el resultado de los siguientes factores:

- En las estaciones más frías, el agua que ingresa al termotanque tiene una temperatura más baja, lo que aumenta la demanda de energía para calentar el agua.
- Una menor temperatura ambiente incrementa las pérdidas de calor por las paredes de los termotanques, lo que aumenta la demanda de energía para recuperar el calor perdido.

### 2.3. Termotanques eléctricos en Uruguay



(a) Termotanque TT-XXX600



(b) Termotanque TT-XXX292

Figura 2.7: Potencia consumida el 25/10/2023 por (a) el termotanque TT-XXX600 y (b) por el termotanque TT-XXX292. Datos extraídos de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas del Estado (UTE).

## Capítulo 2. Gestión de la demanda eléctrica con termotanques

- En los días más fríos, se requiere alcanzar una temperatura del agua más elevada para mantener el confort durante los usos del agua caliente, lo que también ocasiona un aumento en la demanda de energía para calentar el agua. Sin embargo, esto solo ocurre si el termostato es ajustado a una temperatura mayor.

Lo anterior pone de manifiesto la influencia de las condiciones estacionales en el consumo de los termotanques, lo que impactaría en un programa que gestione estos equipos.

Por último, se destaca que las similitudes en el clima y en el estilo de vida en el territorio uruguayo sugieren que el uso de los termotanques no experimenta variaciones significativas de una región a otra. Esta homogeneidad contrasta con la realidad de otros países, tal como ocurre en Noruega, donde un estudio realizado constató que el porcentaje de ciudadanos que se duchan a diario varía notablemente desde el 31 % en una región a 66 % en otra [15]. La uniformidad mencionada adquiere una relevancia significativa porque permitirá generalizar los resultados obtenidos de las mediciones realizadas para un grupo de termotanques al conjunto total de estos equipos en el país, tal como se estudia en detalle en el Capítulo 4.

### 2.3.3. Participación en la demanda de los hogares

El gráfico de la Figura 2.8 muestra la distribución promedio de la participación de los termotanques eléctricos del Uruguay en la demanda total del sistema a lo largo de un día. Este gráfico se obtuvo generalizando la distribución promedio del uso de termotanques eléctricos a lo largo del día (ver Figura 2.6) para todos los termotanques eléctricos del país, y contrastando con los datos correspondientes a la demanda total del sistema [16]. En el mismo se observa la importante participación del consumo de los termotanques en la demanda total del sistema, especialmente en el entorno del mediodía y principalmente en la noche, que es cuando los usuarios consumen más agua caliente. De acuerdo con esta información, en el mediodía la participación de estos equipos en la demanda total del sistema es en promedio de 7 %, mientras que en la noche esta cifra asciende a 8.5 %.

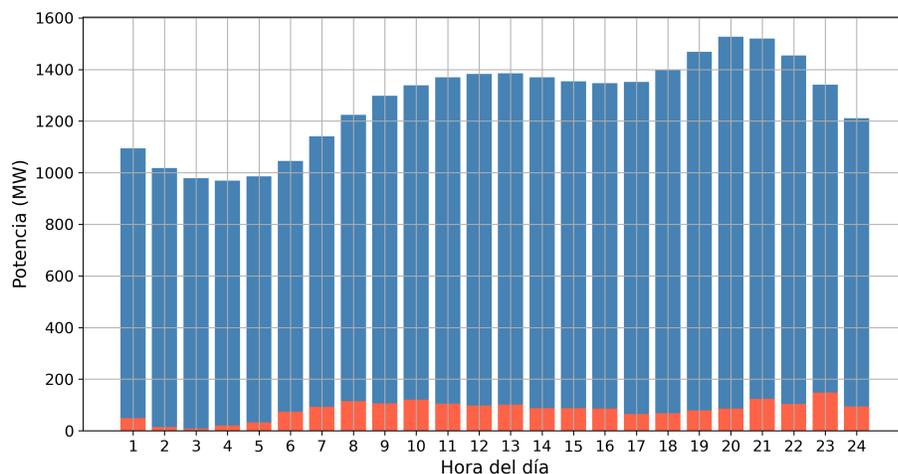


Figura 2.8: Participación horaria promedio del conjunto de termotanques del país en la demanda total del sistema. Datos extraídos de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas del Estado (UTE) [5] y del software MOP [16]. Datos del año 2022.

## 2.4. Consideraciones para la gestión eficiente de termotanques

Para implementar de forma eficiente un programa de gestión de la demanda con termotanques eléctricos, es esencial considerar una serie de factores que resultan determinantes. A lo largo de esta sección se estudian los efectos vinculados a las características de diseño de los termotanques, el uso de agua caliente por parte de los usuarios y otras consideraciones relacionadas con el nivel de participación en el programa y el confort de los usuarios. Los mismos son clave para determinar los instantes e intervalos de desconexión más apropiados.

Finalmente, se estudia el hecho de que cualquier interrupción conlleva una subsiguiente recuperación de la energía no suministrada durante dicho período, aspecto que resulta fundamental para un diseño efectivo del programa.

### 2.4.1. Diseño del termotanque

El diseño del termotanque es uno de los factores que más influyen en las posibilidades de control sobre estos equipos. Entre las características más destacadas se encuentran su potencia eléctrica, volumen de almacenamiento de agua y capacidad de aislamiento térmico.

#### Potencia eléctrica

La potencia eléctrica del termotanque está determinada por la capacidad de la resistencia eléctrica que actúa como elemento calentador de agua, y afecta directamente la velocidad con la que se calienta el agua. Para un volumen de termotanque dado, una menor resistencia implica menores tiempos de calentamiento, de modo que ante una eventual interrupción del equipo los usuarios tendrían una menor percepción de discomfort, mientras que por el contrario, una mayor resistencia implica mayores tiempos de calentamiento y por lo tanto, un aumento en la percepción del discomfort.

La potencia eléctrica también define el consumo de los termotanques cuando están conectados a la red, de modo que un mayor valor de potencia implica una mayor demanda de interrupción, con los beneficios que esto implica. No obstante, al momento de la reconexión, la recuperación de la energía no suministrada también generará un aumento significativo en la demanda de recuperación.

En lo que respecta a los termotanques comercializados en Uruguay, si bien algunas marcas usan resistencias más grandes para mayores volúmenes de acumulación, su potencia no varía mucho de un equipo a otro y se encuentra en el orden de los 1 500 W [17] [18].

#### Volumen de almacenamiento de agua

El volumen de almacenamiento de agua del termotanque es el parámetro más importante en la elección de estos equipos, ya que permite cubrir la demanda de agua caliente sanitaria requerida. Dicho volumen influye en la gestionabilidad de estos equipos porque está directamente relacionado con la capacidad para almacenar energía en forma de agua caliente. Cuanto mayor es el volumen del termotanque, mayor es la disponibilidad de agua caliente para los usuarios, que pueden usar esta agua por un tiempo considerable incluso si el equipo se encuentra apagado. Esto se traduce en la posibilidad de efectuar interrupciones más largas sin que los usuarios tengan una percepción de discomfort. No obstante, un mayor volumen también implica un período más extenso para recuperar la energía no suministrada durante la interrupción, lo

## Capítulo 2. Gestión de la demanda eléctrica con termotanques

que impacta directamente en la recuperación de la demanda, tal como se analizará en detalle en la Sección 2.4.6.

En Uruguay se comercializan termotanques con volúmenes comprendidos en el orden de 15 L a 110 L.

### Temperaturas de encendido y apagado ( $T_{INF}$ y $T_{SUP}$ )

Tal como se mencionó en la Sección 2.2.3, los valores  $T_{INF}$  y  $T_{SUP}$  determinan el ciclo de encendido y apagado de los termotanques. La temperatura  $T_{INF}$  generalmente se encuentra en el rango de 40 °C a 50 °C y determina que, si la temperatura del agua está por debajo de ese valor, se encienda la resistencia, mientras que la temperatura  $T_{SUP}$  suele situarse entre 60 °C y 70 °C y determina que si la temperatura del agua alcanzó ese valor, la resistencia se apague.

### Eficiencia

La eficiencia del termotanque es otro factor que impacta directamente en su rendimiento energético y en el desempeño de un programa para su gestión. Este parámetro está relacionado con la capacidad de convertir la energía eléctrica en calor para calentar agua minimizando las pérdidas y maximizando la transferencia de calor, y con la capacidad del termotanque para evitar pérdidas de calor al ambiente.

El aislamiento térmico de los termotanques es el principal determinante de su eficiencia porque permite reducir las pérdidas de calor con el ambiente y mantener el agua caliente durante más tiempo sin la necesidad de un calentamiento constante.

Los equipos que cumplen con los estándares más elevados de clasificación energética facilitan una gestión más exitosa. En Uruguay, el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) lleva adelante un Sistema Nacional de Etiquetado de Eficiencia Energética que establece la obligatoriedad del uso de etiquetas en la comercialización de termotanques. El etiquetado es tal que la categoría A representa la máxima eficiencia, seguida por B y en orden alfabético hasta la categoría G que es la menos eficiente. La Figura 2.9 muestra un ejemplo de etiquetado para un termotanque clase A, donde además de la clase de eficiencia energética antes mencionada, también se encuentra información relacionada con la identificación del fabricante y el modelo del equipo, el consumo de energía mensual en kWh (considerando que se vacía una vez por día) y el tiempo de calentamiento informado (correspondiente al tiempo que demora el equipo en volver a calentar el agua una vez que es vaciado) [19]. Los termotanques más eficientes (clase A) pueden generar ahorros de hasta un 15% en comparación con aquellos de clase C.

Adicionalmente, la Agencia Nacional de Eficiencia Energética de Uruguay proporciona una serie de recomendaciones para mejorar la eficiencia energética de estos equipos, entre las que se encuentran instalar los termotanques en gabinetes aislados y resguardados de flujos de aire, y evitar su instalación al aire libre [21].

### 2.4.2. Temperatura ambiente

La temperatura ambiente incide en una serie de variables que afectan el funcionamiento y uso de los termotanques eléctricos. Se trata de un parámetro no controlable que varía en el tiempo, principalmente de una estación a otra.

En primer lugar, influye en la temperatura del agua fría que ingresa al termotanque desde la red general de agua. A menor temperatura ambiente, el termotanque necesitará más energía para alcanzar la temperatura configurada  $T_{SUP}$ , lo que se traduce en un mayor tiempo de encendido del equipo. Lo contrario ocurre cuando la temperatura ambiente es más alta.

## 2.4. Consideraciones para la gestión eficiente de termotanques

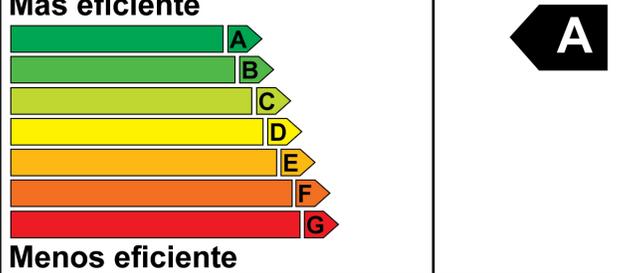
<b>Energía</b>		<b>CALENTADOR ELÉCTRICO DE ACUMULACIÓN</b>	
Fabricante o importador		Equipo S.A.	
Marca		<b>Tem</b>	
Modelo / Tensión nominal (V)		T1VTQ100CL3008/220-240	
Capacidad nominal (litros)		100	
Presión Nominal (MPa)		0,8	
Potencia nominal (kW)		1,5	
Temperaturas de ensayo del agua: fría 15 °C / caliente 65 °C			
<b>Más eficiente</b>			
<b>Menos eficiente</b>			
CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL (kWh) Con una extracción completa diaria de agua caliente		192,0	
TEMPERATURA MEDIA DEL AGUA EXTRAÍDA (°C)		52,0	
TIEMPO DE CALENTAMIENTO (hh:mm) (ΔT = 50 °C)		3:09	
<b>Norma UNIT 1157</b>			
<b>IMPORTANTE</b>			
EL CONSUMO REAL VARIA DEPENDIENDO DE LAS CONDICIONES DE USO DEL APARATO Y SU LOCALIZACIÓN.			
LA ETIQUETA SÓLO PUEDE SER RETIRADA POR EL USUARIO			
			

Figura 2.9: Etiqueta de un termotanque [20].

Además, la temperatura ambiente influye en la eficiencia global del termotanque, esto al afectar las pérdidas térmicas del equipo, que son mayores en días más fríos. De esta forma, la ubicación del termotanque es otro factor que afecta su rendimiento: los equipos instalados en exteriores o en lugares con exposición directa a bajas temperaturas requerirán más energía para mantener la temperatura del agua en comparación con aquellos ubicados en interiores o en baños, donde la temperatura ambiente suele ser más estable y cálida.

Como se mencionó anteriormente, a menor temperatura ambiente es habitual que los usuarios requieran de una mayor temperatura del agua para bañarse cómodamente. Esto no solo aumenta la demanda de energía como consecuencia de mayores tiempos de encendido del equipo, sino que también afecta negativamente la percepción de los usuarios en términos de confort térmico. Lo contrario sucede a mayor temperatura ambiente, donde la demanda de agua caliente del termotanque resulta menor debido a la mayor temperatura del agua de la red, sumado a que el desconfort percibido por los usuarios en este caso es menor.

## Capítulo 2. Gestión de la demanda eléctrica con termotanques

### 2.4.3. Patrones de uso de agua caliente

Si bien los factores antes vistos influyen significativamente en el tiempo requerido para enfriar y calentar el agua de los termotanques, el uso de agua caliente por parte de los usuarios de estos equipos es el factor más determinante para llevar a cabo una gestión eficiente.

De no existir usos de agua caliente de un termotanque conectado a la red, el equipo presentaría un patrón de consumo prácticamente periódico, con breves encendidos de restauración como consecuencia de pérdidas de calor con el ambiente. Por su parte, los encendidos de uso ocasionan consumos más extendidos en el tiempo y están condicionados por los patrones de utilización de agua caliente de los usuarios de los termotanques.

Así, la frecuencia y el tiempo durante el que se emplea el agua caliente en los hogares del país tendrá un importante impacto en el programa estudiado. Estos aspectos se estudian en detalle en el Capítulo 4, donde se caracteriza y modela un gestor de termotanques para cuantificar los efectos de su implementación en el sistema eléctrico uruguayo.

### 2.4.4. Nivel de participación en el programa

El nivel de participación en un programa de gestión de termotanques determina en gran medida el impacto del mismo, y por lo tanto su éxito. Esto se debe a que si bien estos equipos individualmente no se presentan como una opción atractiva para gestionar la demanda, cuando son considerados en conjunto y en cantidades significativas tienen un importante potencial.

Según la encuesta continua de hogares, se estima que en el año 2012 alrededor de 910 000 hogares contaban con un termotanque eléctrico [14]. Este número representa un límite superior de participación en el programa, si bien es fundamental reconocer que no todos los hogares estarán dispuestos o serán elegibles para participar, lo que en gran parte se explica por algunas de las barreras que se presentan en la Sección 2.7.

### 2.4.5. Confort de los usuarios

Es fundamental diseñar e implementar un programa de gestión de termotanques que considere el confort de los usuarios. En el artículo de Porteiro y Nesmachnow (2021) se pone de manifiesto que los usuarios son más propensos a participar en programas de gestión de termotanques si se implementan estrategias que no comprometan su comodidad y satisfacción [22]. Por lo tanto, es fundamental que estos programas consideren no solo la eficiencia energética y la estabilidad del sistema eléctrico, sino que también el bienestar de los usuarios como un aspecto central en su diseño e implementación. Esto puede lograrse mediante la aplicación de técnicas avanzadas de predicción y la participación activa de los usuarios en el proceso de interrupción.

En el mencionado artículo se presenta una metodología para cuantificar el confort de los usuarios mediante un índice de desconfort térmico, el cual se utiliza como métrica para evaluar el grado de confort térmico de los usuarios en relación con la temperatura del agua suministrada por los termotanques eléctricos. El índice considera factores tales como la temperatura ambiente, la temperatura del agua deseada por el usuario y la estabilidad de la temperatura durante el uso, y está definido de forma tal que cuanto menor sea su valor, mayor será el nivel de confort térmico experimentado por los usuarios. Su utilización en la optimización de la gestión de los termotanques permite ajustar de manera precisa los parámetros de control para satisfacer las necesidades de confort, evitando temperaturas que generen incomodidad durante el uso del agua caliente.

## 2.5. Tecnologías necesarias para gestionar la demanda

### 2.4.6. Recuperación de la energía no suministrada en la interrupción

En la interrupción de la operación de los termotanques existen efectos de recuperación como resultado de una perturbación en la diversidad natural de estos equipos [15]. Para explicar mejor este fenómeno, en la Figura 2.10 (a) se muestra un ejemplo del encendido de uso de seis termotanques (cada barra corresponde al encendido de uso de un equipo diferente). Estos tienen un patrón de consumo de agua caliente idéntico pero que ocurre en diferentes instantes: el termotanque N°1 se enciende primero y el N°6 se enciende último. La interrupción (representada en la región sombreada) comienza en  $t_0$  y finaliza en  $t_1$ , momento en que se reconectan los equipos.

En la Figura 2.10 (a) se observa que el termotanque N°1 es el único que no llega a ser interrumpido, mientras que los demás equipos, en mayor o menor medida, son interrumpidos. El área verde representa el período en el que se recupera la energía no suministrada como consecuencia de la interrupción realizada (termotanques N°2 a N°6), existiendo un desplazamiento de la demanda en el tiempo respecto de una situación en donde no hubiese tal interrupción. Es así que la demanda se traslada del período de interrupción comprendido entre  $t_0$  y  $t_1$  a un período posterior comprendido entre  $t_1$  y  $t_2$ .

Un resultado muy importante a destacar es que las interrupciones de los termotanques, además de ocasionar un desplazamiento de la demanda en el tiempo, generan una demanda de recuperación ligeramente mayor a la demanda original (sin interrupciones). Esto se debe a que, en el momento de la reconexión, todos los termotanques que fueron interrumpidos se encienden simultáneamente, mientras que en una situación sin interrupciones, estos equipos no necesariamente estaban encendidos al mismo tiempo. De esta forma, inmediatamente luego de la reconexión, se produce un pico de demanda que en condiciones normales (esto es, sin interrupciones), no estaría presente. Este fenómeno se observa en la Figura 2.10 (b).

El comportamiento estudiado para el ejemplo de la Figura 2.10 se puede generalizar para un parque conformado por  $N$  termotanques eléctricos, por lo que será importante considerar estos efectos al momento de implementar un programa en donde se gestionen estos equipos. A nivel del sistema eléctrico, si bien estas interrupciones permiten reducir la demanda del sistema, necesariamente estarán seguidas por un período de recuperación con un aumento en la demanda originalmente prevista. Este fenómeno se traduce en una presión adicional sobre la red eléctrica, por lo que resulta muy importante desarrollar estrategias efectivas para minimizar su impacto negativo en la estabilidad del sistema. En la Figura 2.11 se representa un posible desplazamiento de cargas eléctricas resultante de un programa de gestión de termotanques eléctricos residenciales teniendo en cuenta las consideraciones antes mencionadas.

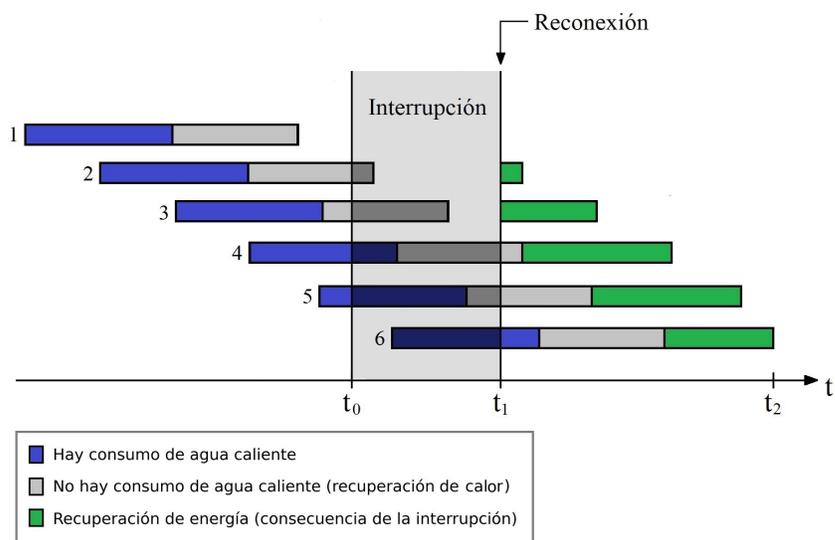
## 2.5. Tecnologías necesarias para gestionar la demanda

La gestión efectiva de cargas en un sistema eléctrico requiere una serie de tecnologías y herramientas necesarias para optimizar el consumo de energía y garantizar la estabilidad de la red. A continuación, y con base en [2, 9], se describen diferentes tecnologías de relevancia para una gestión eficaz de la demanda:

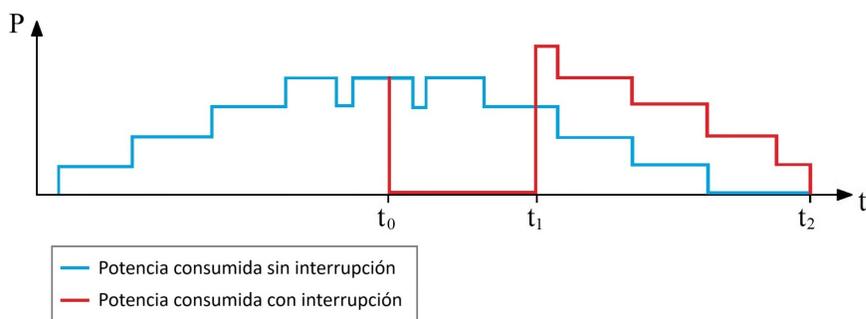
- **Tecnologías de comunicación**

Las tecnologías de comunicación de señales permiten el intercambio de información bidireccional en tiempo real, lo que permite a los centros de control enviar señales a los dispositivos gestionados para ajustar su funcionamiento y, al mismo tiempo, recibir datos sobre el consumo y el estado de los mismos.

Capítulo 2. Gestión de la demanda eléctrica con termotanques



(a) Esquema del comportamiento de los seis termotanques en el tiempo



(b) Consumo de potencia con y sin interrupción

Figura 2.10: Representación de un caso ejemplo donde se interrumpe la operación de un parque conformado por seis termotanques eléctricos.

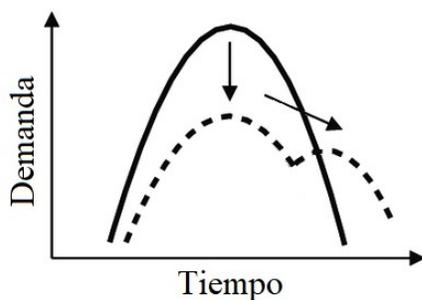


Figura 2.11: Representación de un posible desplazamiento de cargas eléctricas resultante de la gestión de termotanques eléctricos residenciales.

## 2.6. Escenario actual en Uruguay y el mundo

### ■ Tecnologías de control de cargas

Las tecnologías de control de cargas permiten regular y optimizar el uso de energía eléctrica de los dispositivos gestionados en función de las necesidades de la red y los patrones de consumo de los usuarios. Estos sistemas utilizan algoritmos de control avanzados para gestionar el encendido y apagado de las cargas, así como para ajustar los niveles de potencia, con el fin de equilibrar la oferta y la demanda. Además, pueden incluir funcionalidades para anticipar o responder a variaciones en la demanda, brindando flexibilidad y confiabilidad al sistema eléctrico.

### ■ Tecnologías de medición

Las tecnologías de medición, como los medidores inteligentes, se encargan de registrar el consumo de los clientes en intervalos cuya resolución sea al menos la de los programas que se tratan de poner en marcha. Estas permiten registrar los datos de consumo totalizados en períodos, o bien directamente la curva de carga horaria o cuarto-horaria, proporcionando una visión precisa y detallada del uso de energía a lo largo del tiempo.

### ■ Sistemas de control avanzados

Los sistemas de control avanzados permiten la automatización de la gestión de cargas, aplicando algoritmos de optimización para equilibrar la oferta y la demanda de energía eléctrica en tiempo real. Estos sistemas ayudan a tomar decisiones informadas sobre cuándo interrumpir o restablecer la carga en función de múltiples variables.

### ■ Inteligencia Artificial

La Inteligencia Artificial (IA) permite realizar análisis predictivos avanzados y el uso de capacidades de aprendizaje automático. Esto posibilita anticipar patrones de consumo, identificar tendencias de uso y optimizar el consumo de energía, lo que resulta en una mayor eficiencia y una reducción significativa de los costos operativos.

Cuando se combinan de manera efectiva, estas tecnologías permiten gestionar eficientemente la demanda eléctrica.

## 2.6. Escenario actual en Uruguay y el mundo

A continuación se presenta un resumen del contexto actual en lo que respecta a la gestión directa de la demanda eléctrica, tanto en Uruguay como a nivel mundial. Se examinan proyectos y planes piloto relacionados con la gestión de equipos eléctricos, destacando los equipos de inercia térmica como de particular interés. Además, se exploran las ventajas y desafíos que implica implementar este tipo de programas.

### 2.6.1. Plan Piloto Termotanque Inteligente en Uruguay

En 2017, se lanzó en Uruguay el Plan Piloto Termotanque Inteligente de UTE. Cerca de 140 clientes residenciales, que contaban con termotanques clase A, se unieron al plan y recibieron un descuento de 244 pesos en su factura mensual durante el período piloto. El plan incluía la instalación sin costo de un timer inteligente, el cual medía el consumo del termotanque y permitía su control remoto. Este dispositivo podía comunicarse con UTE a través de la red de fibra óptica o celular, proporcionando información del consumo total del hogar cada quince minutos, lo que permitía un seguimiento preciso a lo largo del día.

## Capítulo 2. Gestión de la demanda eléctrica con termotanques

De esta manera, UTE podía hacer un estudio personalizado del consumo del termotanque y desarrollar estrategias de control automático más eficientes. El criterio de control se basaba en optimizar los horarios de funcionamiento del termotanque, desplazando el consumo hacia momentos del día con menor carga en la red eléctrica, sin comprometer el confort del usuario. Además, los usuarios tenían la capacidad de programar el encendido y apagado del equipo según los horarios más convenientes para el hogar, utilizando una aplicación sencilla para tablet o celular que también mostraba el consumo. El objetivo del plan era establecer estrategias de control para los termotanques, con el fin de maximizar la eficiencia en el uso de la red eléctrica y optimizar la generación de energía, sujeto a las necesidades de agua caliente de cada cliente [23].

En el año 2019 se dio inicio a la segunda etapa del Plan Piloto, que hasta el momento había logrado ahorros mensuales del 17% en el consumo eléctrico de los hogares participantes. Este ahorro se reflejaba tanto en una reducción directa del consumo de energía como en una disminución del monto total de la factura eléctrica para los clientes. En esta nueva etapa, el número de equipos se amplió a más de 800, manteniendo el mismo objetivo: ahorrar en el calentamiento de agua sin comprometer el confort de los usuarios. En este sentido, los termotanques se programaban para optimizar su uso, siempre respetando las necesidades de agua caliente de los clientes, quienes a cambio obtenían un descuento en la factura durante el primer año después de la instalación del timer inteligente.

De esta forma, los dispositivos inteligentes permiten una gestión centralizada por parte de UTE que podría ser aprovechada para controlar los picos de demanda en las subestaciones a las que están conectados los usuarios de los termotanques, contribuyendo así a reducir los picos de demanda en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este enfoque tendría un beneficio potencial tanto para UTE, al posponer inversiones en infraestructura de distribución y generación, como para los clientes, quienes podrían beneficiarse de un mayor ahorro al utilizar los termotanques fuera de los horarios pico [24].

Adicionalmente, se destaca que este plan permitió recopilar datos detallados del consumo eléctrico asociado a los termotanques en distintos hogares residenciales [5]. Estos registros constituyen una base fundamental para el presente trabajo, ya que permiten caracterizar el comportamiento de la demanda vinculada a estos equipos y fundamentar su modelado en escenarios reales.

### 2.6.2. Proyectos relevantes a nivel mundial

La participación activa de la demanda en el sistema eléctrico ha sido objeto de numerosas experiencias a nivel global, tanto en clientes domésticos y comerciales como en grandes consumidores. Si bien las experiencias con grandes consumidores ya son parte de la práctica habitual en algunos mercados eléctricos, los programas dirigidos a pequeños consumidores son, en su mayoría, de carácter experimental [9].

En la actualidad, múltiples proyectos alrededor del mundo involucran calentadores de agua residenciales para gestionar la demanda eléctrica. Uno de los proyectos destacados es Pecan Street, iniciado en 2009 en Austin (Texas, Estados Unidos), que emplea dispositivos como termostatos inteligentes y sistemas de automatización que se comunican con medidores inteligentes conectados a los calentadores gestionables. En programas similares de Austin Energy, los consumidores reciben un reembolso por kWh de reducción de carga, y son avisados con cierta antelación sobre la interrupción. En Australia, la gestión de acondicionadores de aire es utilizada en proyectos como Energex PeakSmart CoolSaver de Ausgrid y Endeavour Energy, donde se han observado reducciones de hasta un 30% en la demanda máxima del sistema mediante incentivos económicos [1].

## 2.7. Principales barreras en la gestión de la demanda

La mayoría de los proyectos implementados hasta la fecha abarcan unos pocos cientos de hogares. Entre los más grandes se encuentran Tiko en Suiza, abarcando 4 500 hogares en 2017 y más de 7 000 en 2020, y Modellstadt en Alemania con 8 150 usuarios finales. Actualmente, Tiko opera en el mercado como central eléctrica virtual, controlando diferentes electrodomésticos de uso final, como calentadores de agua eléctricos y bombas de calor, para lograr reducciones de carga y respuesta de frecuencia. Otros proyectos más pequeños con características similares a Tiko incluyen los proyectos US Pacific Northwest GridWise en Estados Unidos. Estos buscan desarrollar y demostrar soluciones avanzadas de gestión de la demanda en la región del Noroeste del Pacífico de los Estados Unidos, integrando tecnologías de energía inteligente, redes eléctricas avanzadas y sistemas de comunicación para mejorar la eficiencia, la confiabilidad y la resiliencia del sistema eléctrico [1].

Estos programas y dispositivos permiten a los consumidores participar activamente en la gestión de la demanda, incentivando la reducción del consumo eléctrico durante los períodos de alta demanda o en situaciones críticas para el sistema eléctrico.

## 2.7. Principales barreras en la gestión de la demanda

A continuación, se distinguen algunas de las principales barreras que dificultan la implementación efectiva y el desarrollo de programas de gestión de la demanda en los sistemas y mercados eléctricos.

### 2.7.1. Barreras tecnológicas

La implementación efectiva de tecnologías para gestionar la demanda eléctrica presenta varios desafíos que requieren de soluciones cuidadosas. Uno de los principales problemas es la falta de interoperabilidad entre diferentes sistemas y dispositivos, lo que puede complicar tanto la adopción como la integración de estas nuevas tecnologías.

Además, es importante asegurar la protección de los datos de los consumidores en los sistemas de control y comunicación, dado que la confianza de los usuarios respecto a la gestión de datos es fundamental para promover la aceptación y continuidad en el uso de estas tecnologías. Por lo tanto, se deberán implementar medidas robustas de seguridad cibernética y salvaguardias de privacidad para proteger la información confidencial de los usuarios.

### 2.7.2. Barreras económicas

Las barreras económicas se relacionan con los costos de la implementación de programas de gestión de la demanda, que incluyen la inversión inicial en infraestructura y tecnología, así como la perspectiva de un retorno de la inversión relativamente bajo. Estos costos elevados pueden desalentar la participación de los consumidores si los beneficios económicos no son claros o si no se ofrecen incentivos suficientes. En el caso específico de la gestión de termotanques eléctricos, si los clientes no perciben una rentabilidad adecuada, es poco probable que opten por participar en el plan.

Asimismo, se destaca que los costos iniciales asociados con la adquisición y despliegue de dispositivos de comando inteligente, tales como medidores avanzados y sistemas de control remoto, pueden ser significativos, particularmente al ser implementados a gran escala en sistemas eléctricos extensos.

### 2.7.3. Barreras culturales y sociales

Las barreras culturales y sociales están vinculadas con la percepción y comprensión de los consumidores en relación con los programas de gestión de la demanda. Para muchos, el suministro eléctrico se percibe como un derecho o servicio público fundamental, lo que puede obstaculizar la aceptación de enfoques que impliquen cambios en su consumo o en las tarifas. Además, la falta de conocimiento acerca de los beneficios y el funcionamiento de estos programas puede generar resistencia entre los consumidores.

Las preocupaciones sobre la privacidad de los datos también juegan un papel importante, especialmente si los sistemas de gestión de la demanda implican la recopilación y el análisis de información sobre el consumo eléctrico de los usuarios.

Por último, la incertidumbre sobre el control externo de sus dispositivos también puede generar escepticismo o resistencia hacia estos programas.

### 2.7.4. Barreras regulatorias y legales

Las barreras regulatorias y legales constituyen un factor crucial que influye en la efectividad de los programas de gestión de la demanda en los mercados eléctricos a nivel nacional. Estas barreras se refieren a las estructuras y políticas establecidas en cada país que pueden dificultar la implementación óptima de estrategias de gestión de la demanda. Entre las principales restricciones se encuentran aquellas relacionadas con la participación directa de los pequeños consumidores en el mercado eléctrico, así como limitaciones en los incentivos financieros para fomentar una demanda más activa.

La superación de estas barreras es esencial para promover un entorno propicio para la gestión eficiente de la demanda eléctrica. Esto implica la necesidad de reformas regulatorias que fomenten la participación activa de los consumidores, así como la creación de incentivos financieros adecuados que estimulen la adopción de prácticas de gestión de la demanda más sostenibles y eficientes.

### 2.7.5. Barreras de infraestructura de red

En ocasiones, puede que la infraestructura de red existente no sea suficiente para soportar la implementación de tecnologías de gestión de la demanda. Este problema suele ser más evidente en áreas donde la infraestructura es antigua y necesita ser modernizada para satisfacer las demandas actuales. En consecuencia, podrían ser necesarias inversiones adicionales para mejorar la infraestructura de red y facilitar la integración de estas nuevas tecnologías.

Abordar estos aspectos es esencial para asegurar el éxito de los programas de gestión de la demanda y para fomentar la participación activa de los consumidores en la optimización del sistema eléctrico.

## Capítulo 3

# Generalidades del sistema eléctrico uruguayo y potenciales impactos de la gestión de la demanda eléctrica con termotanques

Los sistemas eléctricos constituyen la infraestructura esencial para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, abarcando una red compleja de instalaciones y equipos [25]. Se diseñan, planifican y construyen para satisfacer las necesidades de consumo eléctrico, tanto en términos de generación como de distribución [9].

Tradicionalmente, estos sistemas se pensaban para atender las necesidades instantáneas de consumo, con una generación y redes eléctricas capaces de suministrar el máximo consumo demandado, y con una noción primitiva de la generación siguiendo a la demanda. Sin embargo, esta dinámica ha evolucionado como consecuencia de las constantes transformaciones del panorama energético actual, caracterizado por:

- La creciente participación de fuentes de generación intermitentes como eólica y solar fotovoltaica, cuya disponibilidad está ligada a condiciones climáticas.
- El aumento de la generación distribuida, tanto renovable como no renovable, cerca de los puntos de consumo y con capacidad de control limitada.
- La difusión generalizada de tecnologías de comunicación más asequibles, tal como se estudió en el Capítulo 2.

Esta transición hacia sistemas eléctricos distribuidos, basados en fuentes renovables y tecnológicamente avanzados, ha propiciado un entorno para el desarrollo de programas dinámicos de gestión de la demanda en distintas partes del mundo [9]. Este tipo de programas buscan optimizar la operación del sistema y establecer políticas de inversión eficaces para garantizar un suministro eléctrico seguro y de calidad [26].

En este capítulo se presenta un análisis detallado del sistema eléctrico uruguayo y sus componentes principales. También se estudia el crecimiento proyectado de la demanda para los próximos años y aspectos relacionados con la operación y planificación del abastecimiento. A su vez, considerando los aspectos estudiados en el Capítulo 2, se realiza una primera evaluación de los potenciales impactos de un programa de gestión de la demanda con termotanques en el sistema eléctrico del país.

## Capítulo 3. Generalidades del sistema eléctrico uruguayo y potenciales impactos de la gestión de la demanda eléctrica con termotanques

Este capítulo sienta las bases para identificar estrategias que permitan una gestión más eficiente de los termotanques, temáticas que serán desarrolladas en mayor profundidad en los capítulos siguientes.

### 3.1. Principios elementales de los sistemas eléctricos

Para que la electricidad pueda ser utilizada, existe un sistema físico que permite y sustenta el proceso desde su generación hasta su utilización y consumo final: los sistemas eléctricos [25].

A continuación se presentan algunos aspectos clave de la energía eléctrica que la diferencian de otros vectores energéticos, así como ciertas características de los sistemas eléctricos que serán de interés para el presente estudio:

- La energía eléctrica aún no se puede almacenar a gran escala con costos razonables, por lo que debe existir un balance entre lo producido y consumido, de forma tal que la generación de electricidad debe ser, en tiempo real, igual a la demanda.
- La demanda de energía eléctrica varía con el tiempo en función de distintos factores tales como los hábitos de consumo de la población, la estructura productiva de la economía, el clima y la estación del año. A su vez, esta demanda es estacional y fluctúa según la hora del día y el momento del año.
- Tanto la demanda como el costo de generar una unidad adicional de electricidad varían continuamente a lo largo del tiempo.
- El costo de funcionamiento de cada central de generación de energía eléctrica es diferente y depende de diversos factores, como pueden ser el precio del combustible y los gastos de mantenimiento, entre otros.
- En todo momento se busca satisfacer la demanda del sistema y al mismo tiempo minimizar el costo de producción. Esto resulta en la necesidad de efectuar un despacho económico de carga para lograr la operación óptima, de modo que las primeras centrales en inyectar energía eléctrica al sistema serán las de menor costo marginal de operación.

En la siguiente sección se presentan las generalidades del sistema eléctrico uruguayo para luego adentrarnos en la caracterización de los distintos elementos que lo componen.

### 3.2. Generalidades del sistema eléctrico uruguayo

El sistema eléctrico del país cuenta con una infraestructura que abarca generación, transmisión y distribución, permitiendo abastecer la demanda de los distintos sectores de actividad. En este contexto, los sistemas de transmisión y distribución resultan fundamentales para permitir el transporte eficiente de la energía eléctrica y asegurar un suministro confiable, mientras que la tarea de planificación y coordinación de la producción y distribución de energía eléctrica que realiza el Despacho Nacional de Cargas (DNC) permite garantizar el suministro confiable y eficiente a los usuarios, al asegurar que en todo momento la generación de energía se ajuste a la demanda al mínimo costo posible.

Se destaca que el sistema eléctrico uruguayo presenta una gran confiabilidad. Según el Índice de Competitividad Global, el país ocupa el primer puesto de América Latina

### 3.3. Demanda de energía eléctrica en Uruguay

en relación con la calidad del suministro eléctrico [27]. Además, existe una alta participación del sector residencial y una gran tasa de electrificación que, según datos del Balance Energético Nacional del año 2021 de la Dirección Nacional de Energía (DNE), se encuentra en 99.9 %.

### 3.3. Demanda de energía eléctrica en Uruguay

La demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) puede definirse como la potencia o energía requerida en cada instante para satisfacer las necesidades nacionales de consumo eléctrico. La misma se obtiene como la suma de la energía generada por los principales generadores de energía eléctrica de UTE conectados al sistema de transmisión, la energía generada por los productores conectados a la red de distribución y las importaciones netas de energía eléctrica (esto es, considerando las importaciones menos las exportaciones) [28].

Tal como se mencionó en el Capítulo 1, en este trabajo se emplea el término *demanda* para hacer referencia tanto a la demanda instantánea de energía eléctrica como a la cantidad de energía eléctrica demandada en determinados intervalos de tiempo, como ser meses o años. Como se estudiará a continuación, la demanda es variable en función de aspectos vinculados a la actividad humana (estacionalidad, laboralidad, actividad económica y eventos singulares) y de acuerdo a factores climatológicos (temperatura fundamentalmente) [29]. Además, puede ser atribuida a distintos sectores de la economía, siendo de particular interés para este estudio el sector residencial porque allí se encuentra la demanda asociada a los termotanques eléctricos residenciales.

#### 3.3.1. Comportamiento histórico de la demanda

En los últimos años, Uruguay ha mostrado un crecimiento sostenido en la demanda de energía eléctrica. Como se observa en el gráfico de la Figura 3.1, para el período 2012-2022, la demanda anual pasó de 9 670 GWh en el año 2012 a 11 520 GWh en el año 2022, lo que representa un incremento del 19.1 % en 11 años y un crecimiento anual promedio del 1.7 %. Cabe destacar que estas cifras corresponden a la demanda medida a nivel de generación, es decir, incluyen las pérdidas en transmisión y distribución, pero no consideran las exportaciones de energía.

En el año 2023, la demanda de energía eléctrica del Uruguay alcanzó los 11.8 TWh, el mayor registro hasta esa fecha.

#### 3.3.2. Comportamiento de la demanda por sector

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica en Uruguay varía por sector, en función de las necesidades y patrones de consumo de cada actividad económica. La mayor participación en el consumo eléctrico se encuentra en el sector residencial, caracterizado por un considerable número de consumidores con un consumo reducido. Esto se pone de manifiesto en el gráfico de la Figura 3.2, donde se observa que en el año 2023 el sector residencial tuvo una participación en el mercado interno del consumo de energía eléctrica del 43 %.

#### 3.3.3. Comportamiento estacional de la demanda

La estacionalidad explica la existencia de fluctuaciones predecibles en el consumo de energía a lo largo del año. En el gráfico de la Figura 3.3 se observa este comportamiento para el año 2022.

Capítulo 3. Generalidades del sistema eléctrico uruguayo y potenciales impactos de la gestión de la demanda eléctrica con termotanques

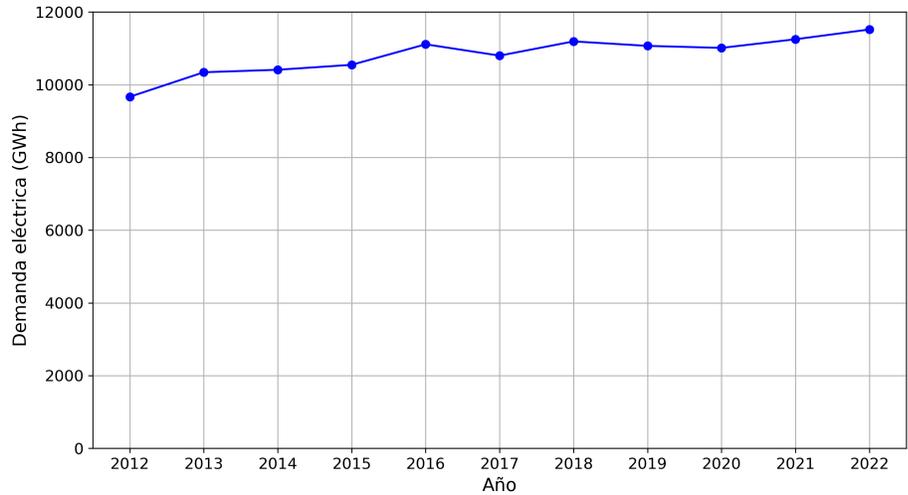


Figura 3.1: Demanda anual de energía eléctrica en Uruguay para el período 2012-2022 [30].

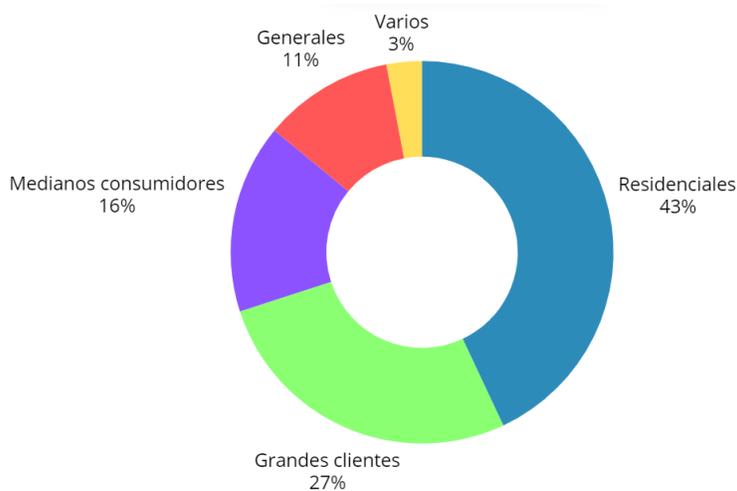


Figura 3.2: Participación en el consumo interno de energía eléctrica en Uruguay por categorías en el año 2023 [4]. Grandes Clientes incluye: Tarifa Grandes Consumidores y Agentes. Varios incluye: Autoconsumos, tarifas de Alumbrado Público, Zafra Estival y Movilidad eléctrica. Residenciales incluye: Residencial, Consumo Básico Residencial, Doble Horario, Residencial y Triple Horario Residencial. Generales incluye: General y General Hora Estacional.

### 3.3. Demanda de energía eléctrica en Uruguay

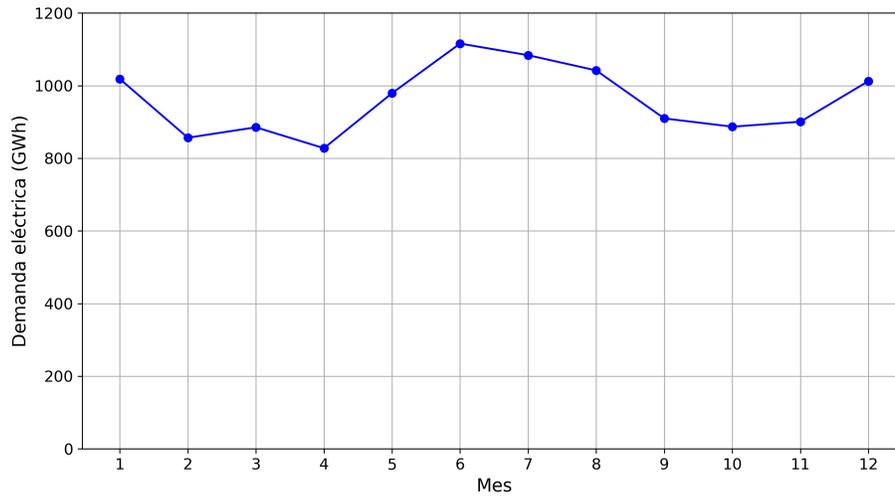


Figura 3.3: Demanda mensual de energía eléctrica en Uruguay en el año 2022 [31].

Las variaciones observadas en la demanda se deben al uso de calefacción eléctrica y en menor parte a la iluminación prolongada que aumentan la demanda durante los meses de invierno, mientras que en verano ocurre algo similar como consecuencia del uso de sistemas de refrigeración y aire acondicionado, lo que genera picos en el consumo. En el resto de las estaciones la demanda es más moderada debido a temperaturas más estables.

#### 3.3.4. Perfil diario de demanda

La curva de carga intradiaria es un gráfico que representa el consumo eléctrico en función del tiempo y que incorpora las variaciones de la carga a lo largo del día. La misma puede elaborarse a nivel de usuario, de sector, o de todo el mercado [32].

En Uruguay, el perfil de demanda se encuentra fuertemente determinado por los ciclos de consumo del sector residencial, que como se vio en la Sección 3.3.2, representa cerca del 40% del consumo de energía a nivel país (si bien también aportan oficinas, servicios e industrias). El perfil mencionado presenta variaciones dentro de ciertos parámetros conocidos por la experiencia o bien determinados por los patrones de consumo de los principales segmentos de consumidores, si bien por lo general son estables y predecibles debido a las tendencias que van mostrando a lo largo del tiempo [29].

Asimismo, este perfil varía según la estación del año: en invierno, los picos de demanda tienden a acentuarse debido al mayor uso de calefacción eléctrica, especialmente en las horas de la noche, mientras que en verano la demanda puede aumentar en horas de la tarde debido al uso intensivo de aires acondicionados, desplazando parcialmente el máximo de la noche hacia la franja vespertina.

De forma general, un perfil diario típico de demanda en Uruguay puede describirse de la siguiente forma:

- Una demanda relativamente baja en las primeras horas de la mañana, como resultado de que hogares y empresas aún no han comenzado sus actividades diarias.

### Capítulo 3. Generalidades del sistema eléctrico uruguayo y potenciales impactos de la gestión de la demanda eléctrica con termostanques

- Un aumento en la demanda a medida que se avanza la mañana y comienzan a desarrollarse las actividades en la mayoría de los hogares y en las empresas e industrias.
- Un máximo de demanda sobre el mediodía, como resultado de que la mayoría de las empresas y hogares están en plena actividad y utilizan una gran cantidad de energía eléctrica.
- Un gradual descenso de la demanda luego del mediodía, a medida que merma el consumo en hogares y empresas.
- Un máximo de demanda en la noche, como resultado de que la mayoría de los hogares están en plena actividad y utilizan una gran cantidad de energía eléctrica.
- Una disminución de la demanda durante las últimas horas del día, con un mínimo durante las primeras horas de la madrugada.

A modo de ejemplo, el gráfico de la Figura 3.4 muestra la curva de demanda horaria del día lunes 01 de julio de 2024 en Uruguay. Para este día se observa un primer pico sobre las 12:00 horas y un segundo pico (máximo) sobre las 21:00 horas, mientras que el mínimo tuvo lugar en las inmediaciones de las 04:00 horas.

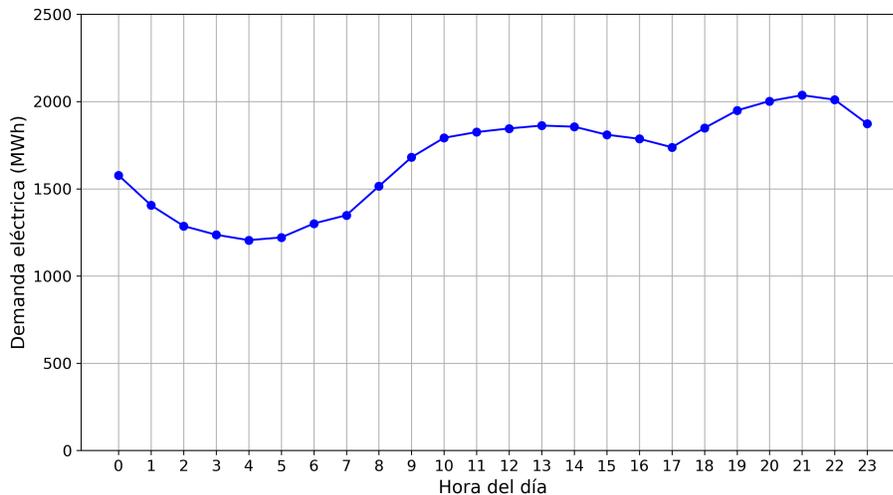


Figura 3.4: Curva de demanda horaria del día lunes 01 de julio de 2024 en Uruguay [33].

#### 3.3.5. Demanda pico máxima

El máximo valor de potencia demandada, denominada demanda pico máxima, asume un papel esencial en el abastecimiento de la demanda, ya que junto a la capacidad de respuesta del sistema eléctrico determinarán si es posible lograr el suministro de energía eléctrica requerido. Además, es un factor muy importante en el momento de planificar y realizar inversiones para garantizar que el sistema tenga suficiente capacidad.

La demanda pico máxima anual o potencia máxima de demanda anual tiende a crecer año a año, tal como se observa en el gráfico de la Figura 3.5 para el período 1995-2022. En el año 2022 el mayor pico de demanda se registró el viernes 09 de

### 3.3. Demanda de energía eléctrica en Uruguay

diciembre sobre las 15:45 horas con 2 242 MW, equivalente al 46 % de toda la potencia instalada del país. Esto ocurrió en medio de una ola de calor y fue por primera vez, al menos desde 1999, que el máximo de demanda anual se registró en diciembre. Este cambio estructural puede atribuirse a la creciente incorporación de equipos de aire acondicionado para enfriar ambientes [34].

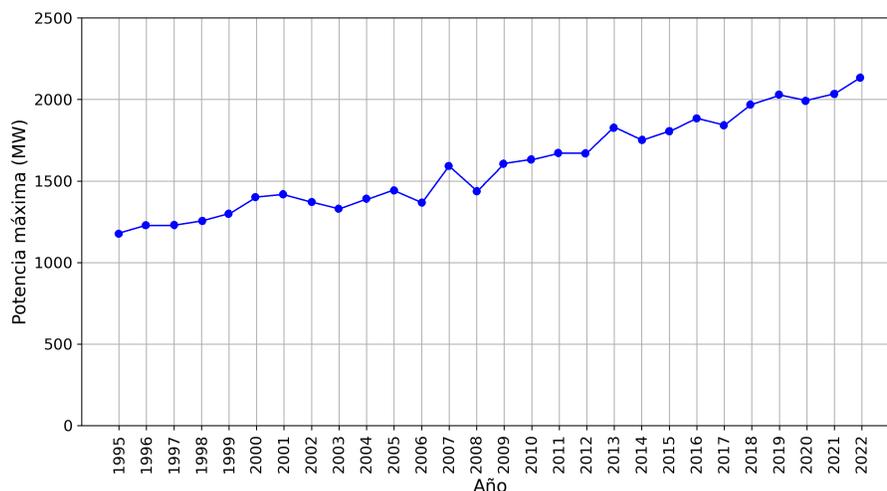


Figura 3.5: Evolución de la potencia máxima anual en Uruguay para el período 1995-2022 [35].

Finalmente, se destaca que el momento del año en el que ha tenido lugar el pico máximo de demanda anual ha variado de un año a otro. Por ejemplo, el pico máximo del año 2021 fue el día 28 de junio con 2 128 MW, un 1.9 % superior al pico del año 2020 que tuvo lugar en el verano.

#### 3.3.6. Proyección de la demanda

El consumo energético crece constantemente a nivel mundial, y las perspectivas a mediano plazo son de un crecimiento sostenido de la demanda eléctrica [2]. El incremento poblacional mundial, junto con el crecimiento de las economías en desarrollo y los procesos globales de urbanización, han generado un aumento de la demanda de energía eléctrica que se prevé que a nivel mundial aumente un 30 % para 2040, según el World Energy Outlook de la Agencia Internacional de Energía.

En lo que respecta a Uruguay, la demanda futura de energía eléctrica dependerá de distintos factores, entre los que se destacan el crecimiento económico del país, la evolución de los patrones de consumo energético y el desarrollo de nuevos sectores como pueden ser el transporte eléctrico o los centros de procesamiento de datos.

En particular, ADME prevé que la demanda eléctrica en el país continúe creciendo a una tasa promedio anual del 2 % en el período 2023-2027, en línea con las tendencias observadas en años recientes. Este crecimiento reflejará tanto el incremento del consumo en sectores tradicionales como la aparición de nuevas aplicaciones eléctricas, lo que exigirá una planificación adecuada del sistema eléctrico para garantizar la confiabilidad del suministro [36].

### 3.4. Generación de energía eléctrica en Uruguay

Históricamente, la generación de energía eléctrica en Uruguay se basó en grandes grupos de generación con una capacidad conocida que permitía responder a la demanda de forma clara y previsible. Desde hace algunas décadas, esta generación centralizada se ha estado modificando hacia una generación distribuida y renovable.

Actualmente el país se posiciona como líder de generación de energía eléctrica basada en fuentes renovables en América Latina. Desde el año 2007, Uruguay ha tenido un cambio estructural en lo que refiere a la generación energética a partir de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), con un significativo incremento en la participación de la energía eólica en la matriz de generación, lo que contribuye con el medio ambiente y brinda réditos económicos y mayor bienestar a la ciudadanía [37] [38].

#### 3.4.1. Comportamiento histórico de la generación

La Figura 3.6 muestra la generación anual de energía eléctrica por fuente en el período 2010-2022. Se observa la predominante participación de la generación hidroeléctrica y el crecimiento en el tiempo de la generación eólica, dos tecnologías que actualmente constituyen las principales fuentes de generación de energía eléctrica del país.

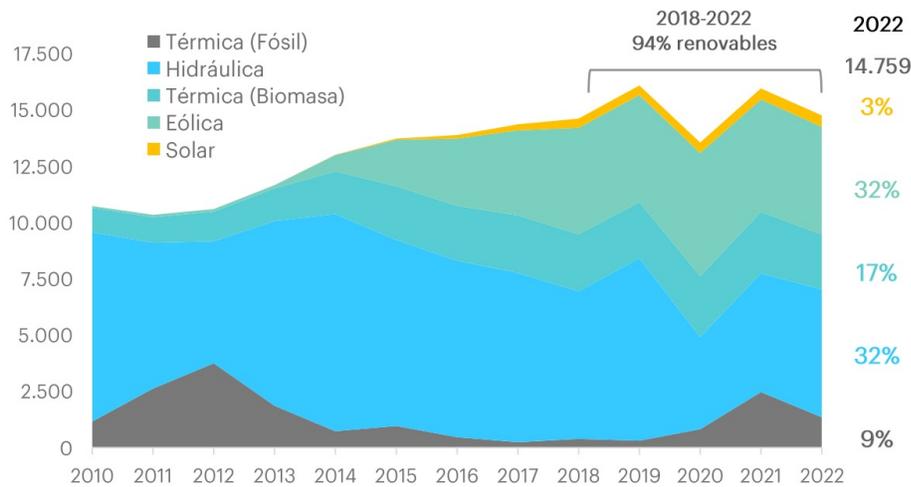


Figura 3.6: Generación anual de energía eléctrica por fuente en Uruguay en GWh para el período 2010-2022 [27].

Se estima que en un año de lluvias normales para Uruguay, el 97 % de la demanda eléctrica nacional sería cubierta por las energías renovables. Entre 2018 y 2022 la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables fue, en promedio, del orden del 94 %, lo que se explica porque en el año 2022 ocurrió una reducción en la generación hidráulica ocasionada por las sequías, lo que se tradujo a un porcentaje de participación renovable del 91 %.

Según datos de UTE [4], en el año 2023 se generaron 12 881 GWh de energía eléctrica con la siguiente participación por fuente: el 27 % correspondió a energía hidráulica, el 37 % a eólica, el 24 % a biomasa, el 4 % a solar fotovoltaica y el 8 % a energía con base a combustibles fósiles (estos valores corresponden a la generación total del país, incluyendo exportaciones y consumo de grandes clientes fuera del servicio público). De

### 3.4. Generación de energía eléctrica en Uruguay

esta forma, en el año 2023 las energías renovables representaron el 92% de la matriz de generación eléctrica (ver Figura 3.7), destacando que en el año 2005 ni la energía eólica ni la solar aportaban a la producción y que dicho porcentaje se encontraba cercano al 37%.

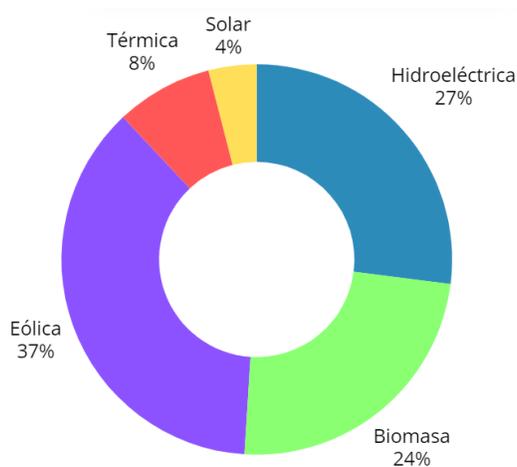


Figura 3.7: Participación en la generación de energía eléctrica por fuente en el año 2023 [4].

#### 3.4.2. Potencia instalada de generación

El país actualmente cuenta con una potencia instalada de generación eléctrica de aproximadamente 4900 MW. Los parques eólicos suponen algo más de 1500 MW, equivalentes a 31% de la potencia total instalada, la capacidad de generación hidroeléctrica asciende a 1500 MW (31%), la biomasa a 400 MW (8%, incluyendo generación para autoconsumo en la industria de la celulosa), las plantas solares fotovoltaicas a 270 MW (5%) y las plantas de generación térmica basadas en combustibles fósiles totalizan unos 1200 MW (25%) [27].

#### 3.4.3. Distribución geográfica de los parques de generación

Resulta relevante la ubicación de los distintos parques generadores que conforman el sistema porque tiene consecuencias directas sobre las redes de transmisión y distribución, algo que ha representado un desafío para la evolución de la red eléctrica del país en los últimos 10 años [39].

Se encuentra que dicha distribución está fuertemente determinada por las características geográficas del Uruguay. La generación fotovoltaica se concentra en el litoral oeste del país (al norte del Río Negro), donde se encuentran los niveles de radiación más altos, mientras que la mayoría de los parques eólicos están instalados en el centro y sureste del país, lo que responde a las velocidades de viento registradas en estas zonas [39].

Tal como se estudiará a continuación, cada tipo de generación tiene determinadas características que la definen y que serán relevantes para comprender el funcionamiento del sistema eléctrico del país.

### Capítulo 3. Generalidades del sistema eléctrico uruguayo y potenciales impactos de la gestión de la demanda eléctrica con termotanques

#### 3.4.4. Generación hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica puede considerarse prácticamente explotada en su totalidad, con cuatro grandes emprendimientos hidroeléctricos que se encuentran en operación desde hace varias décadas: Gabriel Terra (Rincón del Bonete), Rincón de Baygorria y Constitución (Palmar) ubicadas sobre el Río Negro, y la Represa de Salto Grande, emprendimiento binacional que se encuentra sobre el Río Uruguay. UTE es propietaria y operadora de las centrales Gabriel Terra, Rincón de Baygorria y Constitución, mientras que la Represa Salto Grande opera como otro agente del mercado eléctrico y es administrada por el ente binacional Comisión Técnica Mixta (CTM) [40]. La Tabla 3.1 muestra un resumen con la información de la potencia total instalada en cada central.

Central	Ubicación	Potencia instalada (MW)
Palmar	Río Negro	333
Bonete	Río Negro	152
Baygorria	Río Negro	108
Salto Grande	Río Uruguay	1890

Tabla 3.1: Información de las centrales de generación hidroeléctrica en Uruguay.

**Nota:** La central de Salto Grande tiene 1890 MW de potencia total, de los cuales 945 MW corresponden a Uruguay y 945 MW a Argentina.

Se encuentra que la generación hidroeléctrica tiene una importante variabilidad interanual, fuertemente vinculada al régimen de precipitaciones que contribuyen a los caudales de los ríos afluentes a los embalses de generación. Además, el país pertenece a una misma región pluviométrica, dado que normalmente tanto las inundaciones como las sequías abarcan todo el territorio y no puede concebirse una complementariedad hidrológica a nivel nacional [40].

Uruguay es un país caracterizado por alternancias de ciclos lluviosos y secos, en muchos casos asociados con fenómenos climáticos de escala planetaria como la Oscilación Sur en sus fases cálida y fría (El Niño y La Niña, respectivamente). Asimismo, fenómenos como la Oscilación Madden-Julian (MJO) y el Modo Anular del Sur (SAM) también afectan la variabilidad climática en la región, influenciando los patrones de precipitación y, por ende, la disponibilidad hídrica para la generación hidroeléctrica.

Las sequías en la región resultan en una disminución de la generación hidroeléctrica, que si bien históricamente era suplida por la generación térmica y por las importaciones desde los países vecinos, actualmente el cambio en la matriz de generación permite cubrir en gran medida los requerimientos del sistema con energías renovables. A modo de ejemplo, en el año 2012, los bajos niveles de hidraulicidad hicieron necesaria la utilización de energía proveniente de generación térmica y de importaciones para cubrir la demanda, lo que implicó un sobrecosto de más de 1000 millones de dólares para UTE (en particular, en ese año también se sumó que el precio del barril de petróleo fue bastante elevado). Por su parte, si bien los años 2021 y 2022 estuvieron marcados por la gran sequía atravesada en la región y registraron la peor generación hidroeléctrica de los últimos años, la matriz de generación actual permitió afrontar esta crisis hídrica sin mayores pérdidas económicas (en contraste a lo ocurrido en 2012).

Cabe destacar que, en el caso del sistema eléctrico uruguayo, el despacho de las centrales hidroeléctricas no se basa únicamente en la disponibilidad instantánea del recurso, sino que se realiza de forma planificada y coordinada con el resto del parque generador. Esto se debe a que, si bien la generación hidroeléctrica no tiene un costo variable asociado al combustible (al aprovechar una fuente renovable), el recurso hídrico tiene un valor económico implícito, conocido como valor del agua. Este valor

### 3.4. Generación de energía eléctrica en Uruguay

representa el costo de oportunidad de utilizar el recurso en un momento determinado, en lugar de reservarlo para instancias futuras en las que su uso podría ser más beneficioso para el sistema.

La determinación del valor del agua se basa en la capacidad de los embalses para almacenar energía potencial en forma de agua, la cual puede utilizarse estratégicamente en función de las condiciones de generación, demanda y disponibilidad de otras fuentes. En este marco, la programación dinámica se convierte en una herramienta fundamental para resolver problemas de decisión intertemporal en los que se busca maximizar el beneficio económico total del sistema eléctrico a lo largo del tiempo, considerando restricciones técnicas, disponibilidad de recursos y escenarios hidrológicos futuros. Esta técnica permite calcular políticas óptimas de uso del agua, comparando el valor actual de turbinar con el valor esperado de conservar el recurso para usos futuros. En este sentido, el valor del agua actúa como una señal económica que guía el despacho óptimo del sistema.

Estos principios forman parte de las nociones fundamentales del despacho energético óptimo, que se abordan con mayor detalle en la Sección 3.6.

#### 3.4.5. Generación eólica y solar

La generación eólica y la solar incrementaron su importancia relativa en el país, con participaciones del 37% y del 4% respectivamente en el año 2023. Se encuentra que Uruguay es el segundo mayor actor a nivel mundial por cuota después de Dinamarca, que obtiene algo más de la mitad de su energía de estas fuentes [41].

El comportamiento de la generación eólica y solar está determinado por la estacionalidad, con un patrón anual característico como el que se observa en la Figura 3.8.

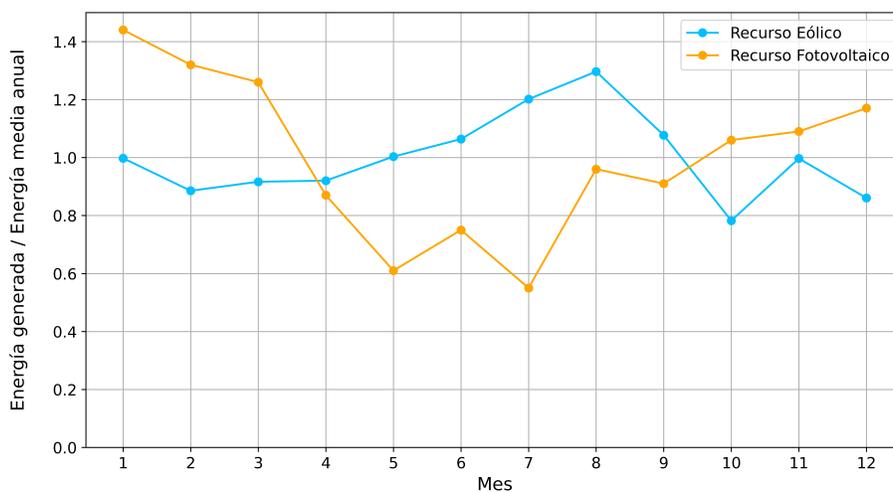


Figura 3.8: Relación entre la energía generada en cada mes y la energía media generada anual para los recursos eólico y solar fotovoltaico en el año 2018.

Dada una planta solar fotovoltaica con una determinada potencia instalada, su generación estará regida principalmente por la tecnología empleada, la radiación solar recibida y las condiciones atmosféricas. La cantidad de radiación solar es el factor más determinante en lo que refiere a la cantidad de energía que es posible generar y está

### Capítulo 3. Generalidades del sistema eléctrico uruguayo y potenciales impactos de la gestión de la demanda eléctrica con termotanques

influenciada por la región en donde tiene lugar la captación (definida por su latitud y longitud), la hora del día y la época del año. Esto explica que la generación en Uruguay, por encontrarse en el hemisferio sur, tenga el comportamiento observado en la Figura 3.8.

Por otra parte, la generación de un parque eólico estará principalmente regida por la disponibilidad y la calidad del recurso eólico en la ubicación del parque y por la capacidad y eficiencia de los aerogeneradores instalados. La variación estacional del recurso eólico no es tan pronunciada como ocurre con otras fuentes de generación como la solar, si bien la mayor incidencia de sistemas de baja presión que tienen lugar en invierno y primavera generan vientos más fuertes y constantes que resultan en una mayor generación respecto de los meses de verano, donde la generación es ligeramente menor (ver Figura 3.8). Dado que los parques eólicos en Uruguay están ubicados estratégicamente en áreas con recursos eólicos favorables, la generación eólica del país es significativa durante todo el año.

Si bien el aporte de la generación fotovoltaica al sistema es pequeño en comparación con otras fuentes, la misma se encuentra en aumento y actualmente representa una capacidad instalada de 270 MW. En lo que respecta a la generación eólica, estos parques representan cerca de 1500 MW del sistema de generación, donde 1000 MW corresponden a generadores privados y 500 MW son de parques eólicos administrados por UTE [27].

#### 3.4.6. Generación por biomasa

Al igual que ocurre con la energía eólica y solar, la generación por biomasa ha registrado un crecimiento significativo en los últimos años. Los generadores de biomasa más importantes del país son los que se presentan en la Tabla 3.2.

<b>Generador</b>	<b>Potencia instalada (MW)</b>
UPM	40
UPM 2	230
Montes del Plata	80
Lunderdat	4.9
Alur	5
Bioener	11.5
Ponlar	7
Fenirol	10
Weyerhaeuser	5
Galofer	12.5
Aborgama	1

Tabla 3.2: Centrales de generación por biomasa más importantes en Uruguay [39].

Según datos de SEG Ingeniería, entre 2018 y 2022 el 6.4% equivalente de la demanda eléctrica de Uruguay fue provisto por las plantas de pasta de celulosa UPM y Montes del Plata, destacando que la instalación de UPM 2 amplió cerca del 80% la capacidad de inyección a la red de esta industria. Además, se estima que las tres pasteras sumadas tienen la capacidad de inyectar al sistema eléctrico uruguayo unos 270 MW, equivalentes a toda la capacidad de generación solar que tiene el país.

### 3.5. Sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica en Uruguay

#### 3.4.7. Generación térmica convencional

El peso que están ganando las fuentes de energía renovable no convencional como la eólica, la biomasa y la fotovoltaica está desplazando la producción de energía térmica a partir de fuentes fósiles, que experimentó una disminución significativa en la última década y representó solo el 6% en el promedio de la generación total del sistema en el período comprendido entre 2018 y 2022.

Si bien en el mundo y a nivel país existen esfuerzos por lograr una matriz energética independiente de combustibles fósiles, la existencia de centrales térmicas surge como una necesidad de respaldo en el sistema eléctrico debido a la vulnerabilidad de la generación renovable no convencional frente a la escasez de recursos. Además, estas centrales son esenciales para cubrir períodos cortos pero frecuentes de falta de generación renovable, asegurando así la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico. Tal como se detalla en la Tabla 3.3, el país actualmente cuenta con 1 200 MW instalados de potencia térmica, una cifra considerable [39].

<b>Generador térmico</b>	<b>Potencia instalada (MW)</b>
Central Batlle (Motores)	70
Punta del Tigre A	300
Punta del Tigre B	531
Punta del Tigre C	50
Central Térmica de Respaldo (CTR)	228

Tabla 3.3: Potencia instalada en las principales centrales de generación térmica en Uruguay [39].

### 3.5. Sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica en Uruguay

En Uruguay, la red eléctrica se compone por la red de transmisión y la red de distribución, y se divide en alta, media y baja tensión. La red de transmisión se encarga de conectar los grandes grupos de generación centralizada con las redes de distribución, y a su vez, interconecta la red entre países. Las redes de distribución de alta tensión van desde los puntos fronterizos de la red de transmisión hasta las redes de media tensión, concluyendo en los centros de transformación que alimentan la red de baja tensión que suministra la energía a la mayoría de los clientes finales en todo el país [25].

UTE es la encargada de operar y mantener una red que tiene una longitud de 83 277 km y que es responsable de una electrificación que cubre el 99.8% de los hogares del país. Se prevé que en los próximos cinco años Uruguay invertirá USD 1 450 millones en el sector de energía eléctrica, donde un 70% de esa cifra se volcará a obras de ampliación y mejora de la distribución y transmisión de la red eléctrica.

#### 3.5.1. Generalidades sobre el sistema de transmisión

El sistema de transmisión eléctrico es un sistema de alta tensión para la transferencia de energía eléctrica desde los centros de generación hasta las redes de distribución y centros de consumo directamente conectados al mismo. Está conformado por las líneas de transmisión y las subestaciones, siendo estas últimas las encargadas de realizar transformaciones de tensión, frecuencia, número de fases y la conexión de dos o más circuitos [42].

### Capítulo 3. Generalidades del sistema eléctrico uruguayo y potenciales impactos de la gestión de la demanda eléctrica con termotanques

En términos generales, el sistema eléctrico uruguayo se compone de dos grandes redes de transmisión de alta tensión:

1. Una red de muy alta tensión (EAT) de 1 078 km de 500 kV que une la represa de Salto Grande (Río Uruguay) y las represas Terra, Baygorria y Constitución (Río Negro) con la zona metropolitana de Montevideo, el mayor centro de consumo. Asimismo, esta red cierra el anillo Melo–Chamberlain–Salto Grande y se extiende por la traza Montevideo–San Carlos–Melo, que concreta la interconexión en 500 kV con Brasil.
2. Otra red de alta tensión (AT) de 150 kV de 3 923 km que une las centrales de generación con casi la totalidad de las capitales departamentales y principales centros de consumo (72 estaciones de 150 kV) [27].

La conexión de parques eólicos ha incrementado significativamente la importancia de la red de alta tensión de 150 kV, ya que facilita la explotación de esta forma de generación. Sin embargo, esta integración ha llevado al sistema a operar en los límites de capacidad en ciertos escenarios de demanda y generación. Además, muchas de las líneas de alta tensión son antiguas y requieren un mantenimiento cuidadoso para preservar su durabilidad y evitar sobrecargas [39].

Por otra parte, en los últimos años la red de muy alta tensión de 500 kV ha sido ampliada hacia el este y noreste por el crecimiento de demanda en el este y la necesidad de transferir potencia hacia la convertidora de frecuencia ubicada en Melo (CME). Además, se ha ampliado su robustez en el sur, con la construcción de líneas que unen Punta del Tigre con el corredor que proviene desde Palmar a través de las estaciones Cardal y Brujas en 500 kV. La presencia de varias líneas en paralelo ayuda a transmitir mayor potencia al reducir la impedancia vista por la red y también baja la vulnerabilidad del sistema [39].

#### 3.5.2. Generalidades sobre el sistema de distribución

La red de distribución es la etapa final de la red eléctrica que distribuye la energía desde las subestaciones conectadas a la red de transmisión o de subtransmisión a los hogares, la industria y otros usuarios finales. En la red de distribución se lleva a cabo la reducción del nivel tensión de la potencia transmitida a través de transformadores reductores en dos etapas:

- Una primera etapa, en donde la tensión se reduce desde niveles de transmisión o subtransmisión a niveles de media tensión en una subestación de transformación.
- Una segunda etapa, en donde la tensión se reduce desde niveles de media tensión a baja tensión en los centros de transformación, desde donde la energía eléctrica es distribuida hasta los consumidores finales [42].

De este modo, la distribución es la actividad de transporte de energía eléctrica en media y baja tensión (hasta 72.5 kV) dentro de los centros de consumo [43]. Según el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica de Uruguay, las instalaciones calificadas como de distribución son aquellas en media y baja tensión que parten de la barra de media tensión de una subestación reductora de Alta a media tensión<sup>1</sup>.

El sistema de distribución eléctrico en Uruguay, además de su extensa red de líneas de distribución de media y baja tensión, cuenta con centros estratégicos de operación y control para garantizar un suministro estable y confiable a los consumidores. Los Centros de Maniobras de Distribución (CMD) son centros que utilizan tecnología avanzada

---

<sup>1</sup>También serán consideradas de transmisión las instalaciones de media tensión que parten de una subestación reductora de alta a media tensión que son de uso exclusivo de un Agente [44].

### 3.6. Operación del sistema eléctrico uruguayo

para centralizar la red de distribución a su cargo, y se relacionan con el Sistema de Transmisión, con los CMD vecinos y otras áreas de UTE (obras, mantenimiento y comercial) para administrar la red en cortes de tipo programado y no programados [45]. Los CMD constituyen instalaciones cruciales que supervisan y controlan la red de distribución en tiempo real. Actualmente el país cuenta con cinco CMD que manejan 50 000 km de baja tensión, 25 000 km de media tensión, 44 mil subestaciones y 400 estaciones propiedad de UTE [46].

Finalmente, es importante destacar que la correcta planificación y operación hace posible que los sistemas de distribución sean confiables y económicos, destacando que si bien tradicionalmente estos sistemas se planificaron considerando la instalación de nuevos elementos (subestaciones, tramos de red) y el aumento de la capacidad de los ya existentes, aspectos como la evolución de las tecnologías basadas en componentes electrónicos y la integración de redes inteligentes en los sistemas eléctricos han promovido el surgimiento de nuevas metodologías [47].

### 3.6. Operación del sistema eléctrico uruguayo

Como se mencionó en la Sección 3.1, la electricidad no se puede almacenar a gran escala con costos razonables, por lo que el suministro tiene que ser, en tiempo real, igual al consumo. En otras palabras, la generación eléctrica es igual a la demanda en cada instante, incluyendo las pérdidas que se producen en el sistema [48].

El despacho energético óptimo consiste en satisfacer una demanda de energía eléctrica con el mínimo costo posible dado un conjunto de generadores. Así, dada la demanda de energía eléctrica y el parque de generación existente en Uruguay, se buscará cómo operar el sistema con los recursos disponibles para minimizar los costos, cumpliendo con una calidad del servicio determinada y con las restricciones operativas correspondientes. Dentro de los costos a considerar se encuentran los costos de operación (puesta en marcha, combustible), los costos por la energía no suministrada a la demanda (costos de falla) y los costos de las importaciones netas de energía, entre otros [49].

El problema de despacho energético óptimo es un problema de optimización complejo, con distintos grados de dificultad según sea la escala de tiempo que se utilice, el grado de aproximación de los modelos y el tipo de generadores involucrados [49]. Como algunos datos de entrada presentan incertidumbre (demanda de energía eléctrica, aportes de agua a las represas, velocidad y dirección del viento, radiación solar, disponibilidad de las máquinas de generación), se ve incrementada la complejidad del problema a resolver, y para modelar dicha incertidumbre se definen variables aleatorias que son generadas por procesos estocásticos.

Según se describió en la Sección 3.4, los parques de generación que conforman el sistema eléctrico uruguayo pueden dividirse en despachables y no despachables:

- La generación eólica, solar y parte de la generación con biomasa son *no despachables* (o no programables) porque deben utilizarse de manera inmediata, y se consideran como una “demanda negativa” a la hora de operar el sistema (se despachan de manera prioritaria). Estas fuentes son irregulares debido a su dependencia de factores como las variaciones climáticas, horarias y estacionales.
- La generación hidroeléctrica, térmica y otra parte de la generación con biomasa son *despachables* (o programables) porque es posible controlar su potencia, siendo más constantes y predecibles en su producción. A pesar de su relativa regularidad, también están sujetas a restricciones, por ejemplo aquellas relacionadas al almacenamiento de agua en el caso de las centrales hidroeléctricas con lago, o a la disponibilidad en el caso de las centrales térmicas.

## Capítulo 3. Generalidades del sistema eléctrico uruguayo y potenciales impactos de la gestión de la demanda eléctrica con termotanques

De este modo, en Uruguay la operación óptima del sistema eléctrico se traduce a un problema de despacho hidrotérmico con las restricciones propias de las centrales de generación térmicas e hidráulicas, y con una demanda residual que varía en el tiempo y que está conformada por la propia demanda del sistema menos la generación no despachable.

Comprender los principios de la operación del sistema permitirá elegir mejor las estrategias de gestión con termotanques que buscarán maximizar el beneficio tanto para el sistema eléctrico como para los usuarios finales de estos equipos, tal como se estudia en los siguientes capítulos.

### 3.7. Impactos esperados de la gestión de la demanda con termotanques

En esta sección se estudian de forma integral los efectos de la implementación de un programa de gestión de la demanda con termotanques eléctricos residenciales en las distintas partes que conforman el sistema eléctrico uruguayo. Esto resulta fundamental para el diseño y comprensión de las estrategias de control propuestas y evaluadas en el Capítulo 4.

#### 3.7.1. Curva de demanda del sistema

La gestión de la demanda con termotanques tendría un impacto significativo en la curva de demanda eléctrica del país, generando oportunidades para optimizar la operación del sistema. Considerando que el sector residencial representa una fracción importante de la demanda y que los termotanques eléctricos constituyen uno de los principales consumos dentro de los hogares, su gestión permitiría modificar estratégicamente la curva de demanda del sistema eléctrico.

Un análisis detallado de la curva de demanda del sistema es esencial para la planificación del programa. El estudio de los picos y valles de demanda, así como de la curva de carga de los termotanques, permitirá una gestión más eficiente. Esto implica tomar decisiones óptimas sobre las potenciales interrupciones y recuperaciones de carga a implementar.

Es importante destacar que estas acciones adquieren una relevancia aún mayor en el contexto actual de crecimiento sostenido de la demanda de energía eléctrica en el país, no solo contribuyendo a la eficiencia del sistema, sino que también ayudando a satisfacer la demanda de forma más sostenible.

#### 3.7.2. Generación de energía eléctrica

La gestión de termotanques tendría un impacto positivo en la operación del sistema de generación eléctrica de Uruguay al optimizar el uso de fuentes de generación renovables y reducir los despachos hidrotérmicos costosos. Además, la disminución en el uso de combustibles fósiles permitiría mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que se alinea con los objetivos de sostenibilidad y eficiencia energética.

Para satisfacer una demanda que varía constantemente, la capacidad de generación instalada en los sistemas eléctricos no solo debe ser suficiente para cubrir la demanda máxima (o demanda pico), sino que también debe permitir afrontar la incertidumbre en la disponibilidad de generación y los aumentos imprevistos de la demanda. En este sentido, la gestión de la demanda con termotanques permitiría ajustar de manera eficiente el consumo a la capacidad de generación disponible en cada momento, re-

### 3.7. Impactos esperados de la gestión de la demanda con termotanques

duciendo y postergando la necesidad de incorporar nuevas plantas de generación al sistema, generando beneficios económicos también en el largo plazo.

#### 3.7.3. Transmisión de energía eléctrica

Un programa como el estudiado tendría un efecto significativo en la infraestructura de transmisión eléctrica del sistema uruguayo. Este impacto se extiende más allá de la simple modificación de la demanda, con implicancias directas en la operación y expansión de la red de transmisión.

La capacidad del programa para reducir las cargas en áreas estratégicas tiene el potencial de mitigar la congestión en la red de transmisión, un problema común en sistemas eléctricos que no solo afecta la eficiencia, sino que también implica costos de operación y mantenimiento.

Sumado a esto, el programa estudiado puede ofrecer una mayor flexibilidad para la integración de nuevos proyectos de generación no convencional en la red de transmisión existente, algo particularmente relevante en un contexto donde la transición hacia fuentes de energías renovables es prioritaria. Estudios como el realizado por Strbac (2008) respaldan estas afirmaciones y destacan que los programas de gestión de la demanda pueden tener impactos significativos en la red de transmisión, los que dependen en gran medida del nivel de capacidad de transmisión existente (estrés del sistema) y de los costos diferenciales de combustible asociados a la generación del sistema [50].

Para comprender cómo la gestión de termotanques puede influir en la operación y planificación de la red de transmisión, es fundamental realizar un análisis detallado de la infraestructura existente, lo que implica estudiar los eventos de congestión máxima e identificar las zonas donde la gestión de la demanda puede tener mayor impacto. Aunque este trabajo no pretende adentrarse en este aspecto particular, en el Capítulo 6 se propone una metodología que permite cuantificar los beneficios económicos para la red de transmisión que resultan de la implementación del gestor caracterizado y modelado en el Capítulo 4.

#### 3.7.4. Distribución de energía eléctrica

A través de un programa de gestión de la demanda con termotanques es posible optimizar el sistema de distribución, esto al diferir cargas en áreas estratégicas, reduciendo la congestión y las sobrecargas en la red. Este enfoque no solo mejora la estabilidad y eficiencia del sistema, sino que también se traduce en una disminución de los costos operativos y de expansión de la red de distribución.

Investigaciones recientes han identificado una serie de beneficios derivados de los programas de gestión de la demanda en lo que refiere a la infraestructura de distribución eléctrica, si bien se reconoce que se necesita más investigación para evaluar completamente su valor y viabilidad [50]. Los mismos incluyen postergación de inversiones en redes, facilitación de la conexión de generación distribuida a la infraestructura existente, mitigación de problemas de transferencia de energía con restricciones de voltaje, alivio de la congestión en subestaciones de distribución, simplificación de la gestión de interrupciones y mejora de la calidad y seguridad del suministro para clientes críticos.

Para conocer mejor las ventajas de la gestión de termotanques en la red de distribución, es necesario estudiar en detalle los eventos de sobrecarga y áreas críticas, y de esta forma poder identificar las regiones donde el programa podría tener mayor impacto. Aunque este análisis no forma parte del presente estudio, en el Capítulo 6 se logró hallar una cota inferior de los beneficios económicos en la red de distribución que resultan de implementar el gestor caracterizado y modelado en el Capítulo 4.

## Capítulo 3. Generalidades del sistema eléctrico uruguayo y potenciales impactos de la gestión de la demanda eléctrica con termotanques

### 3.7.5. Administración de la gestión de cargas

La implementación de un programa de gestión de la demanda con termotanques en Uruguay requiere de un marco regulatorio y operativo claro, que permita coordinar adecuadamente los distintos actores del sistema eléctrico y asegurar su funcionamiento eficiente.

Es esencial que la regulación contemple la negociación entre las partes involucradas, la intervención del regulador y la definición de criterios específicos para la interrumpibilidad. Dicha negociación puede darse directamente entre UTE (distribuidor) y los consumidores, o bien requerir la intervención de la Administradora del Mercado Eléctrico (ADME) para asegurar equidad y transparencia. Por su parte, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) deberá supervisar y aprobar los acuerdos de interrumpibilidad, garantizando que resulten justos y beneficiosos para todas las partes. Aunque las funciones específicas de estas entidades son distintas, la coordinación entre ellas será fundamental para el desarrollo e implementación efectiva del programa.

Será importante establecer criterios claros y medibles para la interrumpibilidad, considerando factores como la demanda total del sistema, la disponibilidad de generación renovable y la capacidad de almacenamiento de los termotanques. Además, se debe definir con precisión quién será responsable de la gestión operativa de los termotanques y de la toma de decisiones en cada situación, así como el alcance de esa responsabilidad (UTE, ADME u otra entidad independiente designada por el regulador). Asimismo, resulta clave establecer un sistema de prioridades para decidir qué cargas interrumpir primero, en función de su capacidad de almacenamiento, el impacto en los consumidores y su contribución al equilibrio del sistema.

Más allá del marco normativo, el despliegue efectivo del programa dependerá de una infraestructura de monitoreo y control adecuada, que permita evaluar en tiempo real el desempeño del sistema y adaptar su operación a las condiciones del momento. Estas cuestiones operativas se analizan en profundidad en el Capítulo 4, donde se presentan los detalles del gestor propuesto y su integración en el modelo de operación del sistema.

### 3.7.6. Clientes

El programa propuesto tendría una serie de impactos en los clientes del sistema eléctrico uruguayo, los que se estudian a continuación.

#### Beneficios económicos y participación activa

Uno de los impactos más inmediatos y perceptibles para los clientes que participen en el programa se encuentra en la reducción de los costos de sus facturas eléctricas. Al unirse a este tipo de programas, los clientes accederían a tarifas diferenciadas y a otros incentivos económicos que recompensen el ajuste de su consumo de acuerdo con las necesidades del sistema eléctrico.

Para asegurar que estos beneficios sean claramente percibidos por los consumidores, es fundamental que el programa incluya incentivos claros y transparentes, tanto en lo que respecta a las ventajas económicas como a los mecanismos de participación. Además, el acceso al programa debe ser sencillo, con herramientas y recursos que faciliten la participación.

### 3.7. Impactos esperados de la gestión de la demanda con termotanques

#### Participación informada

La educación y sensibilización de los clientes tienen un papel muy importante para motivar la participación en el programa. En este marco, se deberá proporcionar a los mismos información clara y accesible sobre los beneficios de participar en el programa, destacando no solo las ganancias económicas directas, sino que también haciendo énfasis en las ventajas ambientales y de sostenibilidad a largo plazo.

#### Percepciones sobre la privacidad y la seguridad de los datos

El control remoto y la monitorización de los termotanques eléctricos requiere de la recopilación y análisis de datos sobre el consumo energético de estos equipos. Así, un desafío se encuentra en la preocupación de los clientes sobre la privacidad y la seguridad de sus datos. Para abordar el tema es fundamental implementar medidas robustas de ciberseguridad y políticas de privacidad que protejan la información de los usuarios. La transparencia en cómo se utilizan y protegen estos datos resulta muy importante para mantener la confianza del público y fomentar la participación continua en el programa.

#### Interacción con el mercado eléctrico

En un entorno tradicional, los consumidores solo pagan sus facturas, pero con la gestión de termotanques, se convertirían en participantes activos que pueden influir directamente en el equilibrio entre oferta y demanda del sistema. Este nuevo rol exige que los clientes comprendan mejor el funcionamiento del mercado eléctrico y las oportunidades que resultan de la gestión de la demanda. Para facilitar esta participación, serán necesarias herramientas de gestión y monitoreo del consumo, así como plataformas que sean accesibles.

#### Desafíos culturales y sociales

La percepción del suministro eléctrico como un derecho básico y la resistencia al cambio pueden dificultar la adhesión al programa, por lo que superar estas barreras requiere de educación y comunicación clara acerca de los beneficios que resultan para los consumidores.

#### 3.7.7. Análisis del sistema integrado

La implementación de un programa de gestión de la demanda con termotanques debe contemplarse dentro de una visión sistémica del sector eléctrico. Su efectividad no depende solo del diseño del programa, sino que también de cómo se integra con el resto de las operaciones del sistema, incluyendo generación, transmisión, distribución y control.

Una coordinación eficiente entre los diferentes niveles del sistema eléctrico es fundamental para que el programa responda con agilidad a las condiciones de cada momento. Esto implica considerar la demanda en tiempo real, los perfiles de generación renovable, la capacidad de la red y las posibles congestiones en la red eléctrica en distintas zonas del país.

Además, contar con mecanismos que permitan evaluar el desempeño del programa a lo largo del tiempo es esencial para su sostenibilidad. Esto incluye no solo indicadores técnicos y económicos, sino también su impacto operativo y su nivel de aceptación por parte de los usuarios.

### Capítulo 3. Generalidades del sistema eléctrico uruguayo y potenciales impactos de la gestión de la demanda eléctrica con termotanques

En los capítulos siguientes se analiza en mayor detalle el gestor propuesto y su impacto en el sistema, obteniendo una estimación de los beneficios que resultan de su implementación.

## Capítulo 4

# Caracterización y modelado de un potencial gestor de la demanda eléctrica con termotanques en Uruguay

Los primeros capítulos han destacado la relevancia de gestionar la demanda mediante termotanques eléctricos residenciales como una oportunidad para mejorar el desempeño del sistema eléctrico del país, con implicancias significativas en su operación y planificación que se traducen en beneficios económicos.

El presente capítulo tiene como primer objetivo definir la operación de un gestor de demanda eléctrica con termotanques específicamente aplicable al contexto del sistema eléctrico uruguayo. A lo largo del mismo se proporciona una descripción de la herramienta y su función dentro del marco de la gestión de la demanda eléctrica en Uruguay.

Como segundo objetivo, se busca representar el funcionamiento del gestor para así poder integrarlo en los modelos de operación del sistema. Esto permitirá evaluar de forma cuantitativa el impacto de su implementación, tema que se analizará con mayor profundidad en los capítulos 5 y 6 de este trabajo.

### 4.1. Caracterización del gestor

El gestor de la demanda con termotanques eléctricos residenciales es una herramienta diseñada para optimizar y gestionar el consumo de energía eléctrica asociado a estos equipos en Uruguay. El gestor se basa en la comunicación entre un conjunto de termotanques y distintos centros de control que permiten programar y ajustar el encendido de estos equipos de forma remota en función de las necesidades de la red eléctrica en cada momento. Por simplicidad, al conjunto de termotanques que formarán parte del gestor se lo denomina *parque de termotanques gestionables*.

A continuación, se describen las principales características esperadas en el desempeño operativo del gestor. No obstante, se destaca que para su inclusión en el modelo de operación del sistema, será necesario realizar una serie de simplificaciones que se detallan en la Sección 4.2.

## Capítulo 4. Caracterización y modelado de un potencial gestor de la demanda eléctrica con termotanques en Uruguay

### 4.1.1. Objetivo y relevancia del gestor

El objetivo principal de la implementación del gestor es mejorar el equilibrio en tiempo real entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en Uruguay, lo que resulta esencial para mejorar la estabilidad y calidad del suministro eléctrico del país. Se busca disminuir la demanda en situaciones críticas, apagando estratégicamente los termotanques. En todos los casos será fundamental garantizar el confort de los usuarios, minimizando el impacto de las interrupciones y asegurando la recuperación de la energía no suministrada durante las mismas.

Una serie de mecanismos técnicos y operativos facilitarán el control eficiente del parque de termotanques gestionables, tal como se describe a lo largo de esta sección.

### 4.1.2. Descripción de la operación del gestor

Para programar y ajustar el funcionamiento de los termotanques en respuesta a las necesidades de la red eléctrica, el gestor se basa en la comunicación bidireccional entre el conjunto de equipos que conforman el parque de termotanques gestionables y los distintos centros de control distribuidos a lo largo del sistema eléctrico. En todo momento, el sistema de comunicación debe permitir el intercambio de información sobre la demanda de los termotanques y las necesidades de ajuste según las condiciones de funcionamiento del sistema en tiempo real.

El gestor operaría en dos modos de control, según la situación del sistema eléctrico:

- Un *modo automático de control*, que basado en algoritmos y lógicas predefinidas permitiría adaptar la operación de los termotanques según las directrices del sistema de control. Se espera que este sea el modo predominante de operación, dado que los patrones de consumo de los usuarios suelen presentar regularidades diarias y estacionales, lo que permite una planificación eficiente de las interrupciones y recuperaciones.
- Un *modo manual de control*, que permitiría intervenciones específicas por parte de los operadores en situaciones excepcionales, como eventos imprevistos en la red o emergencias operativas.

A su vez, los modos de control antes definidos podrían ser operados a través de dos mecanismos de implementación orientados a maximizar los beneficios económicos del programa:

- Una *gestión centralizada* desde el Despacho Nacional de Cargas (DNC), que permitiría controlar y ajustar la operación de los termotanques en tiempo real para reducir la demanda en momentos críticos y redistribuirla en el tiempo, optimizando los recursos de generación disponibles.
- Una *gestión descentralizada* desde los Centros de Maniobras de Distribución (CMD) de UTE, que permitiría controlar y ajustar la demanda de los termotanques según las condiciones y particularidades de cada área geográfica, optimizando la eficiencia operativa y la estabilidad del sistema eléctrico a nivel regional.

Estos dos mecanismos no pueden operar de forma simultánea para un mismo grupo de termotanques, por lo que el éxito del gestor depende de una coordinación eficiente entre ambos. La sincronización es clave para lograr una respuesta ágil y coordinada ante fluctuaciones en la demanda, asegurando que las decisiones tomadas en tiempo real optimicen el desempeño del sistema eléctrico sin generar conflictos operativos.

## 4.1. Caracterización del gestor

En este trabajo se analizan distintos enfoques para la operación del gestor de demanda propuesto. En el Capítulo 5, se evalúa el impacto del gestor a nivel de generación, examinando cómo su implementación afectaría la operación de la generación del sistema eléctrico bajo un esquema de gestión centralizada.

Posteriormente, en el Capítulo 6, se estudia un esquema de implementación que permite tanto la gestión centralizada como la gestión descentralizada. Se verá allí que, dado que el principal beneficio económico identificado proviene de la reducción de costos en transmisión y distribución (como resultado de la disminución del pico de demanda del sistema), resulta conveniente priorizar la operación descentralizada del gestor. No obstante, también se observan beneficios adicionales en los costos de generación, los cuales podrían ser aprovechados de manera complementaria con una gestión centralizada.

### 4.1.3. Estrategias de gestión

Para optimizar su operación, el gestor implementaría estrategias basadas en el monitoreo continuo de la demanda de los termotanques que lo conforman y en el uso de modelos predictivos para anticipar variaciones en el consumo de energía de estos equipos.

A partir de patrones de uso históricos y de proyecciones de demanda de cada equipo, los algoritmos de control permitirían realizar ajustes dinámicos de la demanda en tiempo real, interrumpiendo estratégicamente el encendido de los termotanques cuando resulte más conveniente, y recuperando posteriormente la energía no suministrada en dichas interrupciones de manera eficiente, alineada con las condiciones óptimas del sistema.

Así, las interrupciones y recuperaciones se llevarían a cabo de manera automatizada con el fin de minimizar costos operativos y evitar sobrecargas en la red. Por ejemplo, en días de alta demanda (como en una ola de calor en verano), el gestor podría programar interrupciones en los termotanques cuando el sistema enfrenta su mayor carga, y reactivarlos para recuperar la energía no suministrada en las interrupciones de forma progresiva, esto para evitar una sobrecarga repentina en el sistema.

Por último, el gestor buscaría maximizar el aprovechamiento de energías renovables, priorizando los momentos de alta disponibilidad de estas fuentes para la recuperación de la energía no suministrada a los termotanques durante las interrupciones. A modo de ejemplo, si se prevé alta generación eólica durante la madrugada, el gestor podría programar la carga de los termotanques en ese horario, aprovechando así la energía disponible que de otra forma sería excedentaria.

Estas estrategias, combinadas y ajustadas de acuerdo con las condiciones específicas de la red en cada instante, permitirían una mejor operación del gestor, aportando a la estabilidad del sistema y a la maximización de los beneficios económicos derivados de su implementación.

### 4.1.4. Consideraciones técnicas

El éxito de la implementación del gestor también depende de una serie de consideraciones técnicas, entre las que se destacan:

- **Protocolos de comunicación eficientes y seguros**

La selección de protocolos confiables resulta fundamental para garantizar la correcta transmisión de datos entre los termotanques y los centros de control.

## Capítulo 4. Caracterización y modelado de un potencial gestor de la demanda eléctrica con termotanques en Uruguay

### ■ Estandarización de los sistemas y dispositivos involucrados

La adopción de estándares comunes facilita la integración y operatividad del gestor, asegurando la interoperabilidad entre diferentes fabricantes y sistemas de gestión.

### ■ Seguridad informática

Se debe priorizar la seguridad de la infraestructura tecnológica involucrada en el gestor para proteger la integridad de la red. Esto incluye la implementación de protocolos avanzados de encriptación de datos de los encendidos de los termotanques para garantizar la confidencialidad de la información intercambiada entre los termotanques y los centros de control, y distintos mecanismos de autenticación para verificar la legitimidad de las interacciones.

Para garantizar la seguridad en la comunicación y encriptación de datos en la implementación del gestor de termotanques, se podrían aplicar estándares reconocidos como ISO/IEC 27001 [51], que establece directrices para la gestión de seguridad de la información, o TLS 1.3 [52], que proporciona encriptación robusta en la transmisión de datos. Adicionalmente, para sistemas específicos del sector energético, el estándar IEC 62351 [53] es utilizado para asegurar la integridad y confidencialidad de los datos en redes de energía eléctrica.

### ■ Confiabilidad del hardware y sensores

Un hardware confiable y sensores precisos resultan determinantes para un buen funcionamiento del gestor.

### ■ Capacidad de procesamiento y almacenamiento

La capacidad de procesar la información y de tomar decisiones rápidas es esencial para un mejor aprovechamiento del gestor, por lo que se deberá contar con una capacidad adecuada para gestionar grandes volúmenes de datos en tiempo real.

En la siguiente sección se estudia cómo el gestor puede ser representado en los modelos de operación del sistema para poder estudiar el impacto de su implementación.

## 4.2. Modelado del gestor

Para evaluar el impacto del gestor en el sistema eléctrico uruguayo, se desarrolla un modelado que permite estimar su capacidad para gestionar la demanda. Esta representación simplificada facilita su integración en el modelo de operación del sistema, posibilitando la cuantificación de los beneficios económicos derivados de su implementación. Dichos beneficios se analizan en detalle en los capítulos 5 y 6.

La necesidad de introducir simplificaciones en el modelado del gestor responde a la complejidad inherente del problema. En particular, la amplia variedad de alternativas de gestión de los termotanques que varían en función de múltiples variables hace que sea imposible representar con total precisión el programa estudiado en los modelos de operación del sistema actualmente usados.

El procedimiento adoptado a continuación permitirá obtener una estimación razonable del potencial efecto del gestor en la operación del sistema eléctrico uruguayo. A lo largo de esta sección se presentan aspectos clave del modelado así como las metodologías empleadas.

### 4.2.1. Descripción del modelado propuesto

El modelado del gestor consiste en ajustar la demanda total del sistema eléctrico uruguayo, permitiendo su reducción en función del potencial de interrupción del

## 4.2. Modelado del gestor

gestor, y agregando una demanda de recuperación en horas posteriores a las interrupciones realizadas para recuperar la energía no suministrada durante las mismas. A continuación, se define la terminología clave necesaria para su comprensión.

### 4.2.2. Desagregación de la demanda total del sistema

Si  $h \in H$  es el índice horario del horizonte de estudio, la demanda total del sistema cuando se usa el gestor se expresa, para cada hora  $h$ , como:

$$D_{RESULTANTE}(h) = D_0(h) - D_{TTG}(h) + D_{TTREC}(h) \quad \forall h \in H \quad (4.1)$$

Donde:

- $D_{RESULTANTE}(h)$  es la demanda resultante en la hora  $h$ .
- $D_0(h)$  es la demanda del sistema sin gestor en la hora  $h$ .
- $D_{TTG}(h)$  es la demanda interrumpida por el gestor en la hora  $h$ .
- $D_{TTREC}(h)$  es la demanda de recuperación de termotanques en la hora  $h$ , que modela la recuperación de la energía no suministrada a los termotanques durante la interrupción y que tiene lugar de forma posterior a la interrupción.

De esta forma, para modelar el gestor en los modelos de operación se modifica la demanda existente  $D_0(h)$  para obtener  $D_{RESULTANTE}(h)$ , que contemplará la gestionabilidad de los termotanques y la recuperación de la energía no suministrada en las interrupciones de estos equipos. Cabe señalar que todas las magnitudes se interpretan como potencia media por hora. En las siguientes secciones se describe el detalle de su obtención.

### 4.2.3. Modelado de la demanda interrumpida

La *demanda interrumpida* es la demanda que es interrumpida al operar con el gestor de termotanques. Dado que el potencial de interrupción del gestor es limitado, la demanda interrumpida está acotada por la demanda máxima gestionable del gestor, la cual será obtenida según lo expuesto en la Sección 4.3 y corresponde a la demanda máxima que es posible interrumpir operando con el gestor al asumir una serie de hipótesis que serán oportunamente detalladas.

Es importante tener en cuenta que no siempre se requerirá operar el gestor a su máxima capacidad, y dependerá de los requerimientos del sistema qué fracción de la demanda máxima gestionable del gestor  $D_{TTGMAX}(h)$  será interrumpida en cada hora en cada decisión de despacho. De este modo, se cumple la siguiente igualdad:

$$D_{TTGMAX}(h) = D_{TTG}(h) + D_{TTNG}(h) \quad (4.2)$$

Donde:

- $D_{TTG}(h)$  es la demanda interrumpida en cada hora, correspondiente a la demanda efectivamente interrumpida (gestionada).
- $D_{TTNG}(h)$  es la demanda no interrumpida (no gestionada), pero que se podría haber interrumpido de ser necesario en la hora dada.

Los términos  $D_{TTG}(h)$  y  $D_{TTNG}(h)$  se pueden expresar en función de la demanda máxima gestionable del gestor, de modo que si  $X(h) \in [0, 1]$  es la fracción de la demanda máxima gestionable que se está interrumpiendo al operar el gestor en determinada hora  $h$ , se cumple:

$$D_{TTG}(h) = X(h) \cdot D_{TTGMAX}(h) \quad (4.3)$$

## Capítulo 4. Caracterización y modelado de un potencial gestor de la demanda eléctrica con termotanques en Uruguay

$$D_{TT_{NG}}(h) = [1 - X(h)] \cdot D_{TT_{G_{MAX}}}(h) \quad (4.4)$$

En lo que respecta al instante de tiempo en que puede tener lugar la demanda interrumpida, se define la *ventana de interrupción (VI)* como el intervalo de tiempo en el que pueden ocurrir las interrupciones de los termotanques.

### 4.2.4. Modelado de la demanda de recuperación

La *demanda de recuperación* es aquella que se produce de forma posterior a las interrupciones de los termotanques, con el objetivo de recuperar la energía no suministrada a estos equipos durante dichas interrupciones. La premisa fundamental es que la energía de recuperación (asociada a la demanda de recuperación) sea exactamente igual a la energía de interrupción (asociada a la demanda interrumpida).

Si  $E_{TT_{REC}}$  es la energía de recuperación correspondiente a la demanda interrumpida  $D_{TT_G}$ , su valor se determina de acuerdo con la siguiente expresión:

$$E_{TT_{REC}} = \int_{VI} D_{TT_G}(t) dt \quad (4.5)$$

El período de integración corresponde al intervalo de tiempo en que se producen las interrupciones (definido por la ventana de interrupción, VI), y  $D_{TT_G}(t)$  es el valor de la demanda interrumpida en cada instante de tiempo  $t$ .

De acuerdo con lo expuesto en la Sección 4.2.3, la energía de recuperación  $E_{TT_{REC}}$  puede ser expresada como:

$$E_{TT_{REC}} = \int_{VI} X(t) \cdot D_{TT_{G_{MAX}}}(t) dt \quad (4.6)$$

Siendo  $D_{TT_{G_{MAX}}}(t)$  la demanda máxima gestionable del gestor y  $X(t) \in [0, 1]$  la fracción de esta demanda que se está interrumpiendo en cada instante por el gestor.

Por último y en lo que respecta al instante de tiempo en que puede tener lugar la demanda de recuperación, se define la *ventana de recuperación (VR)* como el intervalo de tiempo en el que se recupera la energía interrumpida por el gestor.

### 4.2.5. Hipótesis de modelado

Para modelar el gestor, se requieren múltiples simplificaciones respecto al funcionamiento operativo descrito en la Sección 4.1. A continuación se describen las principales hipótesis consideradas.

#### Hipótesis N°1

Una serie de datos históricos de consumo correspondientes a un conjunto de termotanques relevados por UTE [5], junto con modelos físicos y supuestos simplificadores, permitirán determinar el potencial para gestionar la demanda del gestor. En primer lugar, los datos considerados abarcan un año específico representativo, y se asume que los patrones de consumo se mantienen constantes a lo largo del horizonte de estudio, tratándolos como deterministas. En segundo lugar, los resultados obtenidos para el conjunto de equipos relevados se extrapolan al parque de termotanques gestionables del país.

Más allá de los errores introducidos por el modelado físico desarrollado, cuyo detalle se presenta en la Sección 4.3, es importante señalar que, desde el inicio, la presente hipótesis introduce dos fuentes principales de error. Por un lado, se asume un conocimiento perfecto del futuro al considerar los datos de consumo de cada termotanque

## 4.2. Modelado del gestor

como deterministas, cuando en realidad están sujetos a variabilidad. Por otro lado, se presume que el comportamiento observado en el conjunto de equipos relevados es representativo de todo el parque de termotanques en Uruguay, lo que introduce una fuente adicional de incertidumbre.

Es importante señalar que si bien se asume un conocimiento exacto del comportamiento de cada termotanque, la presente estrategia resulta verosímil en un contexto de avances tecnológicos acelerados. La integración de técnicas de inteligencia artificial y sistemas de monitoreo en tiempo real permitiría una caracterización precisa y detallada de los patrones de uso de los termotanques, posibilitando una gestión efectiva y adaptativa del gestor que permitiría optimizar su desempeño y reducir las incertidumbres asociadas al modelado actual.

Por su parte, la extrapolación del comportamiento de los termotanques relevados al conjunto total de termotanques gestionables del país resulta razonable, considerando las similitudes en el clima y en el estilo de vida a lo largo del territorio uruguayo, tal como se detalló en la Sección 2.3.2 del Capítulo 2.

### Hipótesis N°2

Para garantizar un enfoque conservador y preservar el confort de los usuarios, se adopta la hipótesis de que la temperatura del agua almacenada en cada termotanque interrumpido no debe descender por debajo de un umbral mínimo establecido en  $T_{LIM} = 40^{\circ}C$  [54].

### Hipótesis N°3

Para que un termotanque pueda ser gestionado en un momento dado, el mismo debe estar encendido (esto es, consumiendo energía eléctrica). Esta hipótesis parece redundante pero es la base del modelo desarrollado.

### Hipótesis N°4

Las interrupciones solo podrán aplicarse en los encendidos de uso, es decir, en aquellos encendidos que se originan como respuesta a una demanda de agua caliente por parte del usuario. Se priorizan estos encendidos ya que implican períodos de calentamiento más largos y ofrecen mayor flexibilidad para el desplazamiento de las cargas en comparación con los encendidos de restauración.

### Hipótesis N°5

Las interrupciones solo podrán aplicarse en el tramo final de los encendidos de uso. Si dentro de la ventana de interrupción (VI) hay más de un encendido de uso, únicamente se considerará interrumpible el último de ellos.

Esta hipótesis actúa como una simplificación del modelado, ya que representar interrupciones en cualquier momento del encendido resulta complejo.

La elección del último encendido dentro de la ventana de interrupción (VI) obedece a preservar el confort del usuario: una vez interrumpido, el termotanque solo podrá reactivarse durante la ventana de recuperación (VR). Por ello, interrumpir encendidos anteriores dejaría sin agua caliente al usuario, afectando su confort.

### Hipótesis N°6

Para preservar el confort de los usuarios, se establece que el gestor debe programar las interrupciones en un horario que permita recuperar la energía no suministrada antes del siguiente uso del termotanque.

## Capítulo 4. Caracterización y modelado de un potencial gestor de la demanda eléctrica con termotanques en Uruguay

En consecuencia, el modelado propuesto se estructura de forma tal que el final de la ventana de interrupción (VI) coincida con el inicio de la ventana de recuperación (VR). Esto garantiza una transición directa entre ambos estados, evitando demoras en la restitución de la energía no suministrada.

### Hipótesis N°7

Complementando lo establecido en las hipótesis 5 y 6, se introduce una nueva condición: solo se considerarán interrumpibles aquellos encendidos de uso que, además de ser el último encendido de uso comprendido en la ventana de interrupción (VI), se cumpla que de forma posterior no exista programado otro encendido de uso dentro de la ventana de recuperación (VR).

La justificación de esta restricción radica en que, una vez interrumpido un termotanque, este solo puede reactivarse durante la ventana de recuperación. Sin esta limitación, un encendido de uso programado dentro de la ventana de recuperación comprometería el confort del usuario, limitando la disponibilidad de agua caliente.

### Hipótesis N°8

Dado el carácter cíclico diario de la demanda eléctrica y la necesidad de que tanto las interrupciones como sus correspondientes recuperaciones se resuelvan dentro de un mismo ciclo de análisis, se establece que cada operación del gestor debe completarse en un período inferior a 24 horas. En función de ello, se introduce el concepto de *día operativo*, definido como el intervalo comprendido entre las 10:00 a.m. de un día y las 09:00 a.m. del día siguiente. Esta convención garantiza que tanto la ventana de interrupción (VI) como la ventana de recuperación (VR) queden contenidas dentro de un mismo día operativo.

Esta estructura temporal permite que la VI se ubique en las horas vespertinas y nocturnas, mientras que la VR se realice durante la madrugada, cerrando así el ciclo de gestión antes del horario de uso matutino esperado del termotanque. Esta definición será utilizada en los capítulos 5 y 6 como base para la valoración económica del programa, asegurando una evaluación coherente y alineada con la lógica operativa del sistema eléctrico.

### Hipótesis N°9

Las estimaciones del potencial del gestor se realizan a partir de datos de consumo medidos a nivel de los hogares. Sin embargo, en los modelos de operación del sistema eléctrico, la demanda se representa a nivel de generación. Así, para garantizar que el modelado del gestor refleje correctamente su contribución, se considera un ajuste por pérdidas del 7%, valor que representa una estimación promedio de las pérdidas totales en la red de transmisión y distribución. Este ajuste permite que la demanda máxima gestionable calculada a partir de los datos de consumo residencial sea coherente con la demanda total representada en los modelos de operación.

## 4.3. Demanda máxima gestionable del gestor

La *demanda máxima gestionable del gestor* corresponde a la mayor cantidad de potencia eléctrica que puede ser interrumpida en cada hora mediante su operación, contemplando las hipótesis descritas en la Sección 4.2.5. Se calcula como la suma de las demandas máximas gestionables de cada uno de los equipos que integran el parque de termotanques gestionables del país.

### 4.3. Demanda máxima gestionable del gestor

La *demanda máxima gestionable de cada termotanque* se define como la mayor potencia que puede ser interrumpida en cada hora para ese equipo de acuerdo a las hipótesis antes definidas. Este valor depende tanto del patrón de uso de cada termotanque que conforma el gestor como de sus características técnicas, así como también de la ventana de interrupción y de recuperación definidas, y se determinará mediante un análisis detallado de sus datos de consumo históricos.

Se destaca que la combinación de una ventana de interrupción (VI) y una ventana de recuperación (VR) específicas definirá un *caso de gestión de demanda*, caracterizado por un perfil particular de la demanda máxima gestionable y su correspondiente demanda de recuperación. Como se analizará en detalle en los capítulos 5 y 6, la elección adecuada de los casos de gestión de demanda permitirá maximizar los beneficios del sistema al operar con el gestor.

#### 4.3.1. Descripción del procedimiento de cálculo

En términos generales, el procedimiento empleado para determinar la demanda máxima gestionable del gestor consiste en analizar individualmente la demanda máxima gestionable de cada termotanque del conjunto de  $K$  equipos cuyo consumo fue relevado por UTE [5], para luego extrapolar estos resultados al total de  $K$  equipos que conforman el parque de termotankes gestionables del país.

La demanda máxima gestionable de un termotanque, además de estar sujeta a la potencia eléctrica del equipo, depende de dos factores principales: el instante en que es posible realizar las interrupciones y su duración.

La definición de la ventana de interrupción (VI), junto con el uso esperado de cada termotanque, condicionan los instantes en que es posible realizar las interrupciones. Así, los datos de consumo de los termotankes relevados resultan clave, ya que para una ventana de interrupción dada, permiten identificar los períodos en los que cada equipo está operativo y, por lo tanto, determinar las potenciales oportunidades de interrupción asociadas al mismo. En la Sección 4.3.2 se describe el procedimiento utilizado para identificar dichos períodos y seleccionar los encendidos de uso que cumplen con las condiciones necesarias para ser interrumpidos.

Por su parte, la duración de las interrupciones depende de las características de cada termotanque y de la restricción de no afectar el confort de los usuarios. Este cálculo se realiza considerando los tiempos máximos de interrupción para cada equipo, los cuales son estimados en función del comportamiento térmico del termotanque y del umbral de temperatura mínima definido en la hipótesis N°2. El detalle de este procedimiento se encuentra en la Sección 4.3.3.

#### 4.3.2. Encendidos interrumpibles

A partir de los datos históricos de consumo del conjunto de termotankes relevados [5] y de las hipótesis previamente establecidas, se identifican los encendidos de uso en los que es posible realizar interrupciones, denominados en adelante *encendidos interrumpibles*. La Figura 4.1 presenta el procedimiento lógico, representado mediante un diagrama de flujo, utilizado para determinar si un encendido puede ser clasificado como interrumpible en el contexto del modelado propuesto.

#### 4.3.3. Tiempos de interrupción máximos

El tiempo de interrupción máximo de cada termotanque define, bajo las hipótesis consideradas, el período durante el cual el equipo puede permanecer apagado en el tramo final de un encendido de uso sin que el usuario experimente una reducción significativa en su confort.

Capítulo 4. Caracterización y modelado de un potencial gestor de la demanda eléctrica con termotanques en Uruguay

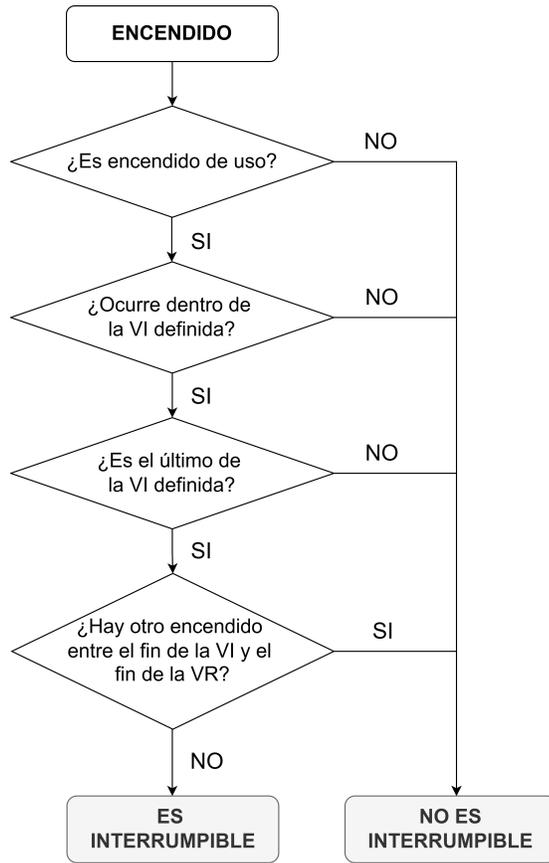


Figura 4.1: Diagrama de flujo para determinar si un encendido es interrumpible.

### Estados de operación y temperatura del agua

Para hallar los tiempos de interrupción máximos, se estudia el comportamiento de la temperatura del agua de los termotanques durante los encendidos de uso, lo que se logra identificando los distintos estados de operación que el equipo atraviesa en dichos encendidos.

Un encendido de uso es causado porque un usuario comenzó a usar agua caliente del termotanque. La Figura 4.2 representa el comportamiento de un termotanque cuando inicia un encendido de uso. Antes de que el equipo se encienda, el mismo estuvo en el estado 4 (apagado, con demanda de agua caliente), donde el agua inicia con una temperatura  $T_0$  ( $T_{INF} < T_0 < T_{SUP}$ ) y termina con una temperatura igual a  $T_{INF}$ . En el instante en que la temperatura del agua desciende por debajo de  $T_{INF}$ , el termotanque se enciende y pasa a estar en el estado 5 (encendido, con demanda de agua caliente).

### 4.3. Demanda máxima gestionable del gestor

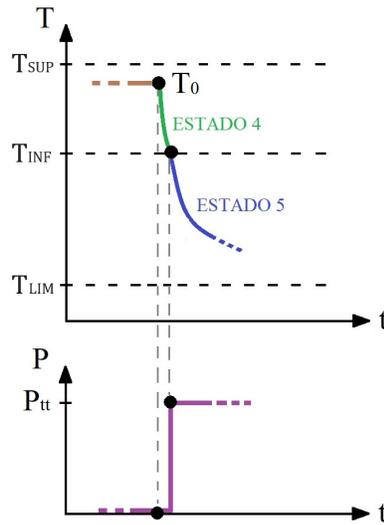


Figura 4.2: Comportamiento de un termotanque cuando inicia un encendido de uso. El primer gráfico muestra la temperatura del agua del equipo en función del tiempo, mientras que el segundo gráfico corresponde a la potencia consumida para el mismo período de tiempo.

Al no tener registros de la temperatura del agua de los termotanques, solamente con los datos de la potencia consumida no es posible identificar en qué estado de operación se encuentra el equipo en cada instante del encendido de uso, existiendo dos estados posibles (ver Figura 4.3):

- Estado 5 (equipo encendido, con demanda de agua caliente).
- Estado 2 (equipo encendido, sin demanda de agua caliente).

De lo que se tiene certeza es que todo encendido de uso comienza en el estado 5 con la temperatura del agua a  $T_{INF}$ , sin saber por cuánto tiempo se estará en el mismo.

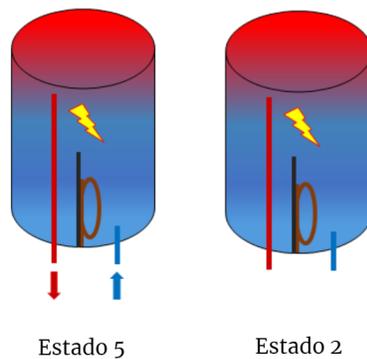


Figura 4.3: Posibles estados de operación de los termotanques durante los encendidos de uso.

También es posible afirmar que en el último tramo del encendido de uso, el termotanque estará en el estado 2 (equipo encendido, sin demanda de agua caliente), si bien no se sabe por cuánto tiempo. A este último tramo se le llamará *fin del encendido de*

## Capítulo 4. Caracterización y modelado de un potencial gestor de la demanda eléctrica con termotanques en Uruguay

uso. La Figura 4.4 representa el comportamiento de un termotanque en el tramo final de un encendido de uso.

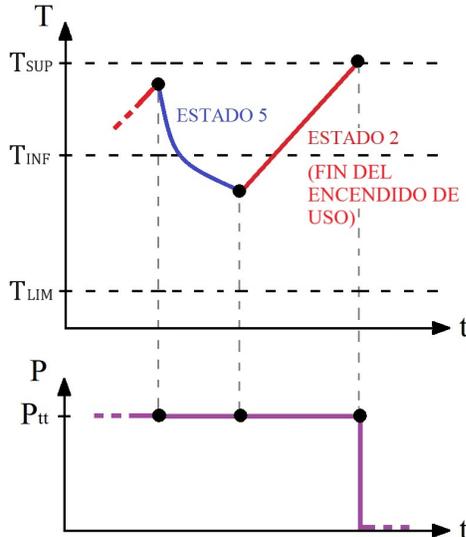


Figura 4.4: Comportamiento de un termotanque en el tramo final de un encendido de uso. El primer gráfico muestra la temperatura del agua del equipo en función del tiempo, mientras que el segundo gráfico corresponde a la potencia eléctrica consumida para el mismo período de tiempo.

Tal como se mencionó anteriormente, entre el inicio y el final de un encendido de uso, hay incertidumbre sobre los estados de operación que se atraviesan. A modo de ejemplo, la Figura 4.5 muestra dos posibles comportamientos de un termotanque para un encendido de uso de idéntica duración.

### Planteo y resolución del problema

Se debe identificar en qué instante del encendido de uso es posible interrumpir la operación del termotanque tanto tiempo como sea posible sin que se vea afectado el confort de los usuarios, teniendo en cuenta que tal como se detalló en las hipótesis, cada interrupción puede ocurrir únicamente al final de los encendidos de uso. El criterio adoptado es que la temperatura del agua almacenada no descienda por debajo de  $T_{LIM} = 40^{\circ}\text{C}$ , valor definido como el límite mínimo aceptable para garantizar el confort en su uso [54].

Se busca un enfoque conservador y encontrar una forma genérica para calcular el tiempo de interrupción máximo que sea aplicable a los distintos termotanques. El caso general que representa el comportamiento de los termotanques en el último tramo de un encendido de uso se muestra en la Figura 4.6 (a), donde se grafica la temperatura del agua y la potencia consumida por el equipo para el intervalo de tiempo  $t_{X1}$ . Los intervalos de tiempo  $t_{X1}$  y  $t_{X2}$  se introducen con fines de formulación matemática, y en particular  $t_{X2}$  representa la duración total correspondiente al fin del encendido de uso.

En la Figura 4.6 (a) se observa que el termotanque comienza el intervalo de estudio en el estado 5 con el agua a temperatura inicial  $T_2$  y luego de un tiempo  $(t_{X1} - t_{X2})$  entra en el fin del encendido de uso con la temperatura del agua a  $T_1$  ( $T_1 > T_{LIM}$ ), permaneciendo en el estado 2 durante un tiempo  $t_{X2}$ .

### 4.3. Demanda máxima gestionable del gestor

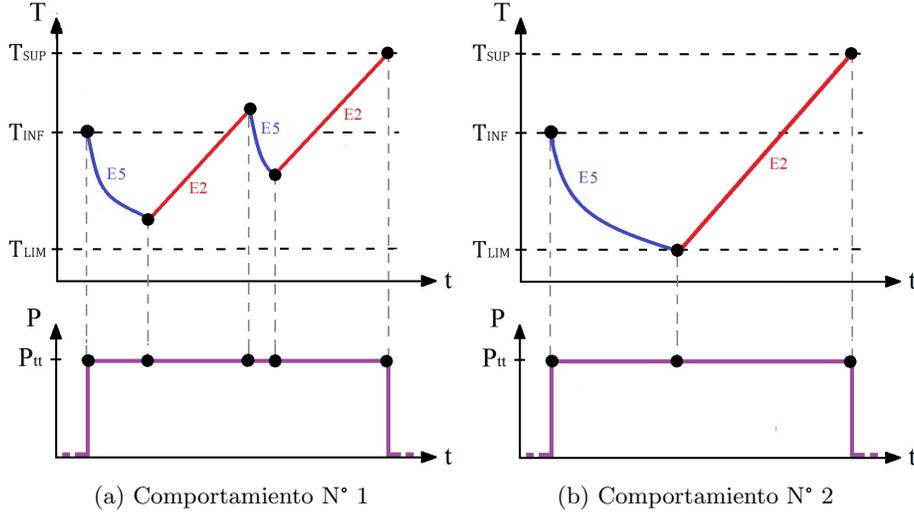


Figura 4.5: Dos posibles comportamientos de un termotanque para un encendido de uso de idéntica duración. Los gráficos superiores muestran la temperatura del agua en función del tiempo, mientras que los gráficos inferiores corresponden a la potencia eléctrica consumida.

Si se apaga el termotanque en el instante de tiempo en que la temperatura es  $T_2$ , entonces el equipo en lugar de estar en el estado 5, estaría en el estado 4, con la misma temperatura inicial  $T_2$  pero con una temperatura final  $T_3$  menor que  $T_1$  luego de usar el agua caliente durante el tiempo  $(t_{X1} - t_{X2})$ . Esto se debe a que la resistencia dejaría de calentar el agua. Además, luego del tiempo  $(t_{X1} - t_{X2})$ , el equipo en lugar de pasar al estado 2 pasaría al estado 1 a la temperatura constante  $T_3$ , tal como se representa en la Figura 4.6 (b).

Para hallar el tiempo de interrupción máximo sin que se vea afectado el confort de los usuarios, se busca, para cada configuración de termotanque, el mayor valor  $t_{X1}$  tal que se cumpla que  $T_3$  sea mayor a  $T_{LIM} = 40^\circ\text{C}$ . En otras palabras, se busca que al interrumpir la operación del equipo, la temperatura del agua no descienda por debajo del límite inferior a partir del cual el usuario pierde confort.

Si bien el desarrollo completo se encuentra en la Sección A.2 del Apéndice A, a continuación se resume el procedimiento general seguido:

- A partir del comportamiento del termotanque sin interrupción presentado en la Figura 4.6 (a), se utiliza:
  - La ecuación que modela la evolución de temperatura en el estado 5 para hallar la relación  $T_1 = f_5(T_2, t_{X1} - t_{X2})$ .
  - La ecuación que modela la evolución de temperatura en el estado 2 para hallar la relación  $T_1 = f_2(t_{X2})$ .

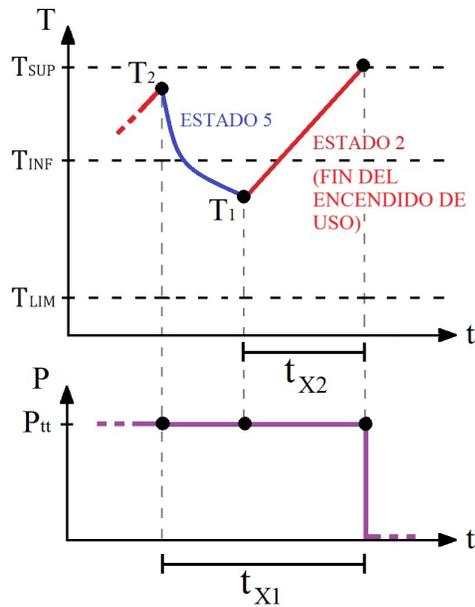
Combinando ambas, se obtiene una relación que vincula  $T_2$  con  $t_{X2}$  y  $(t_{X1} - t_{X2})$ :

$$T_2 = g(t_{X2}, t_{X1} - t_{X2})$$

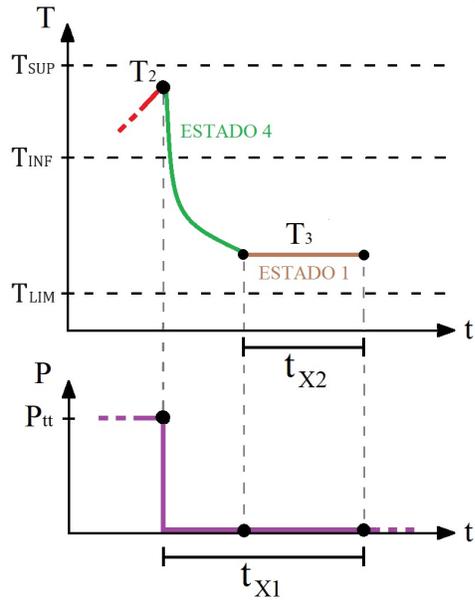
- Luego, considerando el comportamiento del termotanque con interrupción presentado en la Figura 4.6 (b), se utiliza la ecuación que modela la evolución de temperatura en el estado 4 para relacionar  $T_2$  con  $T_3$  y  $(t_{X1} - t_{X2})$ :

$$T_2 = f_4(T_3, t_{X1} - t_{X2})$$

Capítulo 4. Caracterización y modelado de un potencial gestor de la demanda eléctrica con termotanques en Uruguay



(a) Funcionamiento del termotanque sin interrupción



(b) Funcionamiento del termotanque con interrupción

Figura 4.6: Comparación del funcionamiento de un termotanque en el último tramo de un encendido de uso en dos escenarios: (a) si no es interrumpido y (b) si es interrumpido. En ambos casos, el primer gráfico muestra la temperatura del agua del equipo en función del tiempo, mientras que el segundo gráfico corresponde a la potencia consumida para el mismo período de tiempo. Los términos  $t_{X1}$  y  $t_{X2}$  son intervalos de tiempo definidos para formular las ecuaciones.

### 4.3. Demanda máxima gestionable del gestor

- Igualando ambas expresiones de  $T_2$ , se obtiene una ecuación que vincula  $T_3$  con  $t_{X2}$  y  $(t_{X1} - t_{X2})$ :

$$T_3 = f(t_{X2}, t_{X1} - t_{X2})$$

Esta relación está expresada en la Ecuación A.25 del Apéndice A.

Finalmente, para cada modelo de termotanque relevado, se determinan los tiempos máximos de interrupción resolviendo un problema de optimización. El objetivo es maximizar el tiempo de interrupción  $t_{X1}$ , sujeto a la restricción de que la temperatura del agua no descienda por debajo del límite mínimo aceptable de confort, definido en  $T_{LIM} = 40^\circ\text{C}$ . El problema se formula matemáticamente como:

$$\max_{t_{X1}} \quad \text{sujeto a: } f(t_{X2}, t_{X1} - t_{X2}) \geq T_{LIM} \quad (4.7)$$

Los resultados de esta optimización se presentan en la Tabla 4.1, detallando los tiempos máximos de interrupción calculados para distintas configuraciones de termotanques.

#### Caso particular de operación: diente de sierra

El término *diente de sierra* se refiere a un patrón de uso del agua caliente dentro de un mismo encendido de uso de un termotanque. Ocurre cuando se utiliza el agua caliente de manera intermitente, por ejemplo, mediante dos o más usos independientes dentro del mismo encendido, y se caracteriza por la alternancia entre períodos de uso del agua caliente y períodos de recuperación térmica, resultando en una gráfica de temperatura del agua en función del tiempo que se asemeja a los dientes de una sierra. A modo de ejemplo, el comportamiento observado en la Figura 4.5 (a) es del tipo diente de sierra.

Si bien los encendidos con patrón de diente de sierra se consideran en el análisis, se modelan de manera simplificada, asumiendo un único uso continuo por encendido de uso. Esto permite un tratamiento más manejable y generalizado de los datos sin perder representatividad en los resultados globales. Sin embargo, esta simplificación tiende a subestimar el tiempo máximo de interrupción que podría alcanzarse en un encendido real con diente de sierra, donde se generan oportunidades adicionales para extender la duración de las interrupciones sin afectar el confort de los usuarios. Así, un análisis detallado de estos patrones podría ofrecer un margen adicional de gestión, y constituye una oportunidad para estudios futuros más específicos.

#### 4.3.4. Procedimiento de cálculo

A partir de la definición de encendidos interrumpibles establecida en la Sección 4.3.2 y de las consideraciones sobre el tiempo de interrupción máximo detalladas en la Sección 4.3.3, a continuación se describe el procedimiento para calcular la demanda máxima gestionable del parque de termotanques gestionable del país.

El cálculo se realiza en base a la colección de archivos *Termotanques\_min*, que contiene datos históricos minutales del consumo de 224 termotanques con el detalle que se presenta en el Apéndice B. De manera resumida, el procedimiento seguido para procesar los datos de *cada termotanque* es el siguiente:

1. Identificar la duración de los encendidos de restauración del equipo.
2. Filtrar los encendidos de uso, eliminando los encendidos de restauración a lo largo del horizonte de tiempo analizado.
3. Descartar los encendidos de uso que no sean interrumpibles. Quedan así solamente los consumos asociados a los encendidos interrumpibles.

Capítulo 4. Caracterización y modelado de un potencial gestor de la demanda eléctrica con termotanques en Uruguay

Potencia TT (W)	Volumen TT (L)	Tiempo de interrupción (min)
1 200	50	30
1 200	66	40
1 500	14	10
1 500	27	20
1 500	39	28
1 500	41	30
1 500	47	34
1 500	55	40
1 500	69	50
1 500	83	60
1 500	110	80
1 500	152	110
1 600	19	15
1 600	33	25
1 980	50	45
1 980	65	60
2 000	51	47

Tabla 4.1: Tiempos máximos de interrupción para distintas configuraciones de termotanques.

4. Calcular el tiempo de interrupción máximo del equipo, que como se describe en detalle en el Apéndice B, se determina en función de las duraciones de los encendidos de restauración identificadas en el paso 1.
5. “Recortar” el tramo final de los consumos asociados a los encendidos interrumpibles (obtenidos en el paso 3), considerando el tiempo máximo de interrupción determinado en el paso 4.
6. Determinar la demanda máxima gestionable del equipo como la diferencia entre la potencia de consumo asociada a los encendidos interrumpibles (obtenida en el paso 3) y la potencia de consumo tras la aplicación del “recorte” (obtenida en el paso 5).

Este proceso genera una nueva colección de archivos con los datos de potencia correspondientes a la demanda máxima gestionable de cada equipo.

Al promediar estos valores para el conjunto de  $K$  1 termotanques relevados y escalar los resultados para el tamaño del parque de termotanques gestionables conformado por  $K$  equipos, se obtiene la demanda máxima gestionable del gestor. Para un análisis detallado del procedimiento de cálculo empleado, consultar el Apéndice B.

## 4.4. Resultados esperados del modelado

### 4.3.5. Horizonte de tiempo considerado para los datos

El modelo llevado a cabo se basa en la generalización del comportamiento histórico de un conjunto de equipos relevados durante un año específico representativo, asumiendo que dicho patrón de consumo se mantiene constante a lo largo del horizonte de estudio (hipótesis N°1). Así, para poder introducir la demanda de interrupción en el modelo de operación del sistema, se requiere de un perfil horario de dicha demanda a lo largo de un año completo.

Los datos de operación relevados corresponden al período comprendido entre el 26/07/2019 y el 25/12/2022. Considerando que la pandemia del COVID-19 pudo haber influido en los hábitos de consumo habituales de agua caliente en la población, se opta por utilizar los datos correspondientes al año 2022.

Teniendo en cuenta que el último dato relevado corresponde al 25/12/2022 (faltan datos para algunos días del mes de diciembre del año 2022), se resuelve que para el período comprendido entre el 21/12/2022 y el 31/12/2022 se usen los datos correspondientes a los mismos días pero del año 2019 (período del 21/12/2019 al 31/12/2019).

### 4.3.6. Tamaño del parque de termotanques gestionables

La cantidad de termotanques gestionables constituye una variable clave en el modelado, ya que determina la capacidad máxima de interrupción que el gestor puede alcanzar. En particular, y de acuerdo con el procedimiento descrito en la Sección 4.3.4, existe una relación lineal entre el tamaño del parque y la demanda máxima gestionable. Esto implica que un incremento en la cantidad de equipos se traduce directamente en una mayor capacidad de gestión de la demanda.

Para el presente estudio se adopta, como hipótesis base, que el parque de termotanques gestionables del país está compuesto por  $K = 1\,000\,000$  equipos, lo cual constituye el caso extremo en el que la totalidad de los termotanques instalados se encuentran integrados al gestor. Esta aproximación permite estimar el potencial técnico máximo de la estrategia propuesta, sirviendo como punto de referencia para futuras evaluaciones con escenarios más conservadores.

## 4.4. Resultados esperados del modelado

A partir del modelado propuesto y descrito en las secciones 4.2 y 4.3 del presente capítulo se espera, para cada caso de gestión de demanda estudiado (definido por sus correspondientes VI y VR), obtener una serie horaria de potencia correspondiente a la demanda máxima gestionable del gestor conformado por  $K = 1\,000\,000$  equipos, correspondiente al año representativo 2022.

Es importante hacer énfasis en que, aunque la estrategia propuesta para los datos históricos cumple con las hipótesis de minimizar el discomfort de los usuarios, no se puede garantizar que estas condiciones se mantengan invariables al generalizar los resultados al total del parque de termotanques gestionables, ni tampoco a futuro. No obstante, se espera que las posibles variaciones en los hábitos de consumo, en la tecnología de los equipos o en las condiciones del sistema sean menores y no afecten significativamente la validez de las estimaciones realizadas.

Por último, las hipótesis de umbral de confort establecidas permiten obtener resultados que reflejan un escenario conservador, en el que la gestión de la demanda no compromete la calidad del servicio. De esta forma, cualquier variación en las condiciones reales que incremente la flexibilidad operativa del gestor (por ejemplo, umbrales de confort más bajos aceptados por algunos usuarios) podría traducirse en un potencial aumento de la demanda gestionable en la práctica.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

## Capítulo 5

# Valoración económica de la implementación del gestor sin considerar los beneficios para la red

En este capítulo se presenta una primera valoración económica de la implementación del gestor, enfocándose exclusivamente en los beneficios asociados a la operación de la generación del sistema eléctrico uruguayo. Se excluyen de este análisis los potenciales beneficios vinculados a la red de transmisión y distribución.

En el Capítulo 4 se describió una forma de representar el funcionamiento del gestor de termotanques en los modelos de operación del sistema eléctrico uruguayo, basada en un conjunto de hipótesis y supuestos simplificadores. En este capítulo se presentan los resultados de aplicar dicho modelado para diferentes casos de gestión de la demanda, evaluando los efectos operativos, económicos y ambientales que resultan de la implementación del gestor.

Los resultados presentados a continuación permiten establecer una primera estimación de los beneficios que esta herramienta de gestión de la demanda puede aportar al sistema eléctrico uruguayo, proporcionando un fundamento inicial sobre la viabilidad y el potencial de la estrategia propuesta.

### 5.1. Corridas en MOP

Las simulaciones de la operación del sistema eléctrico uruguayo, con y sin la incorporación del gestor, se realizan utilizando el software MOP (Modelo de Operación). Este software, desarrollado por UTE, está diseñado para optimizar y simular la generación del sistema eléctrico uruguayo [16]. Dado que MOP es de código abierto, permite su modificación y adaptación a distintos estudios, facilitando su uso en proyectos académicos y de planificación energética.

A continuación, se describen las simulaciones realizadas en el MOP, que constituyen la base del análisis llevado adelante en este capítulo.

#### 5.1.1. Aspectos generales

Las simulaciones realizadas en el MOP consideran un total de 114 escenarios hidrológicos, que representan condiciones históricas desde 1909 hasta 2022. Los resulta-

## Capítulo 5. Valoración económica de la implementación del gestor sin considerar los beneficios para la red

dos cuantitativos presentados en este trabajo corresponden a valores esperados sobre este conjunto de escenarios.

Además, el MOP captura la incertidumbre en las variables relevantes, en particular para los recursos eólicos y solares. Esto permite reflejar la variabilidad de estas fuentes en la simulación de la operación del sistema.

El horizonte temporal de las simulaciones realizadas será de cuatro años, desde 2023 hasta 2026, proporcionando un margen adecuado para analizar el período de interés conformado por los años 2024 y 2025. Este margen incluye un año inicial que permite estabilizar las condiciones de operación (evitando que las condiciones iniciales afecten los resultados del estudio), y un año al final que funciona como guarda para asegurar que los resultados no se vean comprometidos por efectos de borde en el modelo.

Se destaca que la resolución temporal del modelo es horaria, lo que permite captar adecuadamente la variabilidad diaria de la demanda y la generación. Estos aspectos resultan fundamentales para evaluar el impacto operativo del gestor en el sistema.

Por otra parte, en cada año simulado, el perfil horario de demanda utilizado en el MOP corresponde a una homotecia de un perfil base anual único. Esto implica que se conserva la forma temporal del consumo (esto es, la distribución relativa de la demanda a lo largo de cada hora del año), ajustando únicamente su escala anual (energía total anual) para reflejar las proyecciones de crecimiento o variaciones en la demanda total del sistema. La demanda base seleccionada para este estudio corresponde al año 2022, dado que para dicho año se calculó la demanda máxima gestionable del gestor. Esta elección asegura la coherencia del modelado, ya que la lógica de representación del gestor se basa en aplicar modificaciones (aditivas o sustractivas) al perfil de demanda base  $D_0$  (demanda del sistema operando sin el gestor), a través de las componentes gestionables  $D_{TTG}$  y  $D_{TTREC}$ , según lo detallado en la Sección 4.2.2 del Capítulo 4. Utilizar perfiles correspondientes a un mismo año para  $D_0$ ,  $D_{TTG}$  y  $D_{TTREC}$  garantiza la consistencia del análisis, asegurando que las operaciones de ajuste de demanda para cada caso de gestión de demanda estudiado se realicen sobre una base homogénea.

Por último, como hipótesis adicional se asume que durante el horizonte definido no habrá expansión de la capacidad de generación del sistema.

### 5.1.2. Simulación de referencia

La simulación de referencia, o corrida base, representa la operación del sistema eléctrico uruguayo sin la implementación del gestor de termotanques. Será el punto de comparación para evaluar distintos impactos derivados de operar el sistema con el gestor.

### 5.1.3. Simulaciones de la operación con el gestor

Se incorporan al MOP los distintos casos de gestión de demanda que se desean analizar, generando una simulación para cada caso. Estos se modelan conforme al esquema propuesto y descrito en la Sección 4.2, y su detalle se presenta en la Sección 5.3.

## 5.2. Determinación de los casos de gestión de demanda

Los casos de gestión de la demanda corresponden a los mejores escenarios identificados para operar el sistema con el gestor, y será a partir de ellos que se calculará el beneficio buscado. Como se definió en la Sección 5.3, cada caso de gestión de demanda se define por una ventana de interrupción (VI) y una ventana de recuperación (VR). A continuación, se describen los criterios adoptados para su determinación.

## 5.2. Determinación de los casos de gestión de demanda

### 5.2.1. Selección de la ventana de interrupción

La ventana de interrupción corresponde al intervalo de tiempo en el que pueden ocurrir las interrupciones de los termotanques. Para seleccionar esta ventana es esencial, en primer lugar, comprender el concepto de falla en el sistema eléctrico uruguayo.

Una falla se produce cuando la demanda eléctrica supera la capacidad de generación, lo que resulta en la incapacidad del sistema para satisfacer la demanda. Este desequilibrio tiene un costo para el país, asociado tanto con la pérdida de confort para los usuarios como con las pérdidas económicas en actividades productivas. En Uruguay, estos costos se cuantifican a través de cuatro escalones de falla, cada uno con un costo variable asociado a la energía no suministrada, que representan hasta cuánto se está dispuesto a pagar durante cada racionamiento [55].

Las ventanas de interrupción se definen en función de:

1. Los patrones de consumo de los termotanques eléctricos, en donde las horas de mayor consumo representan un mayor potencial de gestión ya que permiten interrumpir más cantidad de carga. La distribución promedio del uso de los termotanques eléctricos en los hogares de Uruguay se describió en la Sección 2.3.2 del Capítulo 2.
2. El comportamiento del segundo escalón de falla de la corrida base (representado en la Figura 5.1), que permite identificar los momentos de mayor estrés en el sistema, donde la operación del gestor podría ser más efectiva. La elección del segundo escalón de falla como referencia se justifica por su capacidad para reflejar situaciones de alta demanda que, si bien son críticas, resultan gestionables. Esto facilita una evaluación precisa del desempeño del gestor en condiciones operativas exigentes, pero controladas.

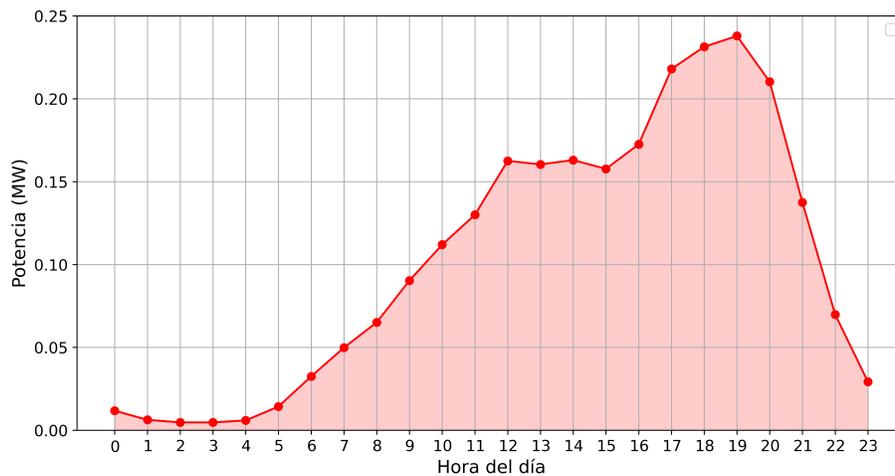


Figura 5.1: Potencia de falla 2 promedio por hora resultante de la corrida base para los años 2024 y 2025.

Con base a esto, las ventanas de interrupción seleccionadas abarcan los horarios con mayor potencial de interrupción del gestor, comprendidos en las horas de la tarde-noche.

## Capítulo 5. Valoración económica de la implementación del gestor sin considerar los beneficios para la red

### 5.2.2. Selección de la ventana de recuperación

La ventana de recuperación corresponde al intervalo de tiempo en donde se recuperará la energía no suministrada durante las interrupciones de los termotanques.

Para seleccionar esta ventana, se consideran:

1. La disponibilidad de excedentes energéticos en la corrida base, para lo cual se analiza la potencia promedio horaria de estos excedentes (ver Figura 5.2).

Los excedentes corresponden a la cantidad de energía que queda disponible en el sistema durante ciertos períodos en los que la demanda es inferior a la capacidad de generación.

En el marco del programa propuesto, para recuperar la energía interrumpida se priorizan las horas con mayor cantidad de excedentes, buscando comprometer lo menos posible la estabilidad operativa del sistema.

2. Los patrones de consumo de los termotanques eléctricos, donde las horas de menor consumo de los termotanques representan un mayor potencial para recuperar la energía ya que minimizan la superposición de demandas y reducen el riesgo de sobrecargar el sistema.

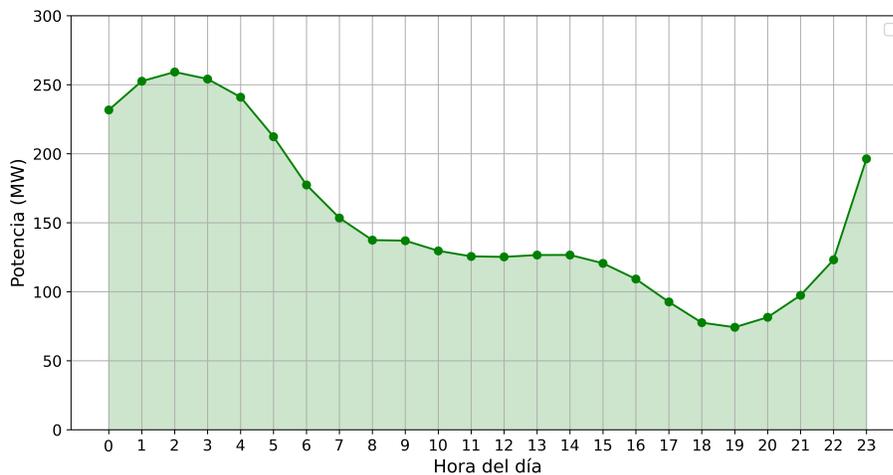


Figura 5.2: Potencia de excedentes promedio por hora resultante de la corrida base para los años 2024 y 2025.

Con base a esto, la ventana de recuperación se define entre las 00:00 y las 07:00 horas. Adicionalmente, se propone que la recuperación de la energía se realice de forma proporcional a la curva promedio horaria de excedentes del sistema. Para ello, la potencia horaria de recuperación se calcula ponderando el total de energía a reponer con los factores horarios presentados en la Tabla 5.1, obtenidos a partir del análisis de los excedentes en la simulación de referencia.

La estrategia propuesta busca una recuperación eficiente de la energía no suministrada a los termotanques durante las interrupciones. Se trata de un criterio general adoptado para el modelado del gestor que promueve una recuperación bajo condiciones promedio, priorizando la recuperación durante la madrugada para minimizar el estrés sobre el sistema. Sin embargo, esta estrategia no garantiza una optimización global en el uso de los recursos energéticos.

### 5.3. Casos de gestión de la demanda considerados

<b>Hora</b>	<b>Ponderador</b>
00:00	11.92 %
01:00	14.07 %
02:00	15.33 %
03:00	15.74 %
04:00	15.43 %
05:00	14.63 %
06:00	12.89 %

Tabla 5.1: Ponderadores utilizados para distribuir la recuperación de energía por hora, obtenidos del análisis de los excedentes energéticos en la corrida base.

Finalmente, es importante destacar que en un escenario de operación real, el gestor tendría la capacidad de ajustar dinámicamente su comportamiento en función de las condiciones específicas del sistema, optimizando aún más su desempeño.

### 5.3. Casos de gestión de la demanda considerados

De acuerdo con lo expuesto en la Sección 5.2, se identifican los siguientes casos de gestión de demanda como los más relevantes para la operación del sistema con el gestor. Estos casos serán utilizados en la valoración económica que se desarrolla en este capítulo, así como en la valoración presentada en el Capítulo 6 (que incluye los análisis relacionados con la red).

Respetando la hipótesis N°6 de modelado detallada en la Sección 4.2.5, las ventanas de interrupción para cada caso se definen de manera que finalicen exactamente a la misma hora en que comienza la ventana de recuperación. Como las ventanas de recuperación se programan para el intervalo de 00:00 a 07:00 horas, todas las ventanas de interrupción se extienden hasta las 00:00 horas.

#### 5.3.1. Caso 1: Ventana de interrupción comienza 17:00 horas

La ventana de interrupción comienza a las 17:00 horas y finaliza a las 00:00 horas. En la Figura 5.3 se presenta el gráfico con las potencias de interrupción y de recuperación para el Caso 1.

#### 5.3.2. Caso 2: Ventana de interrupción comienza 18:00 horas

La ventana de interrupción comienza a las 18:00 horas y finaliza a las 00:00 horas. En la Figura 5.4 se presenta el gráfico con las potencias de interrupción y de recuperación para el Caso 2.

#### 5.3.3. Caso 3: Ventana de interrupción comienza 19:00 horas

La ventana de interrupción comienza a las 19:00 horas y finaliza a las 00:00 horas. En la Figura 5.5 se presenta el gráfico con las potencias de interrupción y de recuperación para el Caso 3.

## Capítulo 5. Valoración económica de la implementación del gestor sin considerar los beneficios para la red

### 5.3.4. Caso 4: Ventana de interrupción comienza 20:00 horas

La ventana de interrupción comienza a las 20:00 horas y finaliza a las 00:00 horas. En la Figura 5.6 se presenta el gráfico con las potencias de interrupción y de recuperación para el Caso 4.

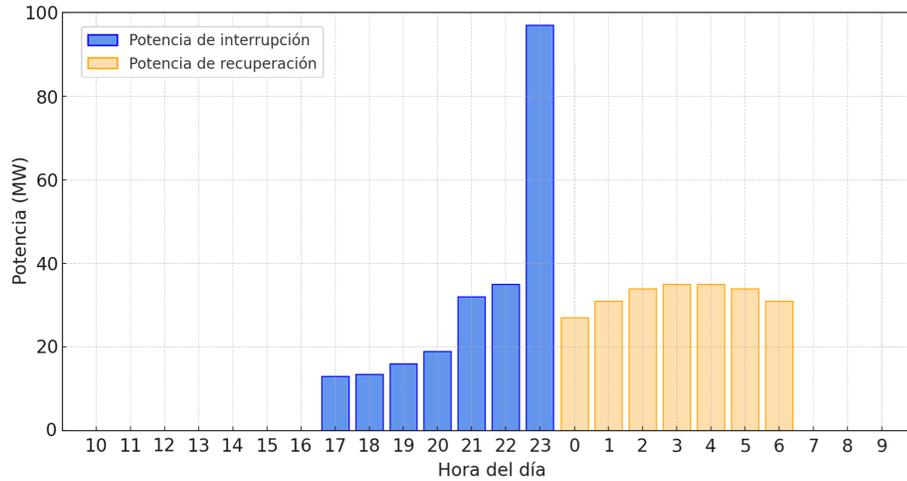


Figura 5.3: Potencias de interrupción y de recuperación del Caso 1 (ventana de interrupción de 17:00 a 00:00 horas).

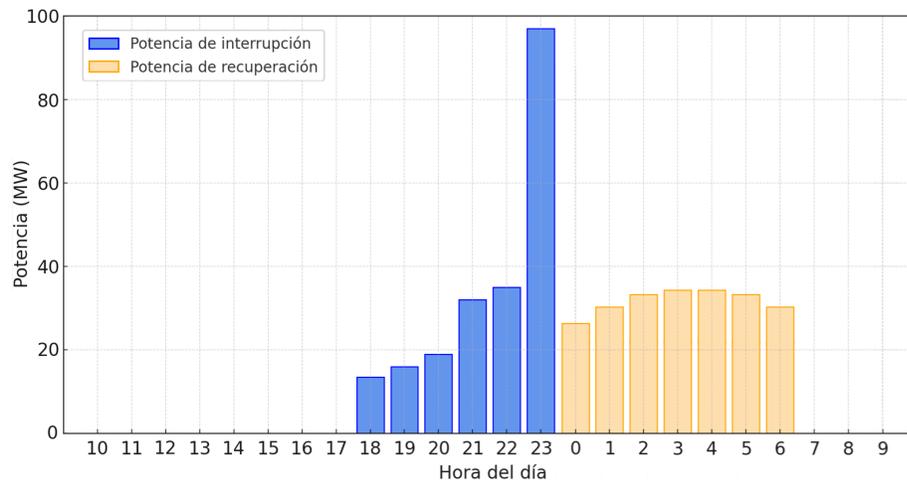


Figura 5.4: Potencias de interrupción y de recuperación del Caso 2 (ventana de interrupción de 18:00 a 00:00 horas).

### 5.3.5. Comentarios preliminares

Se presentaron cuatro casos de gestión de demanda que serán utilizados para cuantificar los beneficios de operar el sistema con el gestor. La diferencia entre los mismos se encuentra en la hora de inicio de la ventana de interrupción.

### 5.3. Casos de gestión de la demanda considerados

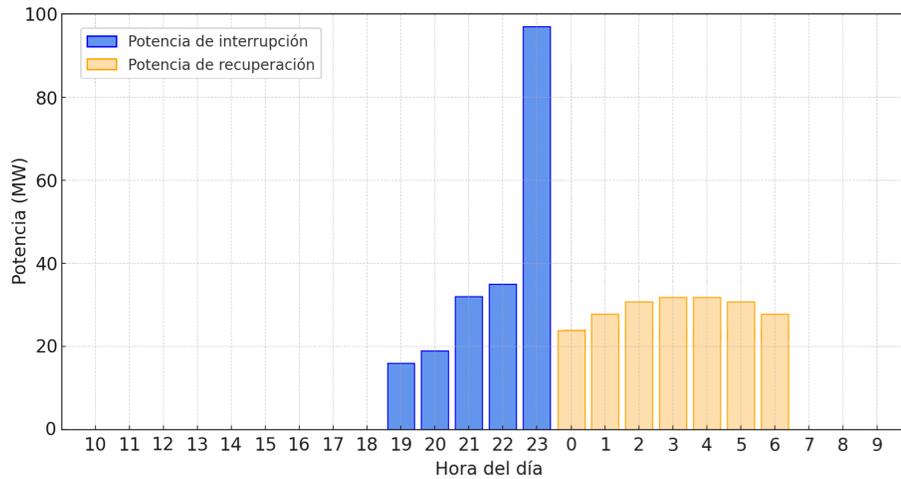


Figura 5.5: Potencias de interrupción y de recuperación del Caso 3 (ventana de interrupción de 19:00 a 00:00 horas).

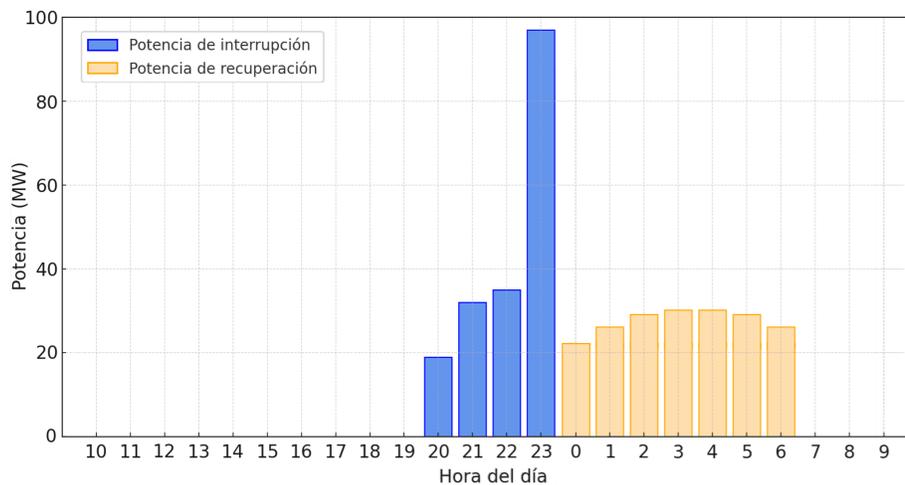


Figura 5.6: Potencias de interrupción y de recuperación del Caso 4 (ventana de interrupción de 20:00 a 00:00 horas).

Se encuentra que una ventana de interrupción que comienza más temprano permite gestionar una mayor cantidad de energía, pero también implica un mayor requerimiento de energía de recuperación, de modo que el caso más conveniente dependerá de las condiciones específicas del sistema en cada día operativo.

Los cuatro casos se seleccionaron en base a análisis preliminares, y constituyen una base sólida para evaluar cómo distintas estrategias de gestión de la demanda afectan la operación del sistema eléctrico uruguayo. En particular, estos casos de estudio permitirán:

1. Realizar una primera valoración económica (que se desarrolla en el presente capítulo) mediante su incorporación en el MOP, conforme a lo expuesto en la Sección 5.1.3. Los resultados de estas simulaciones permitirán estimar los

## Capítulo 5. Valoración económica de la implementación del gestor sin considerar los beneficios para la red

beneficios derivados de operar el sistema con el gestor en cada caso, tal como se presenta en la Sección 5.4.

2. Realizar una evaluación económica alternativa (que se desarrolla en el Capítulo 6) con una metodología que considera los impactos sobre la red de transmisión y distribución de operar el sistema con el gestor.

### 5.4. Beneficios de operar el sistema con el gestor

Se analizan los beneficios derivados de operar el sistema eléctrico uruguayo con el gestor en lo que respecta al costo total de operación del sistema de generación, la utilización de máquinas térmicas, la reducción de los impactos ambientales y las horas de falla del sistema.

Para el cálculo se consideran los resultados de las simulaciones correspondientes a los cuatro casos de gestión de demanda y la simulación de referencia (sin gestor), los cuales fueron presentados en la Sección 5.3. En todos los casos, la cuantificación de los beneficios se realiza para los años 2024 y 2025.

#### 5.4.1. Definición de estrategia compuesta

Se introduce una nueva modalidad de operación denominada *estrategia compuesta*. Esta consiste en seleccionar, para cada día operativo del horizonte de simulación analizado, la política de gestión que reporte el mayor beneficio económico entre los cuatro casos evaluados, o bien optar por la operación base (sin gestor) en caso de no observarse beneficios. Esta estrategia sigue la lógica presentada en la Sección 5.4.2.

#### 5.4.2. Costo total de operación del sistema de generación

El beneficio económico para cada día operativo se define como la diferencia entre el costo de generación del sistema en ausencia del gestor y el menor costo resultante entre los casos con gestor evaluados para ese mismo día operativo. Si hay días operativos en que ninguno de los cuatro casos con gestor representa un ahorro respecto al caso base, no se consideran beneficios.

Así, para cada día operativo  $r \in [1, 2, \dots, 365]^1$ , y para cada escenario hidrológico  $w \in [1, 2, \dots, 114]$  correspondientes a cada año de estudio, se evalúan los costos de generación del sistema para los  $i \in [1, 2, 3, 4]$  casos de gestión de la demanda presentados en la Sección 5.3. La premisa principal es que el gestor opera si y solo si se identifica un beneficio económico para ese día operativo y escenario particular, y lo hace según el caso  $i$  que otorga el mayor beneficio.

El beneficio diario  $BD(r, w)$  representa los ahorros económicos generados en cada día operativo  $r$  en que el gestor se encuentra operando, para un escenario hidrológico  $w$  dado, y se calcula según la Ecuación 5.1:

$$BD(r, w) = \max_{i=1:4} (BD_i(r, w), 0) \quad (5.1)$$

Donde  $BD_i(r, w)$  es el beneficio diario en un caso específico  $i$ , y se calcula como la diferencia entre el Valor de la Energía Interrumpida ( $VEI$ ) y el Valor de la Energía Recuperada ( $VER$ ), según la Ecuación 5.2:

$$BD_i(r, w) = VEI_i(r, w) - VER_i(r, w) \quad (5.2)$$

---

<sup>1</sup>En años bisiestos, el conjunto se extiende a  $r \in [1, 2, \dots, 366]$ .

#### 5.4. Beneficios de operar el sistema con el gestor

El término  $VEI_i(r, w)$  se define para el caso de gestión  $i$ -ésimo como la suma de la energía interrumpida ( $EI$ ) ponderada por el costo marginal de la electricidad en cada hora de la ventana de interrupción ( $h \in VI$ ), como se muestra en la Ecuación 5.3:

$$VEI_i(r, w) = \sum_{h \in VI} cmg_i(h, w) \times EI_i(h, w) \quad (5.3)$$

De forma análoga, el término  $VER_i(r, w)$  se define para el caso de gestión  $i$ -ésimo como la suma de la energía recuperada ( $ER$ ) ponderada por el costo marginal de la electricidad en cada hora de la ventana de recuperación ( $h \in VR$ ), como se muestra en la Ecuación 5.4:

$$VER_i(r, w) = \sum_{h \in VR} cmg_i(h, w) \times ER_i(h, w) \quad (5.4)$$

Aquí,  $h$  se refiere a las horas dentro del día operativo, y  $cmg_i(h, w)$  representa el costo marginal de la electricidad, que varía según la hora del día operativo ( $h$ ) y el escenario hidrológico ( $w$ ). Los valores de  $cmg_i(h, w)$  se obtienen a partir de los resultados de las cuatro simulaciones realizadas en MOP, una por cada caso de gestión de la demanda. Este enfoque asegura que el modelo considere con precisión las fluctuaciones en los precios de la energía asociadas a la hora del día y al escenario hidrológico.

La elección del costo marginal horario como parámetro de valoración se justifica por la resolución diaria del análisis. Dado que tanto las interrupciones como las recuperaciones se modelan y evalúan dentro de un mismo día operativo, esta elección permite capturar las variaciones intra-diarias en el valor de la energía, reflejando de forma adecuada el costo real de las interrupciones y recuperaciones.

El beneficio anual  $BA(w)$  para cada escenario hidrológico  $w$  se calcula sumando los beneficios diarios a lo largo de todos los días del año:

$$BA(w) = \sum_{r=1}^{365} BD(r, w) \quad (5.5)$$

El beneficio anual esperado  $BAE$  se obtiene promediando los beneficios anuales obtenidos para los 114 escenarios hidrológicos que forman parte de la simulación de referencia, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$BAE = \frac{1}{114} \sum_{w=1}^{114} BA(w) \quad (5.6)$$

El enfoque aquí adoptado ofrece una valoración económica del gestor basada en el costo marginal del sistema. La Figura 5.7 resume el procedimiento antes detallado. En particular, la evaluación se realiza considerando una variedad de condiciones hidrológicas representadas en el MOP, lo que permite contemplar el impacto económico del programa en diferentes escenarios operativos y climáticos.

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 5.2, donde se observa una reducción significativa en los costos de operación del sistema al incorporar el gestor en comparación con el escenario base.

#### 5.4.3. Otros parámetros de relevancia

Además del análisis económico, se consideran otros parámetros relevantes para evaluar el impacto integral del gestor en la operación del sistema eléctrico de generación. En particular, se analizan los efectos sobre la utilización de generación térmica, las emisiones asociadas al despacho térmico y la ocurrencia de horas de falla.

Capítulo 5. Valoración económica de la implementación del gestor sin considerar los beneficios para la red

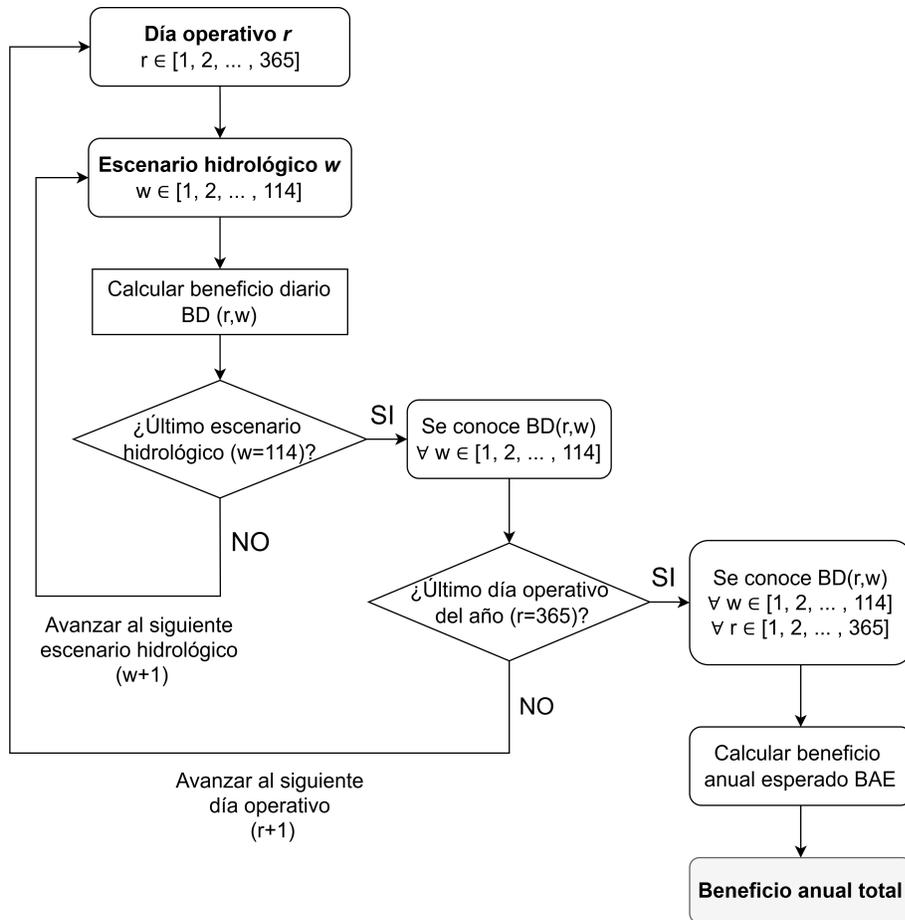


Figura 5.7: Diagrama de flujo del cálculo del beneficio anual esperado a nivel generación (sin considerar los beneficios para la red).

Año	2024	2025
Caso Base	80.17	85.35
Caso con gestor	77.14	81.18
Beneficios del gestor	3.03	4.17

Tabla 5.2: Costo total de operar el sistema en millones de USD.

#### 5.4. Beneficios de operar el sistema con el gestor

Para esta evaluación se utilizan los resultados de la simulación de la operación del gestor en el MOP correspondientes al caso de gestión de demanda que presenta el mayor beneficio económico anual (Caso 2). No se emplea la estrategia compuesta, ya que combinar resultados de días operativos de distintas corridas rompe la coherencia temporal del despacho calculado por MOP y no representa un escenario operativo continuo.

#### Reducción de impactos ambientales

Uno de los beneficios más destacados de operar el sistema con el gestor es la reducción de los impactos ambientales (ver Tabla 5.3), que deriva del menor requerimiento de utilización de máquinas térmicas (ver Figura 5.8).

Al operar con el gestor se obtiene una reducción anual promedio de emisiones del 2.4%. De esta forma, el gestor contribuye a los objetivos de sostenibilidad y a las políticas ambientales del país, promoviendo un sistema eléctrico más limpio y eficiente.

<b>Generador</b>	<b>Año</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
Punta del Tigre A	<b>Caso Base</b>	<b>60 657</b>	<b>65 647</b>
	Caso con gestor	57 783	63 585
	Reducción de CO2	2 874	2 062
CTR	<b>Caso Base</b>	<b>8 589</b>	<b>10 076</b>
	Caso con gestor	7 967	9 901
	Reducción de CO2	622	174
APR	<b>Caso Base</b>	<b>3 422</b>	<b>3 680</b>
	Caso con gestor	3 185	3 656
	Reducción de CO2	236	25
Motores	<b>Caso Base</b>	<b>44 733</b>	<b>48 076</b>
	Caso con gestor	44 123	46 715
	Reducción de CO2	610	1 361
Punta del Tigre B	<b>Caso Base</b>	<b>204 320</b>	<b>234 299</b>
	Caso con gestor	201 164	229 248
	Reducción de CO2	3 157	5 051
Total	<b>Caso Base</b>	<b>321 722</b>	<b>361 778</b>
	Caso con gestor	314 222	353 106
	Reducción de CO2	7 499	8 672

Tabla 5.3: Emisiones de CO2 de las máquinas térmicas del sistema en toneladas, con y sin el gestor operando.

Capítulo 5. Valoración económica de la implementación del gestor sin considerar los beneficios para la red

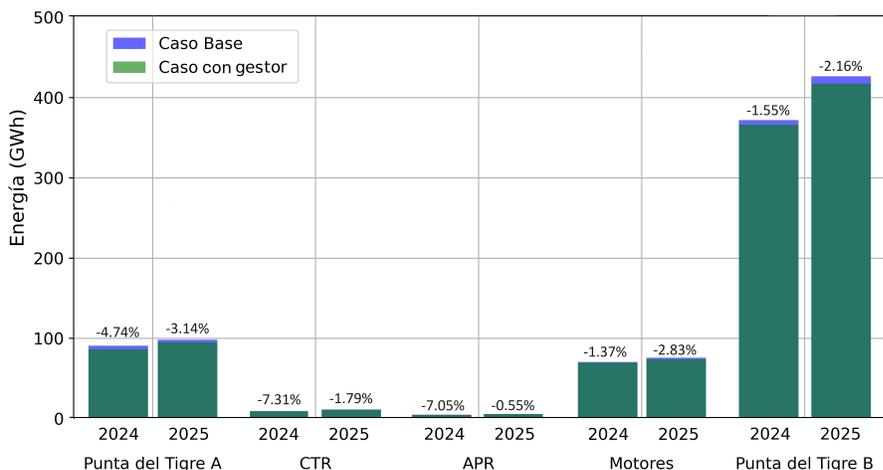


Figura 5.8: Energía anual generada por las distintas máquinas térmicas que conforman el sistema con y sin el gestor operando.

Reducción de las horas de falla

Una gestión eficiente también tiene un efecto positivo en la reducción de las horas de falla del sistema, tal como se observa en los datos de la Tabla 5.4. Al reducir los picos de demanda y mejorar la estabilidad del sistema, se disminuye la frecuencia y la gravedad de las interrupciones no planificadas.

Falla	Año	2024	2025
Falla 1	Caso Base	3.38	4.54
	Caso con gestor	2.82	4.10
	Beneficios del gestor	0.56	0.44
Falla 2	Caso Base	2.15	3.40
	Caso con gestor	2.01	3.21
	Beneficios del gestor	0.14	0.19
Falla 3	Caso Base	0.72	1.20
	Caso con gestor	0.68	1.07
	Beneficios del gestor	0.04	0.13
Falla 4	Caso Base	1.03	0.56
	Caso con gestor	1.08	0.54
	Beneficios del gestor	0.05	0.02

Tabla 5.4: Horas de falla anual del sistema por combinaciones (tipos) de falla, con y sin el gestor operando.

## 5.5. Discusión de resultados

En este capítulo se logró una primera valoración económica de la implementación del gestor a partir de simulaciones realizadas con el modelo MOP. Los resultados obtenidos permiten identificar un beneficio económico relevante, que valida preliminarmente el potencial de la gestión de la demanda mediante termotanques eléctricos residenciales en el sistema eléctrico uruguayo.

La evaluación se centró exclusivamente en los efectos sobre la operación de la generación del sistema, sin considerar aún los beneficios asociados a la infraestructura de transmisión y distribución, los cuales se analizarán en el capítulo siguiente.

Para modelar la operación del gestor en el MOP, se diseñaron múltiples casos de gestión de la demanda. Como la curva de demanda y las condiciones del sistema varían día a día, la valoración económica fue construida seleccionando, para cada día operativo del horizonte de estudio, el caso de gestión más favorable entre los simulados. Este procedimiento resulta técnicamente válido porque la energía interrumpida es completamente recuperada dentro del mismo día, y dado que los embalses de las principales centrales hidroeléctricas tienen una capacidad de almacenamiento mucho mayor que un día, este desplazamiento de carga no altera significativamente las decisiones intertemporales de despacho.

Además del análisis económico realizado, se estudiaron otros efectos relevantes del programa, como la reducción de horas de falla, la disminución del uso de generación térmica y la consecuente reducción de emisiones contaminantes, lo cual refuerza los beneficios de la propuesta.

En el próximo capítulo se presenta una segunda valoración económica basada en una metodología alternativa, que permite incorporar los efectos sobre la red eléctrica y estimar beneficios adicionales no considerados en esta etapa. En esta segunda valoración también se usarán los cuatro casos de gestión de la demanda así como las simulaciones realizadas en el MOP que fueron presentadas en este capítulo.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

## Capítulo 6

# Valoración económica de la implementación del gestor incluyendo beneficios para la red

Este capítulo ofrece una estimación más integral de los beneficios económicos asociados a la implementación del gestor propuesto en el Capítulo 4, ampliando y reforzando los resultados expuestos en el Capítulo 5. A diferencia de la evaluación inicial, centrada exclusivamente en la operación del sistema de generación, aquí se incorpora también el impacto positivo sobre los costos fijos de la infraestructura de red, producto de la reducción del pico de demanda.

La metodología adoptada se basa en el enfoque de Irurtia, Porteiro e Ibarburu (2024), que prioriza la disminución de los costos fijos de transmisión y distribución, dada su magnitud y relevancia económica [56]. Adicionalmente, en aquellos días en los que no se logra una contribución significativa a la red, la evaluación considera los beneficios relacionados con la operación de la generación.

El enfoque adoptado en este capítulo permite capturar de forma integral el potencial del gestor, optimizando en primer lugar la infraestructura de red y, en segundo lugar, los recursos de generación. De esta manera, se obtiene una estimación más precisa y realista de los beneficios económicos del programa, sentando una base sólida para evaluar su viabilidad y potencial en el sistema eléctrico uruguayo.

### 6.1. Reducción de costos fijos de la red

La reducción de la demanda pico máxima del sistema genera beneficios económicos significativos al disminuir la necesidad de capacidad instalada y expansión en las redes de transmisión y distribución. Estas infraestructuras se dimensionan precisamente para atender este valor extremo de demanda, por lo que cualquier reducción sostenida en el pico se traduce en menores requerimientos de inversión y en una utilización más eficiente de los activos existentes.

Los beneficios se expresan de forma anual, ya que reflejan el ahorro en los costos fijos asociados a la infraestructura de red (líneas, transformadores, cargos por uso de red, entre otros) durante cada año de operación. Para la presente valoración se toma como referencia el año 2025.

## Capítulo 6. Valoración económica de la implementación del gestor incluyendo beneficios para la red

### 6.1.1. Valores considerados para la remuneración

Para la estimación se emplea un valor anual por cada megavatio de demanda pico reducida que asciende a  $\xi = 420\,000 \text{ USD}/(\text{MW}\cdot\text{año})$ . Este valor resulta de la suma de los ahorros obtenidos a nivel de distribución y de transmisión, según se detalla a continuación.

#### Valor asociado a la red de distribución

A partir de los datos de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), que es el regulador uruguayo, se estima que los costos evitados por la reducción del pico de demanda en la red de distribución ascienden a  $132\,000 \text{ USD}/(\text{MW}\cdot\text{año})$ .

Este valor se calculó a partir del costo unitario de distribución en baja tensión en los momentos de mayor exigencia del sistema (horas punta), correspondiente a  $11.08 \text{ USD}/(\text{kW}\cdot\text{mes})$ . El mismo representa el costo mensual que implica para el sistema disminuir  $1 \text{ kW}$  de potencia durante las horas punta, y fue extraído del “Informe de Avance 3 – BT” del proceso de consulta pública de URSEA [57].

Bajo el supuesto de que la reducción del pico anual tiene impacto sostenido durante todo el año, el valor de  $11.08 \text{ USD}/(\text{kW}\cdot\text{mes})$  se generaliza a 12 meses para estimar el ahorro anual por cada MW desplazado.

Cabe destacar que no toda la energía interrumpida por los termotanques para reducir el pico ocurre exactamente en las horas punta del sistema, pero lo relevante para este análisis es que la gestión permitió reducir el valor máximo de demanda observado en el año (independientemente de la hora en que ocurriera). Por tanto, el valor considerado en este estudio puede considerarse una estimación prudente y conservadora, que refuerza la solidez del cálculo.

#### Valor asociado a la red de transmisión

Además del ahorro asociado a la reducción del pico de demanda en la red de distribución, la gestión de termotanques también genera beneficios económicos vinculados al menor uso de la infraestructura de transmisión y subtransmisión del sistema eléctrico.

Se estima que estos beneficios ascienden a  $288\,000 \text{ USD}/(\text{MW}\cdot\text{año})$ , valor obtenido en base a los valores de los cargos unitarios por potencia publicados en el Diario Oficial N° 31 349, del 24 de enero de 2024, en el marco del Decreto N° 17/024, que aprueba las remuneraciones correspondientes al uso de las redes de transmisión de media tensión ( $22 \text{ kV}$ ,  $15 \text{ kV}$  y  $6.4 \text{ kV}$ ) para el año 2023 [58].

El valor que se utiliza como referencia es el cargo por potencia contratada en punta (Pcp), correspondiente al período de mayor exigencia del sistema. Este cargo refleja el costo asociado a la disponibilidad de capacidad en los momentos críticos de la red y según el decreto es de  $23\,286 \text{ USD}/(\text{kW}\cdot\text{mes})$ .

Este valor se multiplica por 12 para obtener el ahorro anual por cada MW de potencia evitada en la red de transmisión, considerando que la reducción del pico tiene efectos permanentes sobre el dimensionamiento y uso de la infraestructura. Si bien existen otros cargos como el Pcl (llano) y el Pcv (valle), para este análisis se considera únicamente el cargo correspondiente al período punta, ya que es en ese período donde se define el dimensionamiento de la infraestructura y donde la reducción de demanda tiene mayor impacto económico.

En conjunto con el ahorro en la red de distribución, este beneficio forma parte del impacto total que puede atribuirse a la gestión de demanda mediante termotanques.

## 6.1. Reducción de costos fijos de la red

Es importante señalar que la estimación de beneficios realizada en este capítulo se basa en valores regulados que reflejan un costo medio de uso de la red por unidad de potencia. Desde un punto de vista económico, la reducción del pico de demanda puede reflejar un ahorro más cercano al costo incremental asociado a la utilización de capacidad adicional, el cual suele ser inferior al costo medio en presencia de economías de escala. Por lo tanto, el valor considerado  $\xi = 420\,000$  USD/(MW·año) puede interpretarse como una cota superior del ahorro estructural, que no se aleja significativamente del valor real en tanto el sistema opere próximo a su capacidad máxima y los costos marginales se mantengan cercanos al promedio.

### 6.1.2. Determinación de la nueva demanda pico máxima

La nueva demanda pico máxima del sistema resultante de operar con el gestor es fundamental para determinar la reducción de los costos fijos de la red. Para su cálculo se definen:

- $P_{MAX}$ , correspondiente a la demanda pico máxima del sistema durante el período de estudio, sin la implementación del gestor.
- $P'_{MAX}$ , correspondiente a la nueva demanda pico máxima del sistema durante el mismo período, como resultado de la implementación del gestor.

Para el presente análisis, se utiliza la demanda horaria del año 2025 correspondiente a la simulación de referencia descrita en la Sección 5.1.2 (sin la operación del gestor), la que llamaremos  $D_{BASE}^*$ . El valor  $P_{MAX}$  es un dato conocido y corresponde a 2 404 MW, y por otra parte se busca calcular  $P'_{MAX}$ .

#### Potencia de interrupción máxima por hora

Para determinar  $P'_{MAX}$ , se calcula la *potencia de interrupción máxima por hora*, que representa una estimación del potencial máximo de reducción de demanda que se podría lograr con el gestor en cada hora del día. Este cálculo no se realiza bajo un esquema tradicional de ventanas de interrupción predefinidas, sino que considera la posibilidad de interrumpir el tramo final de todos los encendidos de uso, en cualquier momento del día, tanto tiempo como lo permita el tiempo de interrupción máximo determinado en la Sección 4.3.3 del Capítulo 4.

Así, a diferencia de los casos de gestión de la demanda presentados en el Capítulo 5, aquí el objetivo es evaluar el máximo potencial teórico de gestión de demanda en cada hora, independientemente de restricciones horarias. Esto se fundamenta en dos aspectos clave:

1. Las reducciones en el pico de demanda para aliviar la red pueden ocurrir en cualquier momento del día, sin un patrón fijo.
2. Estas reducciones son puntuales y aisladas, por lo que no generan un conflicto significativo para planificar la recuperación de la energía no suministrada.

De esta forma, la naturaleza puntual de las intervenciones aquí propuestas y su alto beneficio económico para la red justifican esta priorización, dado que el sistema siempre encontrará capacidad para la recuperación posterior de la energía no suministrada en las interrupciones sin superar  $P'_{MAX}$ .

Para calcular la potencia de interrupción máxima por hora, se considera un parque con 1 000 000 de termotanques gestionables, correspondiente al total estimado de equipos residenciales en Uruguay. En la Figura 6.1 se muestra la potencia de interrupción promedio máxima por hora a lo largo del día.

## Capítulo 6. Valoración económica de la implementación del gestor incluyendo beneficios para la red

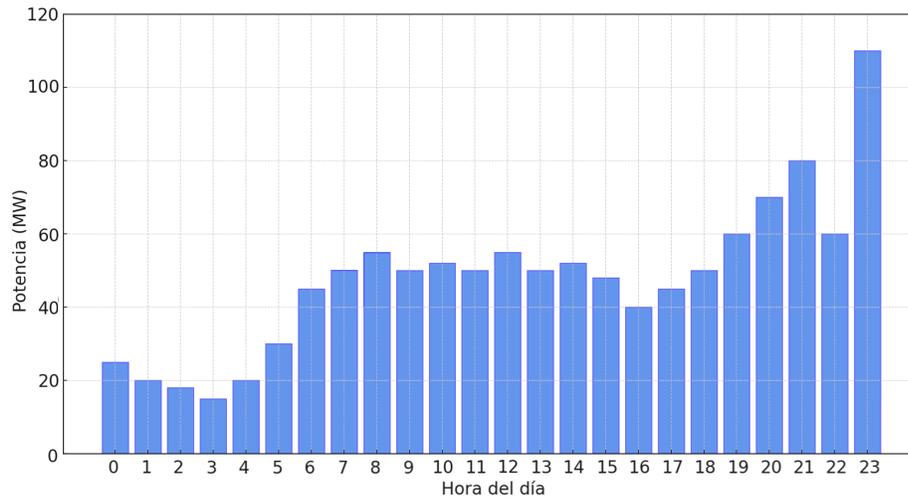


Figura 6.1: Potencia de interrupción promedio máxima por hora para cada hora del día.

### Nueva demanda pico máxima del sistema

Para determinar la nueva demanda pico máxima del sistema, a cada valor de potencia horaria de la demanda base  $D_{BASE}^*$ , se le resta la correspondiente potencia de interrupción máxima por hora calculada. La nueva demanda pico anual obtenida resulta en  $P'_{MAX} = 2360$  MW.

### Consideraciones adicionales

Como se mencionó anteriormente, para calcular  $P'_{MAX}$  se consideró que las interrupciones podían ocurrir durante todas las horas del día, sin restringir la operación del gestor a las ventanas de interrupción definidas en el Capítulo 5 para los distintos casos de gestión de demanda estudiados. De este modo, se identifican las denominadas *horas críticas para la red*, que corresponden a aquellas horas del año en las que la demanda del sistema sin gestor supera el valor  $P'_{MAX}$ . Estas horas críticas se dividen en dos grupos:

1. Las horas críticas que ocurren dentro de las ventanas de interrupción previstas en los casos de estudio presentados en el Capítulo 5. En este caso, la operación del gestor no se aleja mucho de lo esperado para alguno de estos casos, siendo posible reducir la demanda al nivel  $P'_{MAX}$  sin mayores inconvenientes.
2. Las horas críticas que ocurren fuera de las ventanas de interrupción previstas en los casos de estudio presentados en el Capítulo 5, por ejemplo al mediodía. En estos casos, se requieren *intervenciones especiales* para garantizar que el gestor pueda reducir la demanda al nuevo pico  $P'_{MAX}$ .

Así, una *intervención especial* se define como una acción excepcional del gestor respecto de la operación prevista en los casos de estudio del Capítulo 5, cuyo fin es reducir la demanda en horas críticas no contempladas en estos casos.

Se observa que, aunque las intervenciones especiales son necesarias, su ocurrencia es muy poco frecuente (son requeridas en tan solo cinco ocasiones durante el año estudiado), lo que contribuye a minimizar la complejidad del problema analizado. En estos casos puntuales, la gestión de los termotanques eléctricos se ajustaría de manera

## 6.2. Reducción de los costos de generación

excepcional y específica, adaptándose a las necesidades particulares del sistema en ese momento.

### 6.1.3. Cuantificación de los potenciales beneficios

Una vez definidos los parámetros  $\xi$ ,  $P_{MAX}$  y  $P'_{MAX}$ , la reducción total de los costos fijos de la red en el año de estudio se puede calcular como:

$$\text{Beneficio total red} = (P_{MAX} - P'_{MAX}) \cdot \xi \quad (6.1)$$

Aplicando la Ecuación 6.1, se obtiene que la reducción del pico de demanda resulta en un beneficio anual en costos fijos de la red de aproximadamente 18.5 MUSD.

### 6.1.4. Importancia relativa de los beneficios calculados

Se obtuvieron ahorros que superan ampliamente los beneficios asociados a la reducción de los costos de generación presentados en el Capítulo 5, los cuales ascendían a 4.17 MUSD. Por este motivo, la estrategia de valoración adoptada en este capítulo prioriza la reducción de los costos fijos de la red, aplicando en primer lugar aquellas estrategias de gestión que maximizan este beneficio.

## 6.2. Reducción de los costos de generación

De forma complementaria a la reducción de los costos fijos de red presentada en la Sección 6.1, se calculan los beneficios del gestor en lo que respecta a los costos de operación del sistema de generación.

### 6.2.1. Procedimiento empleado

El procedimiento empleado corresponde a lo expuesto en la Sección 5.4.2 del Capítulo 5, con la diferencia de que para la presente valoración se excluyen los días operativos en los que fue necesaria la aplicación de intervenciones especiales (días con prioridad para la red), esto para garantizar que el gestor pueda reducir la demanda hasta el nuevo pico  $P'_{MAX}$  hallado. En estos días, se excluyen de la valoración de generación y se computan por separado los beneficios asociados a dichas intervenciones especiales, con el objetivo de mantener la coherencia en la valoración económica global del gestor de acuerdo a lo expuesto en la Sección 6.1.4.

La Figura 6.2 muestra el procedimiento utilizado para la cuantificación de los beneficios económicos del gestor a nivel generación, considerando la mencionada prioridad de las intervenciones especiales.

### 6.2.2. Cuantificación de los potenciales beneficios

Se obtiene que el gestor propuesto podría generar ahorros anuales en la operación de la generación aproximados en 4 MUSD.

## 6.3. Resultados obtenidos

A continuación se resumen y analizan los resultados obtenidos a partir de los mecanismos descritos en las Secciones 6.1 y 6.2. Todos los resultados presentados corresponden al año 2025, año de referencia para esta valoración.

Capítulo 6. Valoración económica de la implementación del gestor incluyendo beneficios para la red

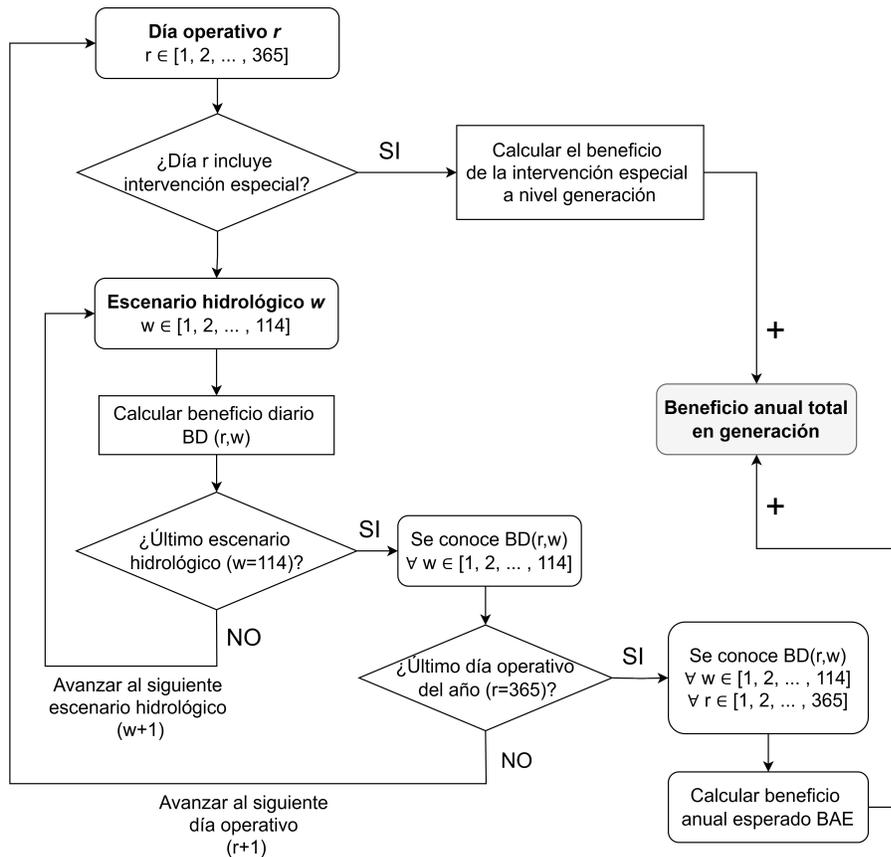


Figura 6.2: Diagrama de flujo del cálculo del beneficio anual esperado a nivel generación, considerando la priorización de días con requerimientos de la red.

### 6.3.1. Reducción del pico de demanda

La implementación del gestor propuesto tiene el potencial de reducir la demanda máxima del sistema en aproximadamente un 2%, disminuyendo la demanda pico de  $P_{MAX} = 2404$  MW a  $P'_{MAX} = 2360$  MW, lo que representa una reducción de 44 MW.

### 6.3.2. Beneficios económicos

El gestor podría generar ahorros anuales aproximados en 4 MUSD en los costos de generación y 18.5 MUSD en los costos fijos de la red. Por lo tanto, el ahorro total promedio de implementar el programa asciende a 22.5 MUSD, representando aproximadamente el 1.5% del costo anual de abastecer la demanda en el sistema eléctrico de Uruguay.

Como era de esperarse, los beneficios económicos asociados a la reducción de los costos de generación estimados en este capítulo (4 MUSD) resultaron levemente inferiores a los obtenidos en el Capítulo 5 (4.17 MUSD). Esta diferencia se debe a que, en la metodología adoptada en esta segunda valoración, se priorizó la cuantificación de los beneficios para la red, resultando en una reducción de los beneficios de generación en los días en que fue necesario aplicar intervenciones especiales para reducir el pico

de demanda.

### 6.3.3. Precisión en la estimación de costos según el nivel de la red

Este capítulo ofrece una estimación más integral de los beneficios económicos asociados a la implementación del gestor propuesto en el Capítulo 4, ampliando y reforzando los resultados expuestos en el Capítulo 5. A diferencia de la evaluación inicial, centrada exclusivamente en la operación del sistema de generación, aquí se incorpora también el impacto positivo sobre los costos fijos de la infraestructura de red, producto de la reducción del pico de demanda.

A nivel distribución, la heterogeneidad de la red y la dispersión de los consumidores introducen mayor incertidumbre en la estimación de costos, ya que la topología de la red, las pérdidas en las líneas y la respuesta local de la demanda juegan un papel determinante. En este caso, la simplificación utilizada en el modelado del gestor puede generar desviaciones más significativas en la cuantificación de sus beneficios, dado que las condiciones operativas pueden variar considerablemente entre distintas zonas y horarios.

En consecuencia, los resultados obtenidos en este trabajo presentan una mayor certeza en la evaluación de los efectos del gestor sobre la operación del sistema en su conjunto, mientras que su impacto a nivel de distribución requeriría un análisis más detallado con modelado específico de redes y perfiles de carga a nivel local para lograr una mayor precisión.

### 6.3.4. Consideraciones finales

A diferencia del Capítulo 5, en el que se evaluaron únicamente los beneficios económicos asociados a la operación de la generación del sistema eléctrico, en el presente capítulo se incorporaron de forma conjunta los beneficios vinculados a la reducción de los costos de generación y de infraestructura de red.

La metodología aplicada priorizó la valorización de los beneficios asociados a la infraestructura de red, dado que estos son más significativos, mientras que los días en que el gestor no es utilizado para la red, se consideraron los beneficios vinculados a la generación. De esta forma, el enfoque adoptado en este capítulo permitió estimar el beneficio del gestor de forma más representativa.

Es importante señalar que un análisis económico completo debería contemplar no solamente los beneficios, sino también los costos asociados a la implementación del programa, tales como la inversión en infraestructura de comunicación, sistemas de control y equipamiento adicional, así como los beneficios económicos percibidos por los potenciales participantes. En este trabajo se ha optado por enfocarse exclusivamente en la estimación de beneficios a nivel del sistema eléctrico, quedando fuera del alcance de la tesis la cuantificación detallada de los costos y de los efectos sobre los usuarios. Este aspecto se identifica como una línea de investigación relevante para futuros estudios más específicos.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

## Capítulo 7

# Conclusiones y trabajo futuro

En el presente trabajo de tesis se analizó la implementación de un programa de gestión de la demanda basado en el control remoto de termotanques eléctricos residenciales en el sistema eléctrico uruguayo, como respuesta a los desafíos derivados de la creciente penetración de generación renovable intermitente, en particular eólica y solar. Los hallazgos obtenidos evidencian el impacto positivo de este tipo de estrategias en la operación del sistema, tanto desde una perspectiva técnica como económica.

El estudio demuestra que la gestión inteligente de termotanques no solo reduce significativamente los costos operativos de generación del sistema y los costos en infraestructura de red, sino que también optimiza el despacho de generación térmica y disminuye tanto los impactos ambientales como la incidencia de fallas, reforzando la viabilidad del gestor como una herramienta para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico uruguayo.

En términos cuantitativos, se estima que la implementación del programa generaría ahorros anuales equivalentes al 1.5% de los costos totales del sistema, impulsados por una reducción del 2% en el pico de demanda. Estos beneficios incluyen tanto menores costos de generación como una reducción significativa en la necesidad de expansión de la infraestructura de transmisión y distribución.

Si bien los resultados obtenidos reflejan el potencial del programa, estos deben ser interpretados como una primera aproximación de los beneficios posibles. El enfoque metodológico utilizado se basó en un conjunto de supuestos que, aunque razonables, no capturan completamente la complejidad del sistema eléctrico real. Factores como fluctuaciones estacionales, demanda en escenarios climáticos extremos y avances tecnológicos en la infraestructura de red requieren un análisis más profundo en estudios futuros para precisar las estimaciones relativas a los beneficios del gestor.

Asimismo, la efectividad del programa dependerá de una adecuada coordinación entre las entidades operativas del sistema eléctrico, así como del uso de tecnologías avanzadas de análisis y control. También será necesario considerar la respuesta de los clientes participantes, asegurando mecanismos adecuados de integración y participación que favorezcan su adopción y permitan maximizar el impacto del programa.

Por último, esta tesis se centró exclusivamente en la estimación de los beneficios económicos asociados al gestor de la demanda. Si se deseara implementar el programa en condiciones reales, sería necesario realizar un análisis detallado de las inversiones, incluyendo los costos de adquisición e instalación de los timers, su mantenimiento a lo largo del tiempo y los posibles incentivos económicos a ofrecer a los usuarios para fomentar su participación en el programa, entre otros. Sin embargo, esto se reconoce expresamente fuera del alcance del presente trabajo y constituye una línea relevante

## Capítulo 7. Conclusiones y trabajo futuro

para futuras investigaciones.

En conclusión, este trabajo evidencia que la gestión de la demanda mediante dispositivos de almacenamiento térmico puede desempeñar un papel estratégico en la operación de sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables. Adicionalmente, el programa propuesto tiene el potencial de consolidarse como una solución innovadora para operar el sistema eléctrico en Uruguay.

Como línea de trabajo futura, se plantea la integración del gestor de la demanda en el Modelo de Operación (MOP) considerando una representación con estado, esto es, incorporando un modelado dinámico del comportamiento de los termostatos que contemple aspectos tales como el nivel de energía térmica acumulada, restricciones de encendido y apagado, y las pérdidas térmicas a lo largo del tiempo. Esto permitirá modelar de manera más precisa la evolución temporal de las interrupciones y recuperaciones de los termostatos, incorporando restricciones dinámicas que reflejen mejor la operación real del sistema. De este modo, se buscará evaluar con mayor detalle el impacto del gestor en la optimización del despacho y en la planificación del sistema eléctrico, cuantificando sus beneficios en diferentes escenarios de penetración y variabilidad de la demanda.

## Apéndice A

# Ecuaciones que modelan el funcionamiento de los termotanques eléctricos

En este apéndice se deducen las ecuaciones que modelan los estados de funcionamiento de los termotanques eléctricos residenciales. Además, se presentan los planteos realizados para modelar el gestor propuesto, los cuales complementan el Capítulo 4 de este trabajo.

### A.1. Ecuaciones que modelan la operación de los termotanques

Considerando los estados de operación de los termotanques expuestos en la Sección 2.2.5 del Capítulo 2, se plantean y resuelven las ecuaciones que describen el comportamiento de los termotanques en cada uno de estos estados para así obtener las expresiones de la temperatura del agua de estos equipos en función del tiempo.

#### A.1.1. Definición de variables

Las variables que permiten modelar el funcionamiento de los termotanques son:

- $\dot{m}_{entrada_{H_2O}}$ : caudal másico de agua fría que ingresa al termotanque.
- $\dot{m}_{salida_{H_2O}}$ : caudal másico de agua caliente que sale del termotanque.
- $T_{entrada_{H_2O}}$ : temperatura del agua fría que ingresa al termotanque.
- $T_{salida_{H_2O}}$ : temperatura del agua caliente que sale del termotanque.
- $T_{tt}$ : temperatura del termotanque que registra el termostato.
- $V_{H_2O_{tt}}$ : volumen de agua del termotanque.
- $P_{tt}$ : potencia eléctrica del termotanque.
- $c_{PH_2O}$ : calor específico del agua.
- $\rho_{H_2O}$ : densidad del agua.

## Apéndice A. Ecuaciones que modelan el funcionamiento de los termotanques eléctricos

### A.1.2. Hipótesis de simplificación

Para simplificar el problema, en todos los casos se asumen las siguientes hipótesis relativas a la operación de los termotanques:

- Las pérdidas de calor al ambiente son despreciables.
- La potencia eléctrica del termotanque es igual a la de la resistencia.
- La temperatura del agua dentro del termotanque es uniforme e igual a la temperatura que registra el termostato. La misma corresponde a la temperatura del agua caliente que sale del termotanque, de modo que  $T_{salida_{H2O}} = T_{tt}$ .
- El volumen de agua de cada termotanque es constante en el tiempo. Así, en los estados en que hay demanda de consumo, el caudal másico de agua fría que ingresa al termotanque es igual al caudal másico de agua caliente que sale del termotanque, de modo que  $\dot{m}_{entrada_{H2O}} = \dot{m}_{salida_{H2O}} = \dot{m}_{H2O}$ .

### A.1.3. Planteo de las ecuaciones

Para estudiar el comportamiento del sistema termotanque eléctrico a lo largo del tiempo se plantean los balances de masa y energía en los distintos estados de operación, y en cada caso se obtiene una ecuación que describe el comportamiento de estos equipos en cada estado de operación.

Estados 1 y 3:

El estado del termotanque es estacionario, no existe transferencia de calor ni de masa en el sistema:

$$\dot{T}_{tt} = 0 \quad (A.1)$$

$$\dot{m}_{H2O} = 0 \quad (A.2)$$

Estado 2:

Balance de masa:

$$\dot{m}_{entrada_{H2O}} = \dot{m}_{salida_{H2O}} = \dot{m}_{H2O} = 0 \quad (A.3)$$

Balance de energía:

$$P_{tt} = V_{H2O_{tt}} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot \dot{T}_{tt} \quad (A.4)$$

Estado 4:

Balance de masa:

$$\dot{m}_{entrada_{H2O}} = \dot{m}_{salida_{H2O}} = \dot{m}_{H2O} > 0 \quad (A.5)$$

### A.1. Ecuaciones que modelan la operación de los termostanques

Balance de energía:

$$\dot{m}_{\text{entradaH2O}} \cdot c_{PH2O} \cdot T_{\text{entradaH2O}} - \dot{m}_{\text{salidaH2O}} \cdot c_{PH2O} \cdot T_{\text{salidaH2O}} = V_{H2O\text{tt}} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot \dot{T}_{tt}$$

Simplificaciones:  $T_{\text{salidaH2O}} = T_{tt}$  ;  $\dot{m}_{\text{entradaH2O}} = \dot{m}_{\text{salidaH2O}} = \dot{m}_{H2O}$

$$\rightarrow \dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot T_{\text{entradaH2O}} - \dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot T_{tt} = V_{H2O\text{tt}} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot \dot{T}_{tt}$$

$$\dot{m}_{H2O} \cdot (T_{\text{entradaH2O}} - T_{tt}) = V_{H2O\text{tt}} \cdot \rho_{H2O} \cdot \dot{T}_{tt} \quad (\text{A.6})$$

Estado 5:

Balance de masa:

$$\dot{m}_{\text{entradaH2O}} = \dot{m}_{\text{salidaH2O}} = \dot{m}_{H2O} > 0 \quad (\text{A.7})$$

Balance de energía:

$$\dot{m}_{\text{entradaH2O}} \cdot c_{PH2O} \cdot T_{\text{entradaH2O}} - \dot{m}_{\text{salidaH2O}} \cdot c_{PH2O} \cdot T_{\text{salidaH2O}} + P_{tt} = V_{H2O\text{tt}} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot \dot{T}_{tt}$$

Simplificaciones:  $T_{\text{salidaH2O}} = T_{tt}$  ;  $\dot{m}_{\text{entradaH2O}} = \dot{m}_{\text{salidaH2O}} = \dot{m}_{H2O}$

$$\rightarrow \dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot T_{\text{entradaH2O}} - \dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot T_{tt} + P_{tt} = V_{H2O\text{tt}} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot \dot{T}_{tt}$$

$$\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot (T_{\text{entradaH2O}} - T_{tt}) + P_{tt} = V_{H2O\text{tt}} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot \dot{T}_{tt} \quad (\text{A.8})$$

La Tabla A.1 resume los resultados obtenidos para los distintos estados de operación de los termostanques.

Estado	Ecuación
Estados 1 y 3	$\dot{T}_{tt} = 0$ ; $\dot{m}_{H2O} = 0$
Estado 2	$P_{tt} = V_{H2O\text{tt}} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot \dot{T}_{tt}$ ; $\dot{m}_{H2O} = 0$
Estado 4	$\dot{m}_{H2O} \cdot (T_{\text{entradaH2O}} - T_{tt}) = V_{H2O\text{tt}} \cdot \rho_{H2O} \cdot \dot{T}_{tt}$
Estado 5	$\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot (T_{\text{entradaH2O}} - T_{tt}) + P_{tt} = V_{H2O\text{tt}} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot \dot{T}_{tt}$

Tabla A.1: Ecuaciones que modelan el comportamiento de los termostanques en los distintos estados de operación.

Apéndice A. Ecuaciones que modelan el funcionamiento de los termotanques eléctricos

## A.2. Resolución de las ecuaciones

A continuación se resuelven las ecuaciones presentadas en la Tabla A.1 y se obtienen las expresiones que modelan la temperatura del agua en función del tiempo para cada estado de operación de los termotanques.

Estados 1 y 3:

$$\rightarrow \dot{T}_{tt} = 0$$

Se tiene una ecuación diferencial lineal de primer orden homogénea con solución:

$$T_{tt}(t) = K_0 \quad (\text{A.9})$$

Siendo  $K_0$  una constante que depende de las condiciones iniciales.

Estado 2:

$$\rightarrow P_{tt} = V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O} \cdot \dot{T}_{tt}(t)$$

Se tiene una ecuación diferencial lineal de primer orden homogénea con solución:

$$T_{tt}(t) = \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t + K_1 \quad (\text{A.10})$$

Siendo  $K_1$  una constante que depende de las condiciones iniciales.

Estado 4:

$$\rightarrow \dot{m}_{H2O} \cdot (T_{\text{entrada}H2O} - T_{tt}(t)) = V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot \dot{T}_{tt}(t)$$

$$\rightarrow \dot{m}_{H2O} \cdot T_{\text{entrada}H2O} - \dot{m}_{H2O} \cdot T_{tt}(t) = V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot \dot{T}_{tt}(t)$$

Se tiene una ecuación diferencial lineal de primer orden no homogénea de la forma:

$$x'(t) + P(t)x(t) = Q(t)$$

$$\text{Cuya solución general es: } x(t) = K_1 e^{-\int P(t)dt} + e^{\int P(t)dt} \int Q(t) e^{-\int P(t)dt} dt$$

Al reescribir la ecuación se tiene:

$$\rightarrow \dot{T}_{tt}(t) + \left( \frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O}} \right) \cdot T_{tt}(t) = \frac{\dot{m}_{H2O} \cdot T_{\text{entrada}H2O}}{V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O}}$$

Entonces:

$$\rightarrow P(t) = \frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O}}$$

$$\rightarrow Q(t) = \frac{\dot{m}_{H2O} \cdot T_{\text{entrada}H2O}}{V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O}}$$

Y la solución resultante es la siguiente:

$$T_{tt}(t) = K_2 \cdot e^{-\left( \frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O}} \right) \cdot t} + T_{\text{entrada}H2O} \quad (\text{A.11})$$

Siendo  $K_2$  una constante que depende de las condiciones iniciales.

## A.2. Resolución de las ecuaciones

Estado 5:

$$\rightarrow \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{PH_2O} \cdot (T_{\text{entrada}H_2O} - T_{tt}(t)) + P_{tt} = V_{H_2O\ tt} \cdot \rho_{H_2O} \cdot c_{PH_2O} \cdot \dot{T}_{tt}(t)$$

$$\rightarrow \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{PH_2O} \cdot T_{\text{entrada}H_2O} + P_{tt} - \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{PH_2O} \cdot T_{tt}(t) = V_{H_2O\ tt} \cdot \rho_{H_2O} \cdot c_{PH_2O} \cdot \dot{T}_{tt}(t)$$

Se tiene una ecuación diferencial lineal de primer orden no homogénea de la forma:

$$x'(t) + P(t)x(t) = Q(t)$$

$$\text{Cuya solución general es: } x(t) = K_1 e^{-\int P(t)dt} + e^{\int P(t)dt} \int Q(t) e^{-\int P(t)dt} dt$$

Al reescribir la ecuación, se tiene:

$$\dot{T}_{tt}(t) + \left( \frac{\dot{m}_{H_2O} \cdot c_{PH_2O}}{V_{H_2O\ tt} \cdot \rho_{H_2O}} \right) \cdot T_{tt}(t) = \frac{\dot{m}_{H_2O} \cdot c_{PH_2O} \cdot T_{\text{entrada}H_2O} + P_{tt}}{V_{H_2O\ tt} \cdot \rho_{H_2O} \cdot c_{PH_2O}}$$

Entonces:

$$\rightarrow P(t) = \frac{\dot{m}_{H_2O} \cdot c_{PH_2O}}{V_{H_2O\ tt} \cdot \rho_{H_2O}}$$

$$\rightarrow Q(t) = \frac{\dot{m}_{H_2O} \cdot c_{PH_2O} \cdot T_{\text{entrada}H_2O} + P_{tt}}{V_{H_2O\ tt} \cdot \rho_{H_2O} \cdot c_{PH_2O}}$$

Y la solución resultante es la siguiente:

$$T_{tt}(t) = K_3 \cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H_2O}}{V_{H_2O\ tt} \cdot \rho_{H_2O}}\right) \cdot t} + T_{\text{entrada}H_2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H_2O} \cdot c_{PH_2O}} \quad (\text{A.12})$$

Siendo  $K_3$  una constante que depende de las condiciones iniciales.

La Tabla A.2 resume las expresiones que modelan la temperatura del agua en función del tiempo para los distintos estados de operación de los termostanques.

Estado	Ecuación
<b>Estados 1 y 3</b>	$T_{tt}(t) = K_0$
<b>Estado 2</b>	$T_{tt}(t) = \left( \frac{P_{tt}}{V_{H_2O\ tt} \cdot \rho_{H_2O} \cdot c_{PH_2O}} \right) \cdot t + K_1$
<b>Estado 4</b>	$T_{tt}(t) = K_2 \cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H_2O}}{V_{H_2O\ tt} \cdot \rho_{H_2O}}\right) \cdot t} + T_{\text{entrada}H_2O}$
<b>Estado 5</b>	$T_{tt}(t) = K_3 \cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H_2O}}{V_{H_2O\ tt} \cdot \rho_{H_2O}}\right) \cdot t} + T_{\text{entrada}H_2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H_2O} \cdot c_{PH_2O}}$

Tabla A.2: Ecuaciones que modelan la temperatura del agua en función del tiempo para los distintos estados de operación de los termostanques. Los términos  $K_0$ ,  $K_1$ ,  $K_2$  y  $K_3$  son constantes que dependen de las condiciones iniciales.

### A.3. Cálculo de los tiempos de interrupción máximos

Considerando el procedimiento planteado en la Sección 4.3 del Capítulo 4 de este trabajo, a continuación se calculan los tiempos de interrupción máximos para las distintas configuraciones de termotanques existentes. Se busca, para cada configuración de termotanques, el mayor valor de  $t_{X1}$  tal que para todo valor de  $t_{X2}$ , se cumpla que  $T_3$  sea mayor a  $T_{LIM} = 40^\circ C$ . Para eso se usan las expresiones de temperatura en función del tiempo para los distintos estados de funcionamiento de los termotanques.

#### A.3.1. Definición de los valores de las variables

Los valores de potencia del termotanque ( $P_{tt}$ ) y volumen del termotanque ( $V_{H2O\ tt}$ ) dependen de las características de cada equipo. Para el resto de las variables, se considera:

- $\dot{m}_{H2O} = 9\ L/min = 0.15\ kg/s$
- $T_{entradaH2O} = 20^\circ C = 293.15\ K$
- $c_{PH2O} = 4186\ J/(kg \cdot K)$
- $\rho_{H2O} = 1\ kg/L$
- $T_{SUP} = 65^\circ C = 338.15\ K$
- $T_{INF} = 55^\circ C = 328.15\ K$

Estos valores genéricos y conservadores permiten una representación que asegura que los tiempos de interrupción máximos calculados son representativos y útiles para las distintas configuraciones de equipos considerados y para las condiciones de operación de interés.

#### A.3.2. Cálculos

La Figura A.1 muestra el gráfico de la temperatura del agua del tanque acumulador en función del tiempo para el intervalo de tiempo  $t_{X1}$  en el último tramo de un encendido de uso de un equipo en dos casos: (a) cuando la operación no es interrumpida por el gestor y (b) cuando la operación es interrumpida por el gestor. En el caso (a), el termotanque comienza el intervalo en el estado 5 con el agua a temperatura inicial  $T_2$  y luego de un tiempo  $t_{X1} - t_{X2}$  entra en el fin del encendido de uso con la temperatura del agua a  $T_1$ , por lo que se cumplen las siguientes condiciones:

$$T_{tt5}(t = 0) = T_2 \quad (A.13)$$

$$T_{tt5}(t = t_{X1} - t_{X2}) = T_1 \quad (A.14)$$

Esto equivale a las siguientes expresiones:

$$T_{tt5}(0) = K_3 \cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot 0} + T_{entradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}}$$

$$T_{tt5}(0) = K_3 \cdot 1 + T_{entradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} = K_3 + T_{entradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} = T_2$$

$$\rightarrow K_3 + T_{entradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} = T_2 \quad (A.15)$$

### A.3. Cálculo de los tiempos de interrupción máximos

$$\begin{aligned}
 T_{tt5}(t_{X1} - t_{X2}) &= K_3 \cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + T_{\text{entrada}H2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} = T_1 \\
 &\rightarrow K_3 \cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + T_{\text{entrada}H2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} = T_1 \quad (\text{A.16})
 \end{aligned}$$

Luego de un tiempo  $t_{X1} - t_{X2}$ , el equipo entra en el fin del encendido de uso con la temperatura del agua a  $T_1$  ( $T_1 > 40^\circ\text{C}$ ), permaneciendo en el estado 2 durante un tiempo  $t_{X2}$ , por lo que se cumplen las siguientes igualdades:

$$T_{tt2}(t = 0) = T_1 \quad (\text{A.17})$$

$$T_{tt2}(t = t_{X2}) = T_{\text{SUP}} \quad (\text{A.18})$$

Esto equivale a las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}
 T_{tt2}(0) &= \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot 0 + K_1 = K_1 = T_1 \\
 &\rightarrow K_1 = T_1 \quad (\text{A.19})
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 T_{tt2}(t_{X2}) &= \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X2} + K_1 = T_{\text{SUP}} \\
 &\rightarrow \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X2} + K_1 = T_{\text{SUP}} \quad (\text{A.20})
 \end{aligned}$$

Tal como se representa en la Figura A.1 (b), si se apaga el termostato en el instante de tiempo en que la temperatura es  $T_2$ , entonces el equipo en lugar de estar en el estado 5, pasa a estar en el estado 4, con la misma temperatura inicial  $T_2$  pero con una temperatura final  $T_3$  menor que  $T_1$  luego de usar el agua caliente durante el tiempo  $t_{X1} - t_{X2}$ , por lo que se cumplen las siguientes igualdades:

$$T_{tt4}(t = 0) = T_2 \quad (\text{A.21})$$

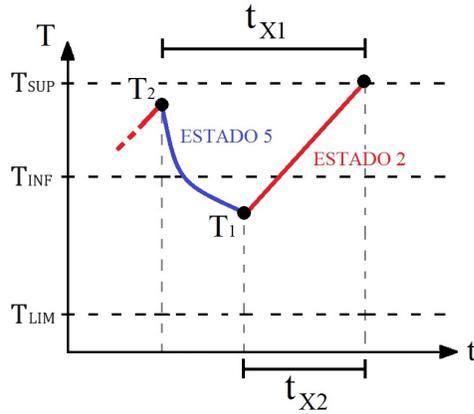
$$T_{tt4}(t = t_{X1} - t_{X2}) = T_3 \quad (\text{A.22})$$

Esto equivale a las siguientes expresiones:

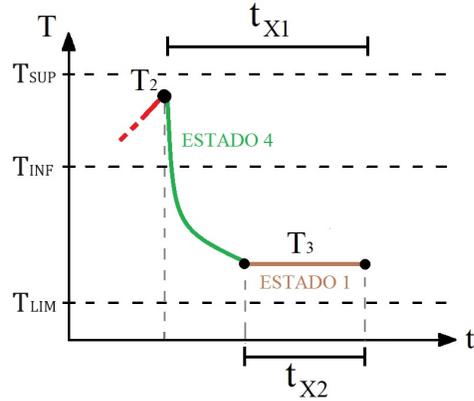
$$\begin{aligned}
 T_{tt4}(0) &= K_2 \cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot 0} + T_{\text{entrada}H2O} = K_2 + T_{\text{entrada}H2O} = T_2 \\
 &\rightarrow K_2 + T_{\text{entrada}H2O} = T_2 \quad (\text{A.23})
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 T_{tt4}(t_{X1} - t_{X2}) &= K_2 \cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + T_{\text{entrada}H2O} = T_3 \\
 &\rightarrow K_2 \cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + T_{\text{entrada}H2O} = T_3 \quad (\text{A.24})
 \end{aligned}$$

Apéndice A. Ecuaciones que modelan el funcionamiento de los termotanques eléctricos



(a) Funcionamiento del termotanque sin interrupción



(b) Funcionamiento del termotanque con interrupción

Figura A.1: Comparación del funcionamiento de un termotanque en el último tramo de un encendido de uso en dos escenarios: (a) si no es interrumpido y (b) si es interrumpido. El gráfico muestra la temperatura del agua del equipo en función del tiempo. Los términos  $t_{X1}$  y  $t_{X2}$  son intervalos de tiempo definidos para formular las ecuaciones.

En resumen, se obtuvieron las siguientes seis expresiones:

$$(1) \rightarrow K_3 + T_{\text{entradaH2O}} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} = T_2 \quad \text{A.15}$$

$$(2) \rightarrow K_3 \cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + T_{\text{entradaH2O}} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} = T_1 \quad \text{A.16}$$

$$(3) \rightarrow K_1 = T_1 \quad \text{A.19}$$

$$(4) \rightarrow \left(\frac{P_{tt}}{V_{H2O} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}}\right) \cdot t_{X2} + K_1 = T_{\text{SUP}} \quad \text{A.20}$$

$$(5) \rightarrow K_2 + T_{\text{entradaH2O}} = T_2 \quad \text{A.23}$$

$$(6) \rightarrow K_2 \cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + T_{\text{entradaH2O}} = T_3 \quad \text{A.24}$$

### A.3. Cálculo de los tiempos de interrupción máximos

Operando con las expresiones anteriores:

$$(3) + (4) \rightarrow \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X2} + T_1 = T_{SUP}$$

$$\rightarrow T_1 = T_{SUP} - \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X2} \quad (1^*)$$

$$(1^*) + (2) \rightarrow K_3 \cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + T_{EntradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}}$$

$$= T_{SUP} - \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X2}$$

$$\rightarrow K_3 = \left[ T_{SUP} - \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X2} - T_{EntradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right]$$

$$\cdot e^{\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} \quad (2^*)$$

$$(1) + (2^*) \rightarrow \left[ T_{SUP} - \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X2} - T_{EntradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right]$$

$$\cdot e^{\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + T_{EntradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} = T_2$$

$$\rightarrow T_2 = \left[ T_{SUP} - \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X2} - T_{EntradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right]$$

$$\cdot e^{\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + T_{EntradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \quad (3^*)$$

$$(5) + (3^*) \rightarrow K_2 + T_{EntradaH2O} = \left[ T_{SUP} - \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X2} - T_{EntradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right]$$

$$\cdot e^{\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + T_{EntradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}}$$

$$\rightarrow K_2 = \left[ T_{SUP} - \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X2} - T_{EntradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right]$$

$$\cdot e^{\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \quad (4^*)$$

$$(6) + (4^*) \rightarrow T_3 = \left\{ \left[ T_{SUP} - \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X2} \right. \right.$$

$$\left. - T_{EntradaH2O} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right] \cdot e^{\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \left. \right\}$$

$$\cdot e^{-\left(\frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O}}\right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + T_{EntradaH2O}$$

Apéndice A. Ecuaciones que modelan el funcionamiento de los termotanques eléctricos

Se obtiene la siguiente expresión de la temperatura  $T_3$  en función de  $t_{X1}$  y  $t_{X2}$ :

$$T_3 = \left\{ \left[ T_{\text{SUP}} - \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X2} - T_{\text{EntradaH2O}} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right] \cdot e^{\left( \frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O}} \right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + \frac{P_{tt}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right\} \cdot e^{-\left( \frac{\dot{m}_{H2O}}{V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O}} \right) \cdot (t_{X1} - t_{X2})} + T_{\text{EntradaH2O}} \quad (\text{A.25})$$

Entonces, para cada configuración de termotanque, la expresión obtenida se evalúa numéricamente mediante un método de búsqueda en grilla, iterando sobre distintos valores de  $t_{X1}$  hasta encontrar el valor máximo que garantice que la temperatura  $T_3$  permanezca por encima del umbral definido en  $T_{LIM} = 40^\circ\text{C}$  (independientemente del valor que tome  $t_{X2}$ , correspondiente al tiempo que dura el fin del encendido de uso).

Esto permite determinar, para cada modelo de termotanque, el tiempo de interrupción máximo que asegura que la temperatura del agua se mantenga dentro del rango de operación especificado. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 4.1 del Capítulo 4.

A modo de referencia, a continuación se presenta un fragmento de código en Python que ilustra el procedimiento utilizado para determinar el máximo  $t_{X1}$  para cada equipo:

```
# Rango de busqueda para tX1
tX1_values = np.linspace(0, 7200, 1000) # Exploracion de 0
a 120 min
valid_tX1 = []

for tX1 in tX1_values:
    for tX2 in np.linspace(0, tX1, 100): # Variacion
dentro de tX1
        T3 = (T_SUP - (P_tt / (V_H2O_tt * rho_H2O *
c_p_H2O)) * tX2
- T_entrada_H2O + (P_tt / (m_dot_H2O *
c_p_H2O))
) * np.exp((m_dot_H2O / (V_H2O_tt * rho_H2O))
* (tX1 - tX2)) + T_entrada_H2O

        if T3 < 40:
            break # Si en algun caso T3 < 40 C , este tX1
no es valido

        else:
            valid_tX1.append(tX1) # Solo se guarda si cumple
para todo tX2

# Maximo tX1 que garantiza T3 > 40 C en todos los casos
tX1_max = max(valid_tX1) if valid_tX1 else None
```

## A.4. Cálculo del tiempo de recuperación

El tiempo que duran los encendidos de restauración de cada termotanque, a partir de ahora denominado *tiempo de recuperación*, permitirá identificar a qué configuración de termotanque corresponde cada uno de los registros con medidas históricas con los que se cuenta. Al clasificar cada termotanque relevado, se podrá determinar el tiempo de interrupción máximo de cada equipo, lo que resulta fundamental para el cálculo de la demanda máxima gestionable.

### A.4.1. Definición de los valores que toman las variables

Los valores de potencia del termotanque ( $P_{tt}$ ) y volumen del termotanque ( $V_{H2O\ tt}$ ) dependen de las características de cada equipo. Por su parte, para el resto de las variables y de forma genérica, se consideran los mismos valores representativos de las variables que fueron usados para el cálculo de los tiempos de interrupción máximos (ver Sección A.3.1).

### A.3.2. Cálculos

La Figura A.2 muestra el gráfico de la temperatura del agua en función del tiempo para un encendido de restauración que tiene lugar en un intervalo de tiempo  $t_{X0}$ .

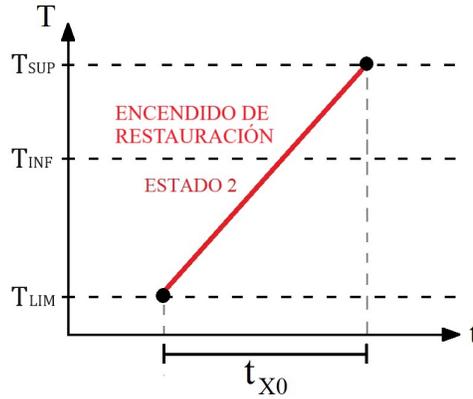


Figura A.2: Representación de la temperatura del agua de un termotanque en función del tiempo para un encendido de restauración.

El termotanque está todo el intervalo en el estado 2, comenzando con el agua a temperatura inicial  $T_{INF}$  y finalizando con la temperatura del agua a  $T_{SUP}$ , por lo que se cumplen las siguientes igualdades:

$$T_{tt2}(t = 0) = T_{INF} \quad (A.26)$$

$$T_{tt2}(t = t_{X0}) = T_{SUP} \quad (A.27)$$

Esto equivale a las siguientes expresiones:

$$T_{tt2}(0) = \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\ tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot 0 + K_1 = K_1 = T_{INF}$$

Apéndice A. Ecuaciones que modelan el funcionamiento de los termotanques eléctricos

$$\rightarrow K_1 = T_{\text{INF}} \quad (\text{A.28})$$

$$T_{tt2}(t_{X0}) = \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X0} + K_1 = T_{\text{SUP}}$$

$$\rightarrow \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X0} + K_1 = T_{\text{SUP}} \quad (\text{A.29})$$

En resumen, se obtuvieron las siguientes expresiones:

$$(1) \rightarrow K_1 = T_{\text{INF}}$$

$$(2) \rightarrow \left( \frac{P_{tt}}{V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}} \right) \cdot t_{X0} + K_1 = T_{\text{SUP}}$$

Operando con (1) y (2) se obtiene la siguiente expresión para calcular el tiempo de recuperación:

$$t_{X0} = \left( \frac{T_{\text{SUP}} - T_{\text{INF}}}{P_{tt}} \right) \cdot (V_{H2O\,tt} \cdot \rho_{H2O} \cdot c_{PH2O}) \quad (\text{A.30})$$

A partir de la expresión anterior se hallan los tiempos de recuperación para cada modelo de termotanque. Estos resultados se presentan en la Tabla A.3.

#### A.4. Cálculo del tiempo de recuperación

Potencia TT (W)	Volumen TT (Litros)	Tiempo rec. (min)
1 200	30	17
1 200	40	23
1 500	10	5
1 500	20	9
1 500	28	13
1 500	30	14
1 500	34	16
1 500	40	19
1 500	50	24
1 500	60	28
1 500	80	37
1 500	110	51
1 600	15	7
1 600	25	11
1 980	45	16
1 980	60	21
2 000	47	16

Tabla A.3: Tiempos de recuperación para distintas configuraciones de termotanques.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

## Apéndice B

# Procesamiento de datos para el cálculo de la demanda máxima gestionable

En este apéndice se describe el procesamiento de datos del consumo eléctrico de  $K1 = 224$  termotanques eléctricos residenciales en Uruguay, medidos por UTE con dispositivos intrusivos en intervalos minutales [5].

A partir de esta información y siguiendo el procedimiento teórico desarrollado en el Capítulo 4, se calcula la demanda máxima gestionable del conjunto de  $K1$  termotanques relevados y este resultado se generaliza al total de  $K$  equipos que conforman el parque de termotanques gestionables del país.

El procedimiento presentado en este apéndice constituye la base para la caracterización del comportamiento de la demanda de los termotanques y el modelado del gestor propuesto en esta tesis.

### B.1. Datos iniciales

#### B.1.1. Datos de consumo de termotanques

Como parte del conjunto de datos relevado por UTE [5], se tienen 224 archivos .csv con medidas minutales de potencia de 224 termotanques relevados conteniendo la siguiente información:

- **Columna 1:** ID del cliente, correspondiente a un único número para cada termotanque.
- **Columna 2:** IMEI del timer que mide, correspondiente a un único número para cada termotanque.
- **Columna 3:** Fecha en formato Unix timestamp de la carga medida.
- **Columna 4:** Valor de la potencia medida en watts (W).

Los datos de cada archivo no abarcan el mismo horizonte temporal, ya que cada horizonte depende del momento en que se registraron las medidas.

## Apéndice B. Procesamiento de datos para el cálculo de la demanda máxima gestionable

### B.1.2. Datos de configuraciones de termotanques

Se realiza una breve investigación de los termotanques comercializados en Uruguay, y se crea una tabla con datos correspondientes a las distintas configuraciones existentes, conteniendo la siguiente información:

- **Columna 1:** Tipo de termotanque, correspondiente a un código que identifica el equipo.
- **Columna 2:** Datos V-P: volumen en litros del termotanque y potencia en watts.
- **Columna 3:** Tiempo de recuperación, en minutos, calculado para cada termotanque según el detalle expuesto en la Sección A.4 del Apéndice A.
- **Columna 4:** Tiempo de interrupción, en minutos, calculado para cada termotanque según el detalle expuesto en la Sección A.3 del Apéndice A).

Los datos están almacenados en el archivo `Configuraciones.csv` y se presentan en la Tabla B.1.

Tipo	Datos TT (V-P)	Tiempo rec. (min)	Tiempo int. (min)
J1	10-1 500	5	14
J2	20-1 500	9	27
J3	30-1 500	14	41
J4	40-1 500	19	55
J5	60-1 500	28	83
J6	80-1 500	37	110
J7	110-1 500	51	152
E1	15-1 600	7	19
E2	25-1 600	11	33
E3	30-1 200	17	50
E4	40-1 200	23	66
E5	47-2 000	16	51
E6	50-1 500	24	69
D1	45-1 980	16	50
D2	60-1 980	21	65
X1	28-1 500	13	39
X2	34-1 500	16	47

Tabla B.1: Configuraciones de termotanques relevadas para el estudio y tiempos característicos de recuperación e interrupción calculados (en minutos).

## B.2. Procesamiento de datos

Se realiza un procesamiento de los datos crudos disponibles para generar conjuntos de datos limpios, consistentes y estructurados. Este procesamiento fue implementado en Python. El detalle del flujo y los scripts se documenta en el Apéndice C, donde también se indica el repositorio de GitHub que contiene el código fuente.

A partir de este procedimiento se generaron diversas colecciones de datos que permiten caracterizar el uso de los termotanques y desarrollar los análisis posteriores. A continuación, se describe en detalle cada una de estas colecciones y su relevancia para el estudio.

### B.2.1. Colección de archivos `Termotanques_min`

Se busca obtener la colección de archivos `Termotanques_min`, con datos minutales del consumo de termotanques, donde el formato de hora sea fácil de manipular y que corresponda a la hora de Uruguay, y donde no existan huecos ni datos dobles para cada minuto que conforma el horizonte temporal.

Para obtener esta colección se realizan los siguientes pasos:

1. Se crean 224 archivos `.csv` partiendo de los archivos originales (datos crudos) pero eliminando las columnas 1 y 2 (ID del cliente e Imei del timer que mide), cuyos datos no son de utilidad para el presente estudio.

Para cada archivo `.csv`:

2. Se reescribe el tiempo en UTC, con el detalle de minutos pero sin el detalle de segundos, redondeando la hora al valor de minuto entero más cercano. Por ejemplo, si un valor de tiempo es 01/01/2019 20:10:32, según este procedimiento pasa a ser 01/01/2019 20:11:00.
3. Si hay valores repetidos para el mismo minuto, queda el primer valor y se eliminan los demás.
4. Se reescribe el tiempo en formato UTC-3, correspondiente a la zona horaria de Uruguay.
5. Se agregan filas para los minutos faltantes en cada día, de modo que no queden huecos de minutos que pudieron haber sido originados en la obtención de las mediciones o en la aproximación realizada en el paso 2). Como potencia para los datos que faltan se le asignará el promedio entre los dos valores más cercanos.

Se obtienen 224 archivos `.csv` con datos minutales del consumo de 224 termotanques. Cada archivo `.csv` de la colección `Termotanques_min` tiene dos columnas:

- **Columna 1:** Fecha y hora en formato UTC-3 (AAAA-MM-DD HH:MM:00).
- **Columna 2:** Valor de la potencia consumida en watts (W).

El nombre de estos archivos está compuesto por el correspondiente número de termotanque más el prefijo “TT-”.

## Apéndice B. Procesamiento de datos para el cálculo de la demanda máxima gestionable

### B.2.2. Colección de archivos Encendidos

La colección de archivos **Encendidos** contiene información sobre los encendidos de cada termotanque y se obtiene a partir de la colección de archivos **Termotanques\_min**. Cada uno de los 224 archivos .csv de esta colección tiene cuatro columnas:

- **Columna 1:** Número de encendido (1, 2, 3, ...).
- **Columna 2:** Duración de cada encendido en minutos.
- **Columna 3:** Fecha y hora del inicio de cada encendido.
- **Columna 4:** Fecha y hora del final de cada encendido.

Además, se eliminan para cada termotanque, aquellos encendidos de duración inferior a 4 minutos, valor que corresponde al menor tiempo de recuperación calculado en el Apéndice A. Esto busca eliminar mediciones aisladas que son incorrectas y que pueden ser atribuidas a posibles problemas de precisión o interferencias externas.

El nombre de los archivos resultantes para la nueva colección está compuesto por el número de termotanque más el prefijo “TT-” y el sufijo “\_E”.

### B.2.3. Colección de archivos Termotanques\_min\_encendidos\_uso

Se busca obtener la colección de archivos **Termotanques\_min\_encendidos\_uso** a partir de las colecciones de archivos **Termotanques\_min** y **Encendidos**, con datos minutales del consumo de cada termotanque pero anulando los consumos correspondientes a los encendidos de restauración.

Para obtener esta colección se realizan los siguientes pasos:

1. A partir de los datos de los encendidos de cada termotanque (colección **Encendidos**), para cada equipo se agrupan los encendidos en dos clusters según su duración. Con esto se busca diferenciar los tiempos correspondientes a los encendidos de restauración (cluster con duraciones más cortas) de los tiempos correspondientes a los encendidos de uso (cluster con duraciones más largas). Luego se calcula la moda del cluster con las duraciones más cortas, valor que se tomará como referencia del tiempo de recuperación del termotanque en cuestión. Los valores obtenidos para cada termotanque se almacenan en el archivo **tiempos\_de\_recuperacion.csv**.  
En la Figura B.1 se representa gráficamente la clusterización realizada para uno de los termotanques relevados.
2. Para cada archivo de la colección **Termotanques\_min** se anulan los datos de potencia correspondientes a los encendidos de restauración. Para identificar y anular estos encendidos, se consideran como encendidos de restauración aquellos cuya duración sea menor a 1.2 veces el tiempo de recuperación determinado en el paso 1) para cada termotanque. Este valor 1.2 se selecciona para asegurar que se consideren todos los encendidos de restauración posibles, incluyendo aquellos con ligeras variaciones en su duración.

## B.2. Procesamiento de datos

Tras el filtrado realizado, se obtienen 224 archivos .csv con datos históricos minutales del consumo de 224 termotanques correspondientes a los encendidos de uso de cada equipo. Cada archivo .csv de la colección `Termotanques_min_encendidos_uso` tiene dos columnas:

- **Columna 1:** Fecha y hora en formato UTC-3 (sin huecos, de la forma AAAA-MM-DD HH:MM:00).
- **Columna 2:** Valor de la potencia consumida en watts (W) en los encendidos de uso de cada termotanque.

Estos archivos tienen los encabezados “Fecha\_hora” y “Potencia” y no abarcan el mismo horizonte temporal. Sus nombres están compuestos por el correspondiente número de termotanque, con el prefijo “TT-” y el sufijo “\_3”.

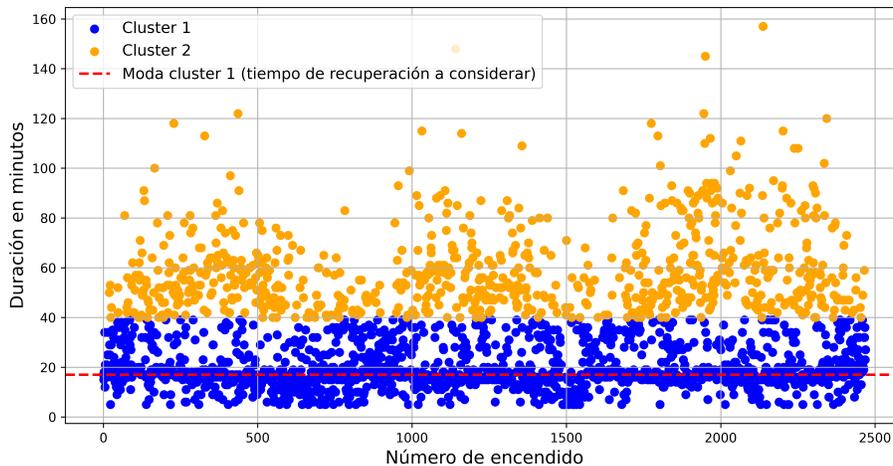


Figura B.1: Representación gráfica de la clusterización realizada para un termotanque relevado.

### B.2.4. Colección de archivos `Termotanques_min_encendidos_uso_1`

La colección de archivos `Termotanques_min_encendidos_uso_1` contiene información minutal del consumo de cada termotanque relevado en los encendidos de uso que ocurren dentro del intervalo comprendido entre el inicio de la ventana de interrupción (VI) y las 00:00 horas. A este intervalo se le denominará, para mayor simplicidad, *intervalo 1*.

Adicionalmente, si se detecta un encendido de uso entre las 00:00 horas y el final de la ventana de recuperación (VR), se procede a anular los encendidos que tuvieron lugar en el intervalo 1 anterior a dicho encendido. Esta eliminación se realiza para cumplir con la hipótesis de modelado N°6 (ver Sección 4.2.5).

Para construir esta colección, se parte de los archivos de la colección `Termotanques_min_encendidos_uso`, anulando la potencia registrada en los encendidos que ocurren fuera del intervalo 1. Adicionalmente, si existe un encendido de uso en la franja horaria de recuperación, se eliminan los encendidos correspondientes al intervalo 1 anterior inmediato.

Los archivos resultantes tienen los encabezados “Fecha\_hora” y “Potencia”, y no abarcan el mismo horizonte temporal. Sus nombres están compuestos por el correspondiente número de termotanque, con el prefijo “TT-” y el sufijo “\_3”.

## Apéndice B. Procesamiento de datos para el cálculo de la demanda máxima gestionable

### B.2.5. Colección de archivos `Encendidos_uso_1`

La colección de archivos `Encendidos_uso_1` contiene archivos con información de los encendidos de uso comprendidos en la colección de archivos `Termotanques_min_encendidos_uso_1`, esto para todo el horizonte relevado. Estos archivos tienen el mismo formato que la colección `Encendidos` (contienen el número de encendido, la duración en minutos y las fechas y horas de comienzo y fin de cada encendido), y se obtienen a partir de la información contenida para cada termotanque en la colección `Termotanques_min_encendidos_uso_1`.

El nombre de los archivos resultantes está compuesto por el número de termotanque en cuestión más el prefijo “TT-” y el sufijo “.EU”.

### B.2.6. Colección de archivos `Encendidos_uso_potencialmente_interrumpibles_1`

La colección de archivos `Encendidos_uso_potencialmente_interrumpibles_1` contiene información correspondiente a los encendidos de cada termotanque que cumplen ser los últimos dentro del intervalo 1. Tiene el mismo formato que la colección `Encendidos_uso_1`, ya que se obtiene de esta última eliminando aquellos encendidos que no cumplan ser los últimos encendidos dentro del intervalo 1.

### B.2.7. Colección de archivos `Encendidos_uso_potencialmente_interrumpibles`

La colección de archivos `Encendidos_uso_potencialmente_interrumpibles` contiene información correspondiente a los encendidos interrumpibles de cada termotanque. Tiene el mismo formato que la colección `Encendidos_uso_potencialmente_interrumpibles_1`, ya que se obtiene de esta última eliminando aquellos encendidos que no cumplan ser los últimos encendidos dentro de la ventana de interrupción definida (VI).

Tal como se describió en el Capítulo 4 de este trabajo, esto busca quedarse con aquellos encendidos en donde, si existiera una interrupción, haya suficiente tiempo para recuperar la energía no suministrada antes de que comience el siguiente encendido donde también sería posible una interrupción. El nombre de los archivos resultantes está compuesto por el correspondiente número de termotanque, con el prefijo “TT-” y el sufijo “.E”.

### B.2.8. Colección de archivos `Termotanques_min_encendidos_potencialmente_interrumpibles`

La colección de archivos `Termotanques_min_encendidos_potencialmente_interrumpibles` contiene información del consumo minutal de cada termotanque durante los encendidos interrumpibles obtenidos en la colección `Encendidos_uso_potencialmente_interrumpibles`. Los datos minutales de consumo para los encendidos de interés se extraen de la colección `Termotanques_min_encendidos_uso` para cada termotanque.

Adicionalmente, se eliminan los datos correspondientes a aquellos registros de consumo que durante más de tres días son nulos. Se asume que son datos no representativos para el análisis, ya sea porque el termotanque estuvo fuera de servicio o porque los datos no se recogieron correctamente.

## B.2. Procesamiento de datos

Para obtener esta colección se realizan los siguientes pasos:

1. A partir de cada archivo `.csv` de la colección `Termotanques_min_encendidos_uso` y de los correspondientes archivos de encendidos interrumpibles contenidos en la colección `Encendidos_uso_potencialmente_interrumpibles`, se crea un archivo por termotanque con los datos minutales de consumo correspondientes a los encendidos interrumpibles.
2. Para cada archivo generado en el paso anterior, se eliminan los datos correspondientes a aquellos registros de datos de potencia que por más de tres días son nulos (se asignan valores de potencia `NaN`).

Se obtienen 224 archivos `.csv` con datos históricos minutales del consumo de 224 termotanques durante los encendidos de uso con potencial para ser interrumpidos (encendidos interrumpibles). Cada archivo `.csv` de la presente colección tiene dos columnas:

- **Columna 1:** Fecha y hora en formato UTC-3 (sin huecos, de la forma AAAA-MM-DD HH:MM:00).
- **Columna 2:** Valor de la potencia medida en watts (W) correspondiente a los encendidos interrumpibles de cada termotanque.

Estos archivos tienen los encabezados “Fecha.hora” y “Potencia” y abarcan distintos horizontes temporales. Sus nombres están compuestos por el número de termotanque más el prefijo “TT-” y el sufijo “\_4”.

### B.2.9. Colección de archivos

#### `Termotanques_min_enc_pot_interr_recortados`

El objetivo del siguiente procesamiento de datos es obtener la colección de archivos `Termotanques_min_enc_pot_interr_recortados` a partir de la colección `Termotanques_min_encendidos_potencialmente_interrumpibles`, “recortando” los encendidos de esta última colección tantos minutos como determine el tiempo de interrupción máximo calculado para cada equipo.

Para obtener esta colección se realizan los siguientes pasos:

1. A cada termotanque relevado se le asigna un tiempo de interrupción máximo, el cual se calcula dividiendo el tiempo de recuperación calculado para ese equipo (contenido en el archivo `tiempos_de_recuperacion.csv`) entre un factor  $m = 0.34$ .

Este factor surge de la relación directa encontrada entre los tiempos de recuperación y de interrupción máximos calculados para las distintas configuraciones de termotanques contenidas en el archivo `Configuraciones.csv`, lo cual se generaliza para todos los termotanques relevados. En el gráfico de la Figura B.2 se observa la mencionada proporcionalidad.

Los datos con los tiempos de interrupción máximos de cada termotanque relevado se almacenan en el archivo `tiempos_de_interrupcion.csv`.

2. Se “recortan” los encendidos correspondientes a la colección `Termotanques_min_encendidos_potencialmente_interrumpibles` tantos minutos como determine el tiempo de interrupción máximo calculado en el paso anterior. Para ello, se anulan los consumos de los termotanques al final de cada encendido, según los tiempos contenidos en el archivo `tiempos_de_interrupcion.csv`.

## Apéndice B. Procesamiento de datos para el cálculo de la demanda máxima gestionable

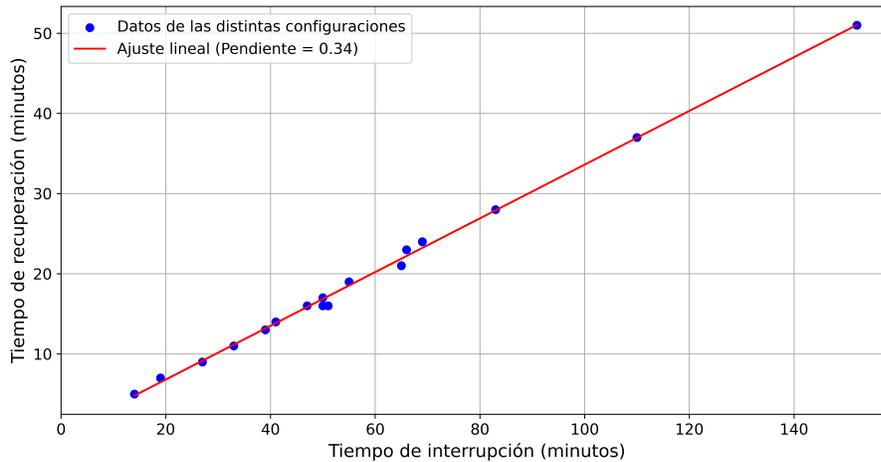


Figura B.2: Tiempo de interrupción máximo en función del tiempo de recuperación para las distintas configuraciones de termotanques contenidas en el archivo `Configuraciones.csv`.

Se obtienen 224 archivos `.csv` con datos históricos minutales del consumo de 224 termotanques correspondientes a los encendidos interrumpibles siendo interrumpidos en su tramo final. Cada archivo `.csv` de la colección `Termotanques_min_enc_pot_interr_recortados` tiene dos columnas:

- **Columna 1:** Fecha y hora en formato UTC-3 (sin huecos, de la forma AAAA-MM-DD HH:MM:00).
- **Columna 2:** Valor de la potencia consumida en watts (W) correspondiente a los encendidos interrumpibles de cada termotanque interrumpidos en su tramo final.

Los archivos de la presente colección tienen los encabezados “Fecha\_hora” y “Potencia” y no abarcan el mismo horizonte temporal. Sus nombres están conformados por el número de termotanque más el prefijo “TT-” y el sufijo “\_5”.

### B.2.10. Colección de archivos

#### `Termotanques_min_potenciales_interrupciones`

El objetivo del siguiente procesamiento de datos es obtener la colección de archivos `Termotanques_min_potenciales_interrupciones` correspondiente al potencial de interrupción de cada termotanque.

Los archivos de esta colección se obtienen a partir de la diferencia (resta) de la potencia registrada en las colecciones de archivos `Termotanques_min_encendidos_potencialmente_interrumpibles` y `Termotanques_min_enc_pot_interr_recortados`, respectivamente. Esto se debe a que la primera de estas colecciones contiene datos de potencia consumida de los termotanques durante los encendidos interrumpibles (sin interrupciones), mientras que la segunda contiene datos de potencia consumida de los termotanques durante los encendidos interrumpibles con recortes (con interrupciones).

## B.2. Procesamiento de datos

Se obtienen 224 archivos .csv con datos históricos minutales de potencia correspondiente al potencial de interrupción de 224 termotanques. Cada archivo tiene dos columnas:

- **Columna 1:** Fecha y hora en formato UTC-3 (sin huecos, de la forma AAAA-MM-DD HH:MM:00).
- **Columna 2:** Valor de la potencia en watts (W) correspondiente al potencial de interrupción.

Estos archivos tienen los encabezados “Fecha\_hora” y “Potencia\_I” y no abarcan el mismo horizonte temporal. Sus nombres están compuestos por el número de termotanque más el prefijo “TT-” y el sufijo “\_I”.

### B.2.11. Colección de archivos

#### `Termotanques_horario_potenciales_interrupciones`

El objetivo del siguiente procesamiento de datos es obtener la colección de archivos `Termotanques_horario_potenciales_interrupciones` correspondiente al potencial de interrupción de cada termotanque pero expresado en forma horaria, y de forma tal que todos los archivos de la colección tengan un horizonte temporal común.

Para obtener esta colección se realizan los siguientes pasos:

1. Para cada archivo de la colección `Termotanques_min_potenciales_interrupciones`, correspondiente a cada termotanque, se promedian las potencias minutales registradas en los 60 minutos que conforman cada hora del conjunto de datos.
2. Se define un horizonte de tiempo común, llamado “horizonte temporal de estudio”, cuya fecha de inicio corresponde a la más antigua en que alguno de los 224 termotanques registra medidas de consumo, y cuya fecha de fin corresponde a la más reciente en que alguno de estos equipos registra medidas.
3. A cada archivo obtenido en el paso anterior se le extiende el horizonte temporal al “horizonte temporal de estudio”.

Se obtienen 224 archivos .csv con datos históricos horarios de la potencia de interrupción de 224 termotanques. Cada archivo .csv de la presente colección tiene dos columnas:

- **Columna 1:** Fecha y hora en formato UTC-3 (sin huecos, de la forma AAAA-MM-DD HH:00:00).
- **Columna 2:** Valor de la potencia promedio horaria en watts (W) correspondiente al potencial de interrupción.

Estos archivos tienen los encabezados “Fecha\_hora” y “Potencia\_I” y abarcan el mismo horizonte temporal de estudio. Sus nombres están compuestos por el número de termotanque más el prefijo “TT-” y el sufijo “\_I”.

Cada archivo contiene la serie temporal de la demanda máxima interrumpible para cada termotanque, es decir, el valor máximo de potencia eléctrica que puede ser gestionada (interrumpida) por el gestor propuesto sin comprometer el confort del usuario. Esta información es fundamental para estimar el potencial total de gestión de la demanda a nivel nacional.

## B.3. Cálculo de la demanda máxima gestionable

### B.3.1. Tabla de interrupciones

Se realiza una tabla de interrupciones con 225 columnas, donde la primera columna contiene cada hora que conforma el horizonte temporal de estudio, y donde cada una de las demás columnas contiene los datos de potencia correspondiente al potencial de interrupción de cada termotanque relevado (potencia máxima interrumpible de cada termotanque).

Se encuentra que para cada hora del horizonte de estudio los valores de potencia de interrupción correspondientes a los 224 termotanques contenidos en esta tabla pueden ser:

- *Positivos*, si el respectivo termotanque puede ser interrumpido en esa hora. El valor en cuestión corresponde a la potencia promedio horaria de interrupción.
- *Nulos*, si el respectivo termotanque no puede ser interrumpido en esa hora.
- *NaN*, si el respectivo termotanque no registra medidas de consumo en esa hora.

### B.3.2. Interrupción promedio horaria unitaria

Promediando los valores de potencia de interrupción obtenidos para los 224 termotanques en cada hora del horizonte temporal de estudio, se obtienen valores de potencia de interrupción promedio. Estos valores se pueden pensar como una potencia de interrupción de un único termotanque que se comporta como el “promedio” del conjunto de termotanques relevados.

### B.3.3. Generalización al parque de termotanques gestionables

Si como hipótesis se asume que el parque de termotanques gestionables está compuesto por un número  $K = 1\,000\,000$  de termotanques, cuya demanda máxima gestionable se rige por la interrupción promedio horaria unitaria hallada según lo expuesto en la Sección B.3.2, basta con multiplicar dicha potencia de interrupción promedio por el valor  $K = 1\,000\,000$  para obtener la demanda máxima gestionable del parque de termotanques gestionables, esto para cada hora del horizonte temporal de estudio.

A continuación se filtran los datos de modo que solo queden los registros del año 2022, que tal como se describió en la Sección 4.3.5 del Capítulo 4, es el año de interés para el presente estudio.

Por último, la demanda máxima gestionable obtenida se reduce en un 7% conforme al ajuste por pérdidas en la red de transmisión y distribución, de acuerdo con lo establecido en la hipótesis N°9 de la Sección 4.2.5.

## Apéndice C

# Repositorio de código fuente

Este apéndice presenta el código fuente completo desarrollado para el procesamiento de los datos de consumo de los termotanques relevados, con el objetivo de estimar la potencia máxima de interrupción del gestor modelado. El procedimiento implementado en el script principal replica en detalle el flujo de trabajo descrito en el Apéndice B, al que se recomienda acudir para comprender la lógica y la justificación de cada etapa.

### C.1. Descripción general

El procesamiento se implementó en Python 3.10, empleando bibliotecas de uso común para análisis de datos como `pandas`, `numpy`, `scikit-learn`, `scipy`, `math`, `pytz`, `datetime`, `shutil` y `os`. Todos los scripts se ejecutaron en un entorno local (Windows 11) y se estructuraron por etapas en carpetas específicas, con el fin de mantener la trazabilidad de los datos procesados.

### C.2. Script principal: `procesamiento_termotanques.py`

El archivo `procesamiento_termotanques.py` contiene la totalidad del procesamiento desarrollado. El script se organiza en tres bloques principales. El primero, correspondiente al procesamiento de datos crudos, incluye once etapas consecutivas que abarcan desde la normalización temporal hasta la obtención de series horarias de potencia de interrupción. Los bloques siguientes abordan el cálculo de la potencia de interrupción promedio unitaria y su proyección al parque de termotanques gestionables.

Cada bloque de código se encuentra documentado con comentarios que indican el objetivo de la sección, las transformaciones aplicadas y los archivos generados.

### C.3. Consideraciones de ejecución

El script debe ejecutarse en un entorno donde se respeten las rutas relativas de entrada y salida definidas en cada etapa (por ejemplo, `Termotanques_min`, `Encendidos`, etc.). La ejecución completa genera todas las colecciones de archivos mencionadas en el Apéndice B, sin necesidad de intervención manual entre etapas.

## C.4. Disponibilidad

El archivo `Procesamiento_Termotanques.py` se encuentra disponible en el siguiente repositorio de GitHub:

<https://github.com/MIrurtia/tesis-gestion-demandas-termotanques>

Este repositorio incluye el script principal y una breve guía para su ejecución. Puede consultarse libremente con fines de replicabilidad y verificación.

# Referencias

- [1] Vladimir Z Gjorgievski, Natasa Markovska, Alajdin Abazi, and Neven Duić. The potential of power-to-heat demand response to improve the flexibility of the energy system: An empirical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 138:110489, 2021.
- [2] José Ignacio Pérez Arriaga, Luis Jesús Sánchez, and Mercedes Pardo de Tembleque. La gestión de la demanda de electricidad vol. i. *Documento de trabajo*, 65, 2005.
- [3] UTE. Plan termotanque inteligente, 2023. Último acceso: 2023.
- [4] UTE. UTE en cifras 2023. gerencia planificación, normas corporativas, 2023. Último acceso: 2024.
- [5] Juan Chavat, Sergio Nesmachnow, Jorge Graneri, and Gustavo Alvez. ECD-UY, detailed household electricity consumption dataset of uruguay. *Scientific Data*, 9(1), 2022.
- [6] André RS Vidal, Leonardo AA Jacobs, and Lucas S Batista. An evolutionary approach for the demand side management optimization in smart grid. In *2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG)*, pages 1–7. IEEE, 2014.
- [7] Sergio N Bragagnolo, Jorge C Vaschetti, Fernando Magnago, and Juan C Gomez-Targarona. Gestión de la demanda en las redes inteligentes. perspectiva y control desde el usuario y la distribuidora. *Información Tecnológica*, 31(3):159–170, 2020.
- [8] S Valero Verdu and C Senabre Blanes. Aplicación de un modelo de red neuronal no supervisado a la clasificación de consumidores eléctricos, 2012.
- [9] F. García Martínez, D. Treballe, M. Goudó Navarro, J. M. Galán, P. Linares, and A. Conchado. Gestión de la demanda eléctrica. *Anales de Mecánica y Electricidad*, XC(IV):26–32, julio 2013.
- [10] UTE. UTE ¿quiénes somos?, 2023. Último acceso: 2023.
- [11] UTE. Pliego tarifario enero 2023, 2023. Último acceso: 2023.
- [12] UTE. UTE. clientes, 2023. Último acceso: 2023.
- [13] Camilo Mariño et al. Identificación y desagregación de consumo eléctrico por medio de inteligencia artificial. 2023.
- [14] Dirección Nacional de Energía. Mapas energéticos, abril 2017. planificación, estadística y balance, 2017. Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM).
- [15] Torgeir Ericson. Direct load control of residential water heaters. *Energy Policy*, 37(9):3502–3512, 2009.
- [16] MOP. Modelo de operación desarrollado por UTE, 2024. Último acceso: 2024-09-21.

## Referencias

- [17] James. Manual de termotanques, 2023. Último acceso: 2023.
- [18] Gelbring. Manual de termotanques, 2023. Último acceso: 2023.
- [19] Uruguay Agencia Nacional de Eficiencia Energética. Folleto de etiquetado energético, 2024. Último acceso: 2024.
- [20] Equipo.com.uy. Termotanque TEM 100 lts de acero t1vtq100cl3008, 2024. Último acceso: 2024.
- [21] Uruguay Agencia Nacional de Eficiencia Energética. Normalización y etiquetado, 2024. Último acceso: 2024.
- [22] Rodrigo Porteiro, Juan Chavat, and Sergio Nesmachnow. A thermal discomfort index for demand response control in residential water heaters. *Applied Sciences*, 11(21):10048, 2021.
- [23] Presidencia de la República Uruguay. Ute controlará de manera remota calefones para garantizar un consumo eficiente, 2023. Último acceso: 2023.
- [24] El Observador. Unos 200 000 clientes de ute se pasaron a la tarifa inteligente: ¿cuánto ahorran?, 2023. Último acceso: 2023.
- [25] McGraw-Hill Education. Capítulo 1: El sistema eléctrico, 2023. Último acceso: 2023.
- [26] Davel Borges Vasconcellos, Pedro Puch González, and Geovanny Frías González. Control de demanda eléctrica aplicando algoritmos genéticos. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 25(3):389–398, 2017.
- [27] Uruguay XXI. Informe de energía de uruguay XXI, 2023. Último acceso: 2023.
- [28] Eliana Cornalino-Gabriela Gaggero-Valentina Groposo and Ignacio Afonso-Ruben Chaer. Modelo de previsión de demanda de energía eléctrica para la optimización del despacho energético.
- [29] Carlos Madina-Doñabeitia and Ibón Arechalde-Ugarteche. Las nuevas redes eléctricas inteligentes, su medida y gestión de la demanda. *DYNA-Ingeniería e Industria*, 86(3), 2011.
- [30] Administración del Mercado Eléctrico (ADME). Información sobre demanda real de energía eléctrica, 2024. Último acceso: 2024.
- [31] Administración del Mercado Eléctrico (ADME). Programa de pronóstico de generación de energía, 2024. Último acceso: 2024.
- [32] Maritza Jiménez Zapata. *La transformación de la participación de la demanda en los mercados eléctricos*. PhD thesis, Universidad Nacional de Colombia.
- [33] Administración del Mercado Eléctrico (ADME). Datos abiertos, 2024. Último acceso: 2024.
- [34] Administración del Mercado Eléctrico (ADME). Informe anual 2022, 2022.
- [35] Administración del Mercado Eléctrico (ADME). Informe anual 2021, 2021.
- [36] Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Beneficios de la electrificación: Estudio del caso del transporte colectivo eléctrico en Uruguay. Technical report, Banco Interamericano de Desarrollo, 2023. Último acceso: 2023.
- [37] CAF. Uruguay, líder en fuentes renovables, 2021. Último acceso: 2024-09-21.
- [38] UTE. Características de la matriz de generación de energía eléctrica de uruguay, 2024. Último acceso: 2024.
- [39] Alejandro Alvarez Falero, Franco Baubeta, and Alexander Gadea. Rosena: Requerimientos para la operación del sistema eléctrico nacional anillado. 2021.

## Referencias

- [40] JC Patrone. Hidroelectricidad–uruguay. informe final.[en línea]. buenos aires: Programa marco para la gestión sostenible de los recursos hídricos de la cuenca del plata.[consulta: 11 de noviembre de 2020], 2014.
- [41] BNamericas. ¿cómo y cuándo planea uruguay ampliar su parque de generación eléctrica?, 2023. Último acceso: 2023.
- [42] Antonio Levy, Diego Messina, and Rubén Contreras Lisperguer. Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en américa latina y el caribe. 2021.
- [43] Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA). Distribución, 2023. Último acceso: 2023.
- [44] MPO. Reglamento de distribución de energía eléctrica. aprobado por: Decreto n<sup>o</sup> 277/002 de 28/06/2002 artículo 1, 2002. Último acceso: 2023.
- [45] Norma de seguridad para la realización de maniobras y trabajos en instalaciones eléctricas de media tensión y alta tensión de distribución, 2023. Último acceso: 2023.
- [46] Presidencia de la República Uruguay. UTE desarrolló dos nuevos sistemas de atención para modernizar su gestión, 2023. Último acceso: 2023.
- [47] R. A. Hincapié-Isaza, J. M. Home-Ortiz, and R. A. Gallego-Rendón. A new expansion model for electric distribution systems with distributed generation considering coordinated multi-stage planning. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, 18(1):Ciudad de México, ene./mar. 2017, 2017.
- [48] Energía y Minería (MIEM) Dirección Nacional de Energía, Ministerio de Industria. Balance energético nacional (BEN) 2022, 2022. Uruguay.
- [49] Biblioteca virtual de recursos para la investigación económica, 2023. Último acceso: 2023.
- [50] Goran Strbac. Demand side management: Benefits and challenges. *Energy Policy*, 36(12):4419–4426, 2008.
- [51] ISO/IEC 27001:2022 information security management systems – requirements, 2022.
- [52] RFC 8446: The transport layer security (TLS) protocol version 1.3, 2018.
- [53] IEC 62351: Power systems management and associated information exchange – data and communications security, 2007.
- [54] Ariston. Optimizando la temperatura del termo eléctrico, 2025. Último acceso: 2025-03-07.
- [55] Administración del Mercado Eléctrico (ADME). Operación óptima de los recursos de generación de energía eléctrica, 2023. Uruguay, Febrero 2023.
- [56] Magdalena Irurtia, Rodrigo Porteiro, and Mario Ibarburu. Direct demand side management of residential electric water heaters in uruguay’s electric grid. In *Ibero-American Congress of Smart Cities*, pages 45–61. Springer, 2024.
- [57] Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA). Consulta pública: cargos de distribución, 2024. Último acceso: 2024-09-21.
- [58] IMPO. Decreto 17/2024, 2024. Último acceso: 2024-09-21.
- [59] UTE. Características de la matriz de generación de energía eléctrica de uruguay, 2020. Último acceso: 2020.
- [60] Vicente Mijail Matamoros Ojeda. Estado del arte de la gestión de la energía eléctrica desde el lado de la demanda. 2021.

## Referencias

- [61] Huangjie Gong, Oluwaseun M Akeyo, Tim Rooney, Brian Branecky, and Dan M Ionel. Aggregated generic load curve for residential electric water heaters. In *2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 1–5. IEEE, 2021.
- [62] Gregory S Ledva. *Learning and Control Applied to Demand Response and Electricity Distribution Networks*. PhD thesis, 2019.
- [63] María del Carmen Mora Villanueva. *Gestión de la demanda en redes eléctricas*. 2014.
- [64] Ronald Alex Flores Moyón. *Planeación de despacho óptimo de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia mediante flujos óptimos de potencia AC*. B.S. thesis, 2020.
- [65] Darwin Mesías Canacuán Quishpe. *Despacho óptimo de energía en plantas virtuales de generación basado en flujos dinámicos de potencia*. Master’s thesis, 2023.
- [66] Fei Teng, Danny Pudjianto, Marko Aunedi, and Goran Strbac. Assessment of future whole-system value of large-scale pumped storage plants in europe. *Energies*, 11(1):246, 2018.
- [67] Lisa Göransson, Joel Goop, Thomas Unger, Mikael Odenberger, and Filip Johnson. Linkages between demand-side management and congestion in the european electricity transmission system. *Energy*, 69:860–872, 2014.
- [68] ENRE. *Consumo básico de electrodomésticos, 2023*. Último acceso: 2023.
- [69] XD Técnica. *Medidores inteligentes de UTE abren la puerta para una tarifa más baja los fines de semana, 2023*. Último acceso: 2023.
- [70] UTE. *Modelo timer UTE, 2023*. Último acceso: 2023.
- [71] Xcel Energy Colorado. *AC rewards program, 2024*. Último acceso: 2024.
- [72] Energía y Minería (MIEM) Ministerio de Industria. *Monitor energético año ii n°18 agosto 2022, 2022*.
- [73] Energía y Minería (MIEM) Observatorio del Ministerio de Industria. *Informe eléctrico 2020, 2020*.
- [74] Banco Mundial. *Tracking sdg7: The energy progress report 2019, 2019*. Último acceso: 2023.
- [75] Transición Energética. *Inercia de red, 2023*. Último acceso: 2023.
- [76] Ing. Raúl Zeballos and Ing. Mario Vignolo. *Redes de transmisión o generación distribuida? Facultad de Ingeniería - IIE*.
- [77] Carlos Gutiérrez. *Calentadores, 2024*. Último acceso: 2024.
- [78] Sodimac. *Calefones eléctricos, 2024*. Último acceso: 2024.

# Glosario

- **ADME:** Administración del Mercado Eléctrico. Organismo encargado de la gestión y supervisión del mercado eléctrico en Uruguay.
- **Balance térmico:** Modelo utilizado para analizar la transferencia de calor en un sistema, considerando las entradas y salidas de energía térmica.
- **Caso de gestión de demanda:** Se define por la combinación de una ventana de interrupción y una ventana de recuperación específicas. Está caracterizado por un perfil particular de la demanda máxima gestionable y su correspondiente demanda de recuperación.
- **CMD (Centro de Maniobras de Distribución):** Centros de operación de UTE responsables de la gestión de la red de distribución y del control de cargas eléctricas a nivel regional.
- **Confort del usuario:** Condición que garantiza que la gestión de la demanda no genere molestias o impactos significativos en la experiencia de uso de agua caliente del usuario final. En este trabajo, se considera que el confort se mantiene cuando la temperatura del agua del termostato no desciende por debajo de 40°C.
- **Demanda de recuperación:** Consumo posterior a la interrupción del gestor necesario para reponer la energía no suministrada a los termostatos durante las interrupciones efectuadas.
- **Demanda interrumpida:** Demanda que es posible interrumpir al operar el gestor de termostatos. Está acotada por la demanda máxima gestionable.
- **Demanda máxima gestionable:** Máxima potencia eléctrica que puede ser interrumpida en cada hora mediante el gestor. Este concepto puede aplicarse tanto a un termostato en particular como al gestor (en este último caso se calcula sumando la máxima demanda gestionable de cada equipo que conforma el parque de termostatos gestionables del país).
- **Demanda no interrumpida:** Demanda que se pudo haber interrumpido pero que se decidió no interrumpir al operar el gestor de termostatos. Es la diferencia entre la demanda máxima gestionable y la demanda interrumpida.
- **Demanda pico máxima:** Valor más alto de demanda eléctrica registrado en el sistema durante un período determinado, generalmente un año. Representa el momento de mayor exigencia sobre la infraestructura de generación, transmisión y distribución.
- **DNC (Despacho Nacional de Cargas):** Entidad encargada de la operación en tiempo real del sistema eléctrico uruguayo, asegurando el equilibrio entre generación y demanda.

## Apéndice C. Glosario

- **Día operativo:** Período de 24 horas definido en esta tesis que comienza a las 10:00 a.m. de un día y finaliza a las 09:00 a.m. del día siguiente. Esta estructura permite que tanto las interrupciones como la posterior recuperación de la energía no suministrada a los termotanques ocurran dentro del mismo ciclo de análisis, facilitando la evaluación del gestor.
- **Encendido de restauración:** Ciclo de funcionamiento de un termotanque destinado a recuperar la energía perdida en forma de calor con el ambiente a través de las paredes del termotanque.
- **Encendido de uso:** Ciclo de funcionamiento de un termotanque destinado a recuperar la energía perdida en forma de agua caliente en los usos que realiza el usuario.
- **Encendidos interrumpibles:** Encendidos de uso en los que es posible realizar interrupciones.
- **Energía de interrupción:** Energía eléctrica que deja de ser consumida por los termotanques durante el período en el que el gestor interrumpe su funcionamiento.
- **Energía de recuperación:** Energía eléctrica que debe ser suministrada a los termotanques para restituir la energía no suministrada durante una interrupción.
- **Energía no suministrada:** Cantidad de energía que deja de consumirse temporalmente debido a la interrupción de los termotanques gestionados.
- **Estados de operación:** Configuraciones específicas del funcionamiento de un termotanque eléctrico, determinadas por dos variables principales: si el equipo está encendido o apagado, y si hay o no demanda de agua caliente por parte del usuario.
  - Estado 1:** Equipo apagado sin demanda de agua caliente, con la temperatura del agua inferior a  $T_{INF}$ .
  - Estado 2:** Equipo encendido sin demanda de agua caliente, con la temperatura del agua inferior a  $T_{INF}$ .
  - Estado 3:** Equipo apagado sin demanda de agua caliente, con la temperatura del agua entre los valores  $T_{SUP}$  y  $T_{INF}$ .
  - Estado 4:** Equipo apagado con demanda de agua caliente, con la temperatura del agua entre los valores  $T_{SUP}$  y  $T_{INF}$ .
  - Estado 5:** Equipo encendido con demanda de agua caliente, con la temperatura del agua inferior a  $T_{INF}$ .
- **Estrategia compuesta:** Forma de operación del sistema eléctrico en la que, para cada día del horizonte de simulación, se aplica la política de gestión de demanda que genera el mayor beneficio entre los cuatro casos simulados. Si ningún caso aporta beneficios ese día, se considera la operación base sin gestor.
- **Falla del sistema eléctrico:** Evento en el que una o más partes del sistema eléctrico dejan de operar correctamente, provocando interrupciones en el suministro, sobrecargas, caídas de tensión u otras condiciones anormales. Puede estar originada por fallas en equipos, errores operativos o condiciones extremas de demanda o generación.

- **Fin del encendido de uso:** Fase final de un encendido de uso en la que el termotanque permanece encendido en el estado 2, sin demanda de agua caliente, elevando la temperatura del agua hasta alcanzar  $T_{SUP}$ , momento en el que el equipo se apaga automáticamente.
- **Gestión centralizada del gestor:** Mecanismo de implementación del gestor desde el Despacho Nacional de Cargas (DNC), capaz de controlar y ajustar la operación de los termotanques en tiempo real para reducir la demanda en momentos críticos y redistribuirla en el tiempo, optimizando los recursos de generación disponibles.
- **Gestión de la demanda:** Estrategia para modificar el consumo de energía con el fin de optimizar el uso de los recursos eléctricos y reducir costos operativos.
- **Gestión descentralizada del gestor:** Mecanismo de implementación del gestor desde los Centros de Maniobras de Distribución (CMD) de UTE, que permitiría controlar y ajustar la demanda de los termotanques según las condiciones y particularidades de cada área geográfica, optimizando la eficiencia operativa y la estabilidad del sistema eléctrico a nivel regional.
- **Gestión directa de la demanda:** Modalidad de gestión en la que el operador del sistema o un agente autorizado puede controlar de forma remota y centralizada ciertos equipos o cargas del usuario final, ajustando su funcionamiento en tiempo real según las necesidades del sistema eléctrico.
- **Gestión indirecta de la demanda:** Estrategia que busca influir en el comportamiento de los usuarios a través de señales económicas, incentivos o campañas de información, sin intervenir directamente en el control de sus consumos.
- **Gestor de demanda eléctrica con termotanques:** Herramienta diseñada para optimizar y gestionar el consumo de energía eléctrica de un conjunto de termotanques eléctricos residenciales en Uruguay.
- **Horas críticas para la red:** Horas del año en las que la demanda del sistema eléctrico sin gestor supera el nuevo valor de demanda pico máxima gestionable ( $P'_{MAX}$ ).
- **Intervenciones especiales:** Acciones excepcionales del gestor de demanda que se implementan fuera de las ventanas de interrupción previstas, con el fin de reducir la demanda en horas críticas no contempladas originalmente en los casos de estudio.
- **Modelo de Operación (MOP):** Software desarrollado por UTE diseñado para optimizar y simular la operación del sistema eléctrico uruguayo.
- **Modo automático de control del gestor:** Modo de operación del gestor que se basa en algoritmos y lógicas predefinidas para adaptar la operación de los termotanques según las directrices del sistema de control.
- **Modo manual de control del gestor:** Modo de operación del gestor que se basa en intervenciones específicas por parte de los operadores en situaciones excepcionales, como eventos imprevistos en la red o emergencias operativas.
- **Parque de termotanques gestionables:** Conjunto de termotanques eléctricos que pueden ser controlados de manera remota a través del gestor de demanda definido.
- **Potencia de interrupción máxima por hora:** Cantidad máxima de potencia que puede ser desconectada en una hora determinada mediante la gestión directa de los termotanques eléctricos, considerando las restricciones de uso de los usuarios y el tamaño del parque gestionable.

## Apéndice C. Glosario

- **Potencial de interrupción:** Capacidad teórica de reducir la demanda eléctrica en un momento dado mediante la desconexión controlada de los termotanques eléctricos. Este concepto puede aplicarse tanto a un termotanque en particular como al gestor conformado por el parque de termotanques gestionables.
- **Simulación de referencia:** También llamada corrida base, corresponde al escenario de simulación sin implementación del programa de gestión de la demanda, utilizado como punto de comparación para evaluar los beneficios técnicos y económicos del gestor.
- **$T_{INF}$ :** Temperatura de ajuste inferior de un termotanque que determina que el termotanque se apague cuando la temperatura del agua es superior a ese valor.
- **$T_{LIM}$ :** Temperatura límite inferior utilizada como umbral para asegurar el confort del usuario. Se considera que si la temperatura del agua del termotanque desciende por debajo de este valor, el usuario podría experimentar una pérdida de confort. Para este estudio se establece en 40°C.
- **$T_{SUP}$ :** Temperatura de ajuste superior de un termotanque que determina que el termotanque se apague cuando la temperatura del agua es superior a ese valor.
- **Termotanque eléctrico:** Equipo que calienta agua sanitaria mediante una resistencia que transforma energía eléctrica en calor por efecto Joule, almacenándola en un depósito acumulador que mantiene una reserva lista para su uso en todo momento.
- **Tiempo de interrupción máximo:** Período máximo en el que un termotanque puede permanecer apagado en el tramo final de un encendido de uso sin que el usuario experimente una reducción significativa en su confort.
- **Tiempo de recuperación:** Duración de los encendidos de restauración de un termotanque.
- **Timer:** Dispositivo temporizador que se puede programar local o remotamente y que permite activar o desactivar equipos eléctricos (como luces, ventiladores o termotanques) en momentos específicos, contribuyendo a una mayor comodidad y eficiencia en el uso de la energía.
- **UTE:** Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas. Es la empresa pública del sector eléctrico en Uruguay. A través de sus actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
- **Valor de la Energía Interrumpida (VEI):** Representa el valor económico de la energía que no fue consumida por los termotanques durante la ventana de interrupción, calculado como el producto entre la energía interrumpida en cada hora y el costo marginal de la electricidad correspondiente a esas horas.
- **Valor de la Energía Recuperada (VER):** Representa el valor económico de la energía restituida a los termotanques durante la ventana de recuperación, calculado como el producto entre la energía recuperada en cada hora y el costo marginal de la electricidad correspondiente a esas horas.
- **Ventana de interrupción (VI):** Intervalo de tiempo en el que pueden producirse las interrupciones de los termotanques según las hipótesis de gestión de la demanda definidas.
- **Ventana de recuperación (VR):** Intervalo de tiempo en el que se repone la energía no suministrada a los termotanques tras una interrupción.

# Índice de tablas

3.1. Información de las centrales de generación hidroeléctrica en Uruguay. <b>Nota:</b> La central de Salto Grande tiene 1890 MW de potencia total, de los cuales 945 MW corresponden a Uruguay y 945 MW a Argentina.	36
3.2. Centrales de generación por biomasa más importantes en Uruguay [39].	38
3.3. Potencia instalada en las principales centrales de generación térmica en Uruguay [39]. . . . .	39
4.1. Tiempos máximos de interrupción para distintas configuraciones de termotanques. . . . .	62
5.1. Ponderadores utilizados para distribuir la recuperación de energía por hora, obtenidos del análisis de los excedentes energéticos en la corrida base. . . . .	69
5.2. Costo total de operar el sistema en millones de USD. . . . .	74
5.3. Emisiones de CO <sub>2</sub> de las máquinas térmicas del sistema en toneladas, con y sin el gestor operando. . . . .	75
5.4. Horas de falla anual del sistema por combinaciones (tipos) de falla, con y sin el gestor operando. . . . .	76
A.1. Ecuaciones que modelan el comportamiento de los termotanques en los distintos estados de operación. . . . .	91
A.2. Ecuaciones que modelan la temperatura del agua en función del tiempo para los distintos estados de operación de los termotanques. Los términos $K_0$ , $K_1$ , $K_2$ y $K_3$ son constantes que dependen de las condiciones iniciales. . . . .	93
A.3. Tiempos de recuperación para distintas configuraciones de termotanques.	101
B.1. Configuraciones de termotanques relevadas para el estudio y tiempos característicos de recuperación e interrupción calculados (en minutos).	104

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Índice de figuras

2.1.	Estructura de los termotanques eléctricos. . . . .	9
2.2.	Representación del ciclo de calentamiento de agua en los termotanques. . . . .	10
2.3.	Gráfico de potencia consumida en función del tiempo durante la operación de un termotanque a lo largo de un día. En el mismo se distinguen cuatro encendidos de restauración y dos encendidos de uso. . . . .	11
2.4.	Representación de los estados de operación de los termotanques. . . . .	12
2.5.	Porcentaje de hogares con termotanques eléctricos por departamento en Uruguay en el año 2012 [14]. . . . .	13
2.6.	Distribución promedio del uso de termotanques eléctricos a lo largo del día basada en medidas históricas. Datos extraídos de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas del Estado (UTE) [5]. . . . .	14
2.7.	Potencia consumida el 25/10/2023 por (a) el termotanque TT-XXX600 y (b) por el termotanque TT-XXX292. Datos extraídos de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas del Estado (UTE). . . . .	15
2.8.	Participación horaria promedio del conjunto de termotanques del país en la demanda total del sistema. Datos extraídos de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas del Estado (UTE) [5] y del software MOP [16]. Datos del año 2022. . . . .	16
2.9.	Etiqueta de un termotanque [20]. . . . .	19
2.10.	Representación de un caso ejemplo donde se interrumpe la operación de un parque conformado por seis termotanques eléctricos. . . . .	22
2.11.	Representación de un posible desplazamiento de cargas eléctricas resultante de la gestión de termotanques eléctricos residenciales. . . . .	22
3.1.	Demanda anual de energía eléctrica en Uruguay para el período 2012-2022 [30]. . . . .	30
3.2.	Participación en el consumo interno de energía eléctrica en Uruguay por categorías en el año 2023 [4]. Grandes Clientes incluye: Tarifa Grandes Consumidores y Agentes. Varios incluye: Autoconsumos, tarifas de Alumbrado Público, Zafra Estival y Movilidad eléctrica. Residenciales incluye: Residencial, Consumo Básico Residencial, Doble Horario, Residencial y Triple Horario Residencial. Generales incluye: General y General Hora Estacional. . . . .	30
3.3.	Demanda mensual de energía eléctrica en Uruguay en el año 2022 [31]. . . . .	31
3.4.	Curva de demanda horaria del día lunes 01 de julio de 2024 en Uruguay [33]. . . . .	32
3.5.	Evolución de la potencia máxima anual en Uruguay para el período 1995-2022 [35]. . . . .	33
3.6.	Generación anual de energía eléctrica por fuente en Uruguay en GWh para el período 2010-2022 [27]. . . . .	34

## Índice de figuras

3.7. Participación en la generación de energía eléctrica por fuente en el año 2023 [4]. . . . .	35
3.8. Relación entre la energía generada en cada mes y la energía media generada anual para los recursos eólico y solar fotovoltaico en el año 2018. . . . .	37
4.1. Diagrama de flujo para determinar si un encendido es interrumpible. . . . .	56
4.2. Comportamiento de un termotanque cuando inicia un encendido de uso. El primer gráfico muestra la temperatura del agua del equipo en función del tiempo, mientras que el segundo gráfico corresponde a la potencia consumida para el mismo período de tiempo. . . . .	57
4.3. Posibles estados de operación de los termotanques durante los encendidos de uso. . . . .	57
4.4. Comportamiento de un termotanque en el tramo final de un encendido de uso. El primer gráfico muestra la temperatura del agua del equipo en función del tiempo, mientras que el segundo gráfico corresponde a la potencia eléctrica consumida para el mismo período de tiempo. . . . .	58
4.5. Dos posibles comportamientos de un termotanque para un encendido de uso de idéntica duración. Los gráficos superiores muestran la temperatura del agua en función del tiempo, mientras que los gráficos inferiores corresponden a la potencia eléctrica consumida. . . . .	59
4.6. Comparación del funcionamiento de un termotanque en el último tramo de un encendido de uso en dos escenarios: (a) si no es interrumpido y (b) si es interrumpido. En ambos casos, el primer gráfico muestra la temperatura del agua del equipo en función del tiempo, mientras que el segundo gráfico corresponde a la potencia consumida para el mismo período de tiempo. Los términos $t_{X1}$ y $t_{X2}$ son intervalos de tiempo definidos para formular las ecuaciones. . . . .	60
5.1. Potencia de falla 2 promedio por hora resultante de la corrida base para los años 2024 y 2025. . . . .	67
5.2. Potencia de excedentes promedio por hora resultante de la corrida base para los años 2024 y 2025. . . . .	68
5.3. Potencias de interrupción y de recuperación del Caso 1 (ventana de interrupción de 17:00 a 00:00 horas). . . . .	70
5.4. Potencias de interrupción y de recuperación del Caso 2 (ventana de interrupción de 18:00 a 00:00 horas). . . . .	70
5.5. Potencias de interrupción y de recuperación del Caso 3 (ventana de interrupción de 19:00 a 00:00 horas). . . . .	71
5.6. Potencias de interrupción y de recuperación del Caso 4 (ventana de interrupción de 20:00 a 00:00 horas). . . . .	71
5.7. Diagrama de flujo del cálculo del beneficio anual esperado a nivel generación (sin considerar los beneficios para la red). . . . .	74
5.8. Energía anual generada por las distintas máquinas térmicas que conforman el sistema con y sin el gestor operando. . . . .	76
6.1. Potencia de interrupción promedio máxima por hora para cada hora del día. . . . .	82
6.2. Diagrama de flujo del cálculo del beneficio anual esperado a nivel generación, considerando la priorización de días con requerimientos de la red. . . . .	84

A.1. Comparación del funcionamiento de un termotanque en el último tramo de un encendido de uso en dos escenarios: (a) si no es interrumpido y (b) si es interrumpido. El gráfico muestra la temperatura del agua del equipo en función del tiempo. Los términos  $t_{X1}$  y  $t_{X2}$  son intervalos de tiempo definidos para formular las ecuaciones. . . . . 96

A.2. Representación de la temperatura del agua de un termotanque en función del tiempo para un encendido de restauración. . . . . 99

B.1. Representación gráfica de la clusterización realizada para un termotanque relevado. . . . . 107

B.2. Tiempo de interrupción máximo en función del tiempo de recuperación para las distintas configuraciones de termotanques contenidas en el archivo `Configuraciones.csv`. . . . . 110



Esta es la última página.  
Compilado el domingo 7 septiembre, 2025.  
<http://iie.fing.edu.uy/>