



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DE BILBAO

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

SIMULACIÓN Y CALIBRACIÓN DE UNA INSTALACIÓN DE DISTRICT HEATING EN TRNSYS MEDIANTE DATOS MONITORIZADOS

Alumno *Martinez Guirles, Iñigo*

Fecha *Junio 2017*

Director

Dr. Aitor Erkoreka

Curso académico

2016/2017

Me gustaría agradecer este proyecto tanto al Dr. Aitor Erkoreka, tutor de mi TFM, como a Tecnia Azpeitia y más concretamente a Carol Pascual, por toda la ayuda prestada.

Índice

Resumen trilingüe	5
Lista de tablas.....	6
Lista de ilustraciones.....	7
Lista de gráficos.....	8
Lista de acrónimos [*]	10
1. Introducción al proyecto CityFied	11
2. Objetivos y alcance.....	13
3. Beneficios	14
3.1. Beneficios sociales.....	14
3.2. Beneficios económicos.....	14
3.3. Beneficios tecnológicos.....	15
4. Estado del arte	16
4.1. Situación actual de las instalaciones de District Heating (DH).....	16
4.2. Situación actual de la biomasa en instalaciones de edificación.....	19
4.3. Situación actual de las simulaciones térmicas de instalaciones de edificación con TRNSYS.	21
5. Análisis de alternativas.....	22
6. Análisis de riesgos	23
7. Metodología y cálculos	25
7.1. District heating	25
Ventajas de uso.....	26
Ventajas medioambientales.....	26
Ventajas económicas.....	26
Ventajas de seguridad.....	27
7.2. Descripción de la instalación.....	28
7.3. Análisis de sensores y conclusión del mismo.....	43
7.3.1. Calderas de biomasa y FASE 1	45
7.3.2. Calderas de gas y fase 2 (del 21 al 31 de Marzo de 2017)	56
7.4. Balances de energía de los volúmenes de control de fase 1 y fase 2	62
7.4.1. VC1 y VC2 para la FASE 1:.....	63
7.4.1.1. Invierno 2015-2016:	63
7.4.1.2. Verano 2016:	68

7.4.1.3.	Invierno 2016-2017:	72
7.4.2.	VC1, VC2, VC3 y VC4 para la fase 1 y la fase 2	78
7.4.2.1.	Del 21 al 31 de marzo de 2017:	78
7.4.2.2.	Abril 2017:	83
7.4.2.3.	Mayo 2017 (falta la primera semana, del 1 al 7):	87
7.5.	Ejemplo control instalación: del 21 al 31 de marzo de 2017	90
7.5.1.	Calderas de biomasa	90
7.5.2.	Calderas de gas.....	93
7.5.3.	Consignas temperaturas impulsión calefacción y depósito ACS en subestaciones 95	
7.5.4.	Subestaciones FASE 1	96
7.5.5.	Subestaciones fase 2	96
7.6.	Calibración del modelo TRNSYS en base a contadores de energía	99
7.6.1.	RMSE (Root Mean Square Error).....	99
7.6.2.	Calibración de las calderas de biomasa.....	100
7.6.3.	Calibración de las calderas de biomasa con depósitos de inercia	111
7.6.4.	Calibración del intercambiador de calor para calefacción de la fase 1.....	118
7.6.5.	Calibración del intercambiador de calor para calefacción de la fase 2.....	121
7.6.6.	Calibración de las calderas de gas.....	126
7.7.	Interpretación de resultados.....	128
8.	Presupuesto	129
9.	Conclusiones	130
10.	Bibliografía	133
	ANEXO 1: Lista de variables del sistema utilizadas	134
	ANEXO 2: Planos y esquemas.....	138

Resumen trilingüe

El siguiente proyecto analiza los datos monitorizados de una instalación de District Heating en Laguna de Duero (Valladolid), la cual funciona con biomasa y con gas cuando es necesario, y que aporta calefacción y ACS a los 31 edificios de viviendas que componen el distrito. Este análisis se realiza con el fin de utilizar los datos obtenidos para crear un modelo en el software de simulación energética TRNSYS, de manera que optimizando ese modelo se pueda llegar a nuevas soluciones para conseguir un ahorro tanto energético como económico en la instalación global.

The aim of this project is to analyze the monitored data of a District Heating installation located in Laguna de Duero (Valladolid), which is fed with biomass and, just when is needed with gas. This network delivers heat and domestic hot water to the 31 dwelling buildings that make up the district. The purpose of this analysis is to create a model in TRNSYS, software used for thermal and electric system simulation, so that optimizing this model could reach new solutions for energetic and economic save of the system.

Proiektu honen helburua, Laguna de Dueron (Valladolid) kokatutako District Heating-ko instalazio baten datu monitorizatuak aztertzea da. Instalazio honek biomasaren bitartez elikatuta dago, eta biomasa nahikoa ez denean, gasa erabiltzen du. Sare honek distritoaren 31 etxebizitza-eraikinak beroz eta osasun ur beroz hornitzen ditu. Azterketa honen xedea, energetikako simulazioak egiteko TRNSYS software-ean eredu bat sortzea da, eredu honek optimizatzeko aurrezki energetikoa nahiz ekonomikoa lortzeko finean.

Lista de tablas

Tabla 1- Posibles riesgos y solución recomendada	23
Tabla 2- Matriz de probabilidad de impacto de riesgos.....	24
Tabla 3- Tipos de edificios en el distrito de Torrelago	30
Tabla 4- Modelos calderas DH1 sin reforma	32
Tabla 5- Bombas e intercambiador DH1 sin reformas	32
Tabla 6- Modelo calderas DH2 sin reforma.....	33
Tabla 7- Sección y longitud de tuberías desde depósitos hasta fase 1	36
Tabla 8- Longitud y diámetro de tuberías desde almacenamiento hasta fase 2	38
Tabla 9- Modelos calderas de biomasa DH reformado.....	39
Tabla 10- Análisis de sensores de calderas de biomasa con balance energético	46
Tabla 11- Análisis sensores fase 1 por subestaciones con balance de energía.....	55
Tabla 12- Análisis contador Gas balance de energía.....	57
Tabla 13- Análisis contador fase 2 balance de energía	57
Tabla 14- Análisis sensores subestaciones fase 2 con balance de energía	58
Tabla 15- Balance energético respecto a contadores VC1 invierno 2015-16	63
Tabla 16- Balance y rendimiento VC1 invierno 2015-16.....	64
Tabla 17- Energía subestaciones fase 1 invierno 2015-16	64
Tabla 18- Contadores vs caudalímetros/potenciómetros en las subestaciones de fase 1	66
Tabla 19- Rendimientos entre generación y consumo en fase 1	67
Tabla 20- Balance y rendimientos VC2 invierno 2015-16	67
Tabla 21- Balance energético respecto a contadores VC1 verano 2016	68
Tabla 22- Balance y rendimiento VC1 verano 2016	68
Tabla 23- Energía subestaciones fase 1 verano 2016	69
Tabla 24- Rendimientos entre generación y consumo fase 1	70
Tabla 25- Balance y rendimiento VC2 verano 2016	71
Tabla 26- Balance energético respecto a contadores VC1 invierno 2016-17	72
Tabla 27- Balance y rendimiento VC1 invierno 2016-17.....	72
Tabla 28- Energía subestaciones fase 1 invierno 2016-17	73
Tabla 29- Rendimientos entre generación y consumo fase 1	74
Tabla 30- Balance y rendimiento VC2 invierno 2016-17.....	74
Tabla 31- Balance de energía respecto a contadores VC1 octubre 2016	75
Tabla 32- Energía subestaciones fase 1 en octubre 2016.....	76
Tabla 33- Rendimientos entre generación y consumo fase 1 en octubre 2016	76
Tabla 34- Balance de energía respecto contadores VC1 diciembre 2016.....	76
Tabla 35- Energía subestaciones fase 1 en diciembre 2016	77
Tabla 36- Rendimientos entre generación y consumo fase 1 en diciembre 2016.....	77
Tabla 37- Consumos subestaciones fase 1 y fase 2 21 al 31 de marzo 2017	78
Tabla 38- Contadores instalación completa 21 al 31 de marzo 2017	79
Tabla 39- Pérdidas/acumulación y rendimientos VC según contadores 21 al 31 de marzo 2017	79
Tabla 40- $m \cdot c_p \cdot \Delta T$ de los caudalímetros de la instalación completa 21 al 31 de marzo 2016..	82
Tabla 41- Pérdidas/acumulación y rendimientos VC según $m \cdot c_p \cdot \Delta T$ 21 al 31 de marzo 2017 ..	83
Tabla 42- Consumo subestaciones fase 1 y fase 2 abril 2017	83
Tabla 43- Contadores instalación completa abril 2017.....	84
Tabla 44- Pérdidas/acumulación y rendimientos VC según contadores abril 2017	85
Tabla 45- $m \cdot c_p \cdot \Delta T$ instalación completa abril 2017	86

Tabla 46-Pérdidas/acumulación y rendimientos VC según $m \cdot cp \cdot \Delta T$ abril 2017	86
Tabla 47- Consumos subestaciones fase 1 y fase 2 mayo 2017	87
Tabla 48- Contadores instalación completa mayo 2017	87
Tabla 49-Pérdidas/acumulación y rendimientos VC según contadores mayo 2017.....	88
Tabla 50- $m \cdot cp \cdot \Delta T$ instalación completa mayo 2017	89
Tabla 51-Pérdidas/acumulación y rendimientos VC según $m \cdot cp \cdot \Delta T$ mayo 2017	89
Tabla 52- Modos de funcionamiento de las calderas de biomasa.....	92
Tabla 53- Presiones en bombas a fase 1	92
Tabla 54- Presiones bombas interconexión	93
Tabla 55- Temperaturas de consigna de fase 1 y fase 2	95
Tabla 56- Ajuste de sensación térmica en la consigna.....	97
Tabla 57- Horario calefacción fase 1 y fase 2	102
Tabla 58- Balance de energía real vs simulado	105
Tabla 59- Balance de energía para el 22 de marzo de 2017	106
Tabla 60- RMSE para el 22 de marzo de 2017.....	106
Tabla 61- Balance de energía para el 27 de marzo de 2017	107
Tabla 62- RMSE para el 27 de marzo de 2017.....	108
Tabla 63- Balance de energía para el 21 al 31 de marzo de 2017.....	109
Tabla 64- RMSE para el 21 al 31 de marzo de 2017	109
Tabla 65- RMSE por calderas para el 21 al 31 de marzo de 2017	109
Tabla 66- Pérdidas en los depósitos de inercia	115
Tabla 67- Energía generada en calderas de biomasa.....	117
Tabla 68- Energía que llega a los contadores 4 y 5	117
Tabla 69- Balance de energía para la simulación de fase 1	121
Tabla 70- Balance de energía calderas de gas simulada vs real.....	127
Tabla 71- Presupuesto del proyecto	129

Lista de ilustraciones

Ilustración 1- Las tres demos del proyecto CITYFIED	11
Ilustración 2- Logo TRNSYS.....	21
Ilustración 3- Mapa de ubicación Laguna de Duero.....	28
Ilustración 4- Imagen aérea del distrito de Torrelago.....	28
Ilustración 5- Mapa del distrito de Torrelago por fases.....	29
Ilustración 6- Distrito de Torrelago por tipos de edificios.....	30
Ilustración 7- Tipo de edificio A.....	30
Ilustración 8- Tipo de edificio B.....	30
Ilustración 9- Tipo de edificio C.....	31
Ilustración 10- DH fase 1 sin reforma.....	31
Ilustración 11- DH fase 2 sin reforma.....	31
Ilustración 12- Generación energía DH1 sin reforma	32
Ilustración 13- Generación de energía DH2 sin reforma.....	33
Ilustración 14- Plano de DH reformado	33
Ilustración 15- Fases del distrito de Torrelago	34
Ilustración 16- Subestaciones en cada fase del distrito	35
Ilustración 17- Subestación de la fase 1 reformada.....	35
Ilustración 18- Intercambiador de calor subestaciones fase 1.....	36
Ilustración 19- ACS subestaciones fase 1	36

Ilustración 20- Mapa de conexiones desde almacenamiento hasta fase 1	36
Ilustración 21- Subestación reformada fase 2	37
Ilustración 22- Mapa de conexiones desde almacenamiento hasta fase 2	38
Ilustración 23- Calderas de biomasa DH reformado	39
Ilustración 24- Bombas calderas de biomasa.....	40
Ilustración 25- Sistema de bombeo a las fases	40
Ilustración 26- Sistema de distribución instalación reformada	41
Ilustración 27- Depósitos de inercia.....	42
Ilustración 28- Calderas de gas.....	43
Ilustración 29- Sensores de calderas de biomasa	45
Ilustración 30- Sensores colectores de impulsión y retorno.....	47
Ilustración 31- Sensores sistema de distribución.....	50
Ilustración 32- Sensores subestación fase 1	54
Ilustración 33- Sensores calderas de gas.....	56
Ilustración 34- Sensores subestación fase 2	57
Ilustración 35- Método I cálculo caudal primario calefacción subestaciones fase 2.....	59
Ilustración 36- Método II cálculo caudal primario calefacción subestaciones fase 2.....	59
Ilustración 37- Inversión del flujo desde calderas de gas a fase 1	72
Ilustración 38- Esquema de volúmenes de control.....	80
Ilustración 39- Control temperatura de consigna de calderas de biomasa	90
Ilustración 40- Control de temperatura de consigna de las calderas de gas	94
Ilustración 41 - Subestación fase 1.....	96
Ilustración 42- Subestación fase 2.....	98
Ilustración 43- Modelo simplificado con una caldera de biomasa y sin control de T de consigna	100
Ilustración 44- Características de la caldera de biomasa.....	100
Ilustración 45- Modelo una caldera de biomasa con control de la T de consigna.....	102
Ilustración 46- Modelo tres calderas de biomasa con control de T de consigna.....	105
Ilustración 47- Modelo de tres calderas de biomasa con control de T de consigna y depósitos de inercia.....	111
Ilustración 48- Características colector de impulsión	113
Ilustración 49- Características del colector antes de fase 1 e interconexión.....	113
Ilustración 50- Modelo subestación fase 1	118
Ilustración 51- Subestación de fase 2.....	121
Ilustración 52- Modelo subestación fase 2 con control de T de consigna	123
Ilustración 53- Modelo caldera de gas con control de T de consigna.....	126
Ilustración 54- AutoCad de los cuatro volúmenes de control.....	138
Ilustración 55- AutoCad VC1	139
Ilustración 56- AutoCad una subestación de la fase 1 y parte de VC2.....	140
Ilustración 57- AutoCad VC3	141
Ilustración 58- AutoCad una subestación de la fase 2 y parte de VC4.....	142

Lista de gráficos

Gráfico 1- MWth instalados Europa	17
Gráfico 2- Numero de redes de DH en España	17
Gráfico 3- Redes por CCAA en España.....	18

Gráfico 4- Número de instalaciones de biomasa en España	19
Gráfico 5- Temperaturas comprobación bypass caldera 1	48
Gráfico 6- Temperaturas comprobación bypass caldera 2	48
Gráfico 7- Temperaturas comprobación bypass caldera 3	49
Gráfico 8- T sensores salida del depósito de inercia 1	51
Gráfico 9- T sensores salida depósito de inercia 2	51
Gráfico 10- Diferencia T sensores salida depósito de inercia 1 para una semana.....	53
Gráfico 11- Diferencia T sensores salida depósito de inercia 1 para un día	53
Gráfico 12- Diferencia T sensores depósito de inercia 1 para un mes.....	54
Gráfico 13- T de funcionamiento de las calderas de gas.....	56
Gráfico 14-Error 15 minutos $m \cdot cp \cdot \Delta T$ vs contadores fase 2	58
Gráfico 15- Caudal calefacción subestaciones fase 2 calculado con método I	60
Gráfico 16- Caudal calefacción subestaciones fase 2 calculado con método II	60
Gráfico 17- Temperaturas calefacción subestación 13-14 sin demanda	61
Gráfico 18- Calefacción subestaciones fase 1 invierno 2015-16.....	65
Gráfico 19- ACS subestaciones fase 1 invierno 2015-16	65
Gráfico 20- Calefacción subestaciones fase 1 verano 2016	69
Gráfico 21- ACS subestaciones fase 1 verano 2016	70
Gráfico 22- Curvas características de bombas impulsión a fase 1	71
Gráfico 23- Calefacción subestaciones fase 1 invierno 2016-17.....	73
Gráfico 24- ACS subestaciones fase 1 invierno 2016-17	74
Gráfico 25- Cálculo de la temperatura de consigna	97
Gráfico 26- Temperaturas de simulación para una caldera con consignas de 85°C, 88°C y 92°C (Tout_boiler_simu85, Tout_boiler_simu88, Tout_boiler_simu92), y la T de impulsión (Tout_boiler_read) y de retorno (T in media) de la caldera	101
Gráfico 27- Perfil T de consigna en base a horario calefacción	103
Gráfico 28- Temperaturas simulación	104
Gráfico 29- Caudal total por la caldera el 22 de marzo de 2017.....	104
Gráfico 30- Temperaturas de impulsión real vs simulada para el 22 de marzo de 2017.....	107
Gráfico 31- Temperaturas de impulsión real vs simulada para el 27 de marzo de 2017.....	108
Gráfico 32- Funcionamiento C3 para cierto tramo de la madrugada del 29 de marzo de 2017	110
Gráfico 33- Temperaturas de impulsión real vs simulada de los contadores 4 y 5	114
Gráfico 34- Temperaturas reales vs simulada de retorno a las calderas de biomasa	114
Gráfico 35- Temperaturas de impulsión real vs simulada con pérdidas en los contadores 4 y 5	116
Gráfico 36- Temperatura de salida en el primario en la simulación de fase 1 real vs simulada	120
Gráfico 37- Temperatura de salida en el secundario para la subestación 1 real vs simulada ..	120
Gráfico 38- Temperatura de salida del primario portales 24-25-26 de fase 2 real vs simulada	123
Gráfico 39- Temperatura de salida del secundario portales 24-25-26 de fase 2 real vs simulada	124
Gráfico 40- Temperatura de salida de del primario fase 2 real vs simulada.....	125
Gráfico 41- Temperatura de salida del secundario fase 2 real vs simulada.....	125
Gráfico 42- Temperaturas de impulsión caldera de gas real vs simulada para el 22 de marzo de 2017.....	126

Lista de acrónimos [*]

CITYFIED → RepliCable and InnovaTive Future Efficient Districts and cities

ICT → Information and communication technologies

DH → District Heating

ACS → Agua Caliente Sanitaria

ADHAC → Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frio

IDEA → Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía

VR → Válvula de retorno

VC → Volumen de control

RMSE → Root Mean Square Error

[] Se incluye en el ANEXO 2 una lista con los acrónimos de las variables más utilizadas en el texto.*

1. Introducción al proyecto CityFied

El presente documento se realiza al mismo tiempo que se desarrolla el proyecto CITYFIED [1]. El objetivo principal del proyecto CITYFIED es desarrollar una estrategia que se pueda reproducir, sistematizar e integrar en ciudades europeas y ecosistemas urbanos, para convertir a estas últimas en las ciudades inteligentes del futuro. Esta estrategia se centra en reducir la demanda energética y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), incrementando el uso de energías renovables, reformando los edificios e instalando redes inteligentes y redes de calor.

Como iniciación al proyecto se han realizado tres demostraciones a gran escala en tres distritos de Europa: Laguna de Duero-Valladolid (España), Soma (Turquía) y Lund (Suecia). En estos tres distritos se han efectuado renovaciones integrales, tanto de fachadas como de generación y distribución de energía.



Ilustración 1- Las tres demos del proyecto CITYFIED

Estas renovaciones se basan en tres pilares principales, el de la energía, el de las ICTs (Information and communications technologies) y el de la movilidad. El pilar de la **energía** se fundamenta en la renovación de los edificios, el District Heating y las redes eléctricas inteligentes. Por su parte, las **ICTs** se encargan de medir, evaluar y controlar la información obtenida del sistema, y evaluar el impacto social producido. Finalmente, se considerará importante la **movilidad** tanto en la fase de diseño como en la integración de las redes eléctricas inteligentes como en las ICTs.

Para poder transformar esta visión en una estrategia aplicable, se han considerado cinco condiciones de alto nivel:

- **Dirección inteligente**, de manera que los que tomen las decisiones se vean implicados en los tres proyectos de demostración, para que puedan comparar el mercado y poner en común actividades.
- **Sociedad inteligente**, para que tanto los usuarios como todos los ciudadanos en general se vean implicados en la toma de decisiones.

- **Economía inteligente**, haciendo un balance entre inversión y mantenimiento, y lo que se va a obtener en beneficios económicos y sociales.
- **Calidad de vida** de los ciudadanos, considerando el confort y la accesibilidad.
- Considerar un **medioambiente sostenible**, y no solo en gasto de energía y emisiones de CO₂, si no también considerando la calidad del agua, el reciclaje, el impacto en el distrito...

Actualmente, un amplio grupo de ciudades europeas han sido incorporadas a la comparación del mercado y a la transferencia de información de conocimientos, y más de 18 de estas ciudades ya han escrito peticiones expresando su interés en formar parte de este grupo, entre las que se encuentran ciudades importantes como Barcelona, Nápoles o Florencia.

2. Objetivos y alcance

Una de las empresas involucradas en CITYFIED es Tecnalía, empresa gracias a la cual se ha realizado este proyecto.

Tecnalia se encarga del análisis de datos extraídos de la instalación. Por tanto, el **objetivo principal** del proyecto consiste en realizar un análisis detallado del modo de funcionamiento de una instalación de District heating real, más concretamente la de la demo de Laguna de Duero, así como el modelado y simulación de la misma. Para ello, la herramienta de simulación que se deberá utilizar será TRNSYS. Las tareas a realizar son las siguientes:

- Recopilación y análisis de los resultados reales obtenidos de la instalación de District Heating.
- Generación de archivo de demandas, tanto de ACS como de calefacción.
- Modelado de la instalación.
- Validación y ajuste de cada subsistema.
- Validación y ajuste del modelo completo, integrando todos los subsistemas, así como el control de los mismos.
- Optimizar dicho modelo final.

También existen varios **objetivos secundarios**:

- El desarrollo y la experiencia en proyectos de análisis de datos energéticos.
- Aprender a trabajar en conjunto con el resto de la empresa para el máximo aprovechamiento del tiempo.
- Cumplir con todos los plazos de la empresa.
- Mantener toda la documentación al día.
- Desarrollar los conocimientos en softwares de simulación como Trnsys.

Además, vista la situación del país, Tecnalía ha tomado la decisión de dar muchas oportunidades a la gente joven, con ganas de trabajar y sin mucha experiencia laboral, pero con un óptimo expediente académico. De esta manera, se espera formar una buena base de trabajadores para el futuro, de manera que aprendan de los trabajadores más veteranos de la empresa y poder así asegurar el porvenir de la misma.

Finalmente, se realizará una reunión de evaluación entre los implicados en el proyecto aproximadamente cada dos semanas, de manera que todos los objetivos anteriormente señalados se analicen y califiquen de manera correcta, y en caso de incumplimiento de los mismos, se discutirán posibles soluciones.

3. Beneficios

Los principales beneficios que aporta el proyecto realizado en estas páginas, los podemos dividir en tres bloques fundamentales: beneficios sociales, beneficios económicos y beneficios tecnológicos.

3.1. Beneficios sociales

Dentro de un proyecto tan amplio y complejo como es CITYFiED, en el que se ven afectadas tantas personas, tener en cuenta la opinión de dichas personas e intentar satisfacer sus necesidades es algo primordial y a su vez muy difícil.

Una de los grandes focos de preocupación de los ciudadanos viene dado por el desconocimiento de la tecnología y los beneficios y perjuicios que el proyecto puede aportarles.

Por ello se cree, que realizando un análisis exhaustivo del funcionamiento del proyecto y modelizándolo mediante TRNSYS para poder optimizarlo, permitirá sacar conclusiones para la mejora del mismo, y la parte de la ciudadanía afectada aumentara su nivel de satisfacción en relación a la obra y los cambios realizados.

Finalmente, es importante comentar que en el caso de la demo de Laguna de Duero una pequeña parte de los vecinos implicados han realizado diversas manifestaciones y concentraciones en contra de la realización del proyecto, mediante una asociación llamada *TorrelagoOpina*. En su defensa alegan la gran magnitud de la obra y la gran inversión a realizar. Por intentar convencer a esa parte del vecindario es tan importante este proyecto, ya que puede aportar datos beneficiosos tanto energéticamente como económicamente que podrían hacer cambiar de posición a dichas personas.

3.2. Beneficios económicos

Como bien es sabido, en la sociedad en la que vivimos, la economía es un activo muy importante, y cuando afecta a las personas individuales cobra aún más importancia. Mediante este proyecto de análisis y optimización se obtiene un resultado sobre la situación actual de la instalación y sobre posibles mejoras, las cuales permitirán el ahorro económico de la explotación, viéndose reflejado en un ahorro notable en la factura del usuario.

Además, mediante este proyecto, se podrá profundizar en los rendimientos de los equipos y de la instalación en general, analizando así las posibles inversiones en nuevas tecnologías que

puedan realizarse, buscando siempre un beneficio económico a largo plazo tanto para la empresa explotadora como para los vecinos afectados.

3.3. Beneficios tecnológicos

Como bien se ha recalcado en los beneficios económicos, mediante este proyecto se va a profundizar en el rendimiento tanto de la instalación como de los equipos. Esto además de aportar un ahorro económico a la instalación en general, permitirá hacer una reflexión sobre el funcionamiento global del District Heating, así como de cada equipo utilizado. Estos rendimientos son los realmente importantes, y los que se optimizan mediante el software TRNSYS.

Por tanto, atendiendo a los rendimientos de las redes y de los equipos en las diferentes épocas de los periodos analizados, se consigue estudiar el funcionamiento tecnológico, aportando beneficios a futuros cambios en la instalación.

4. Estado del arte

4.1. Situación actual de las instalaciones de District Heating (DH)

Hoy en día, es enorme la capacidad de mejora en sistemas energéticos de parques de edificios y viviendas, de tal manera que, de seguir así, los costes energéticos representarán casi un 50% de los costes de explotación de un edificio [2]. Por tanto, este dato hace clave la rehabilitación para una recuperación económica. Una de las posibles rehabilitaciones, y la cual se va a analizar en este documento, es la renovación de la instalación de un sistema de District Heating en la demo mencionada líneas arriba y ubicada en Laguna de Duero-Valladolid (Castilla y León).

El District Heating, como se explicará en la metodología, es un sistema de generación y suministro de energía para calefacción y ACS (se llamará cooling si además engloba el suministro de frío) a un grupo de edificios, que en su conjunto forman un distrito. La generación se realiza en una central térmica situada en las inmediaciones del distrito. El transporte y entrega de calor, en forma de agua caliente presurizada, se realiza por medio de unas tuberías enterradas y aisladas hasta los puntos de consumo. En estos puntos se instalan intercambiadores de calor, que toman la energía proveniente de la central y la usan para ACS o calefacción. Por tanto, variarán en la fuente energética utilizada para la generación de energía, así como en el tamaño de la instalación.

Atendiendo a los datos ofrecidos por EuroHeat [3], los países en Europa que más se benefician de los sistemas de District Heating son Alemania (3.372 instalaciones), Eslovaquia (2.350 instalaciones) y el Reino Unido (2.000 instalaciones).

Por otra parte, los grandes avances de Dinamarca en eficiencia energética gracias a la proliferación de redes de District Heating, han hecho del país líder mundial en eficiencia energética, lo que explica que la Unión Europea las considere pilar fundamental de su estrategia en esta materia.

Fuera de las fronteras europeas, tres grandes países asiáticos como son China, Corea del Sur y Japón lideran el ranking tanto en número de redes como en potencia instalada. Para afianzar esta afirmación, China lidera el ranking en cantidad de potencia instalada con 463 GWth (se estima que aproximadamente el 55% de la población que vive al norte de China esta abastecida por sistemas de District Heating) y Corea del Sur ocupa la sexta posición en habitantes beneficiados por el District Heating, por detrás de cinco países nórdicos europeos.

Probablemente, estos países sean pioneros en esta tecnología debido a que son países en crecimiento continuo y con una población cada vez más numerosa.

En términos de MWth instalados, la importancia de los países europeos en estos sistemas varía notablemente [4]:

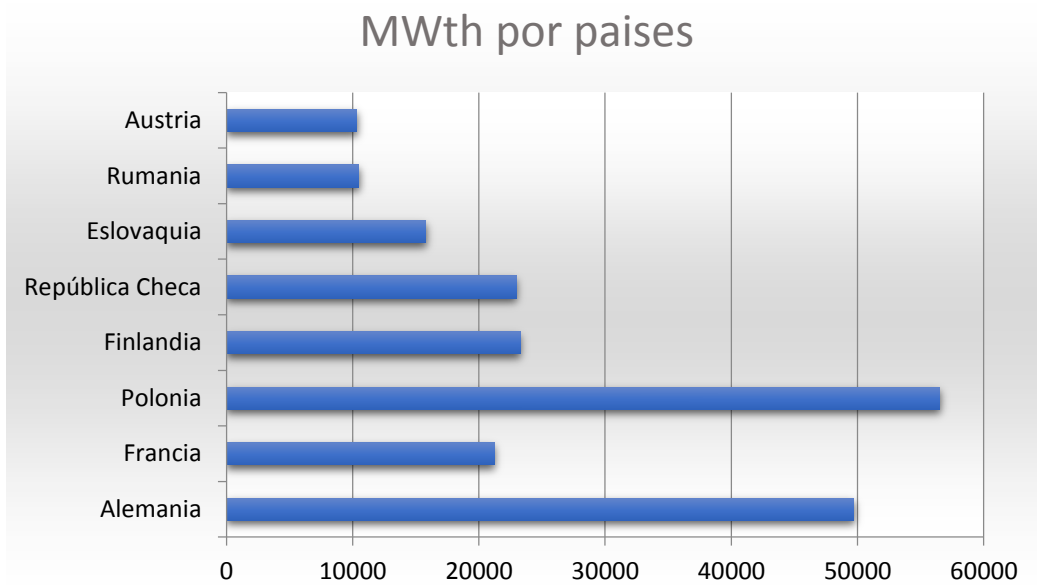


Gráfico 1- MWth instalados Europa

En España, desde el año 2013 al 2016, se han más que duplicado las redes de DH censadas por la ADHAC y la IDAE [5]:



Gráfico 2- Numero de redes de DH en España

La potencia total instalada ronda los 1.220 MW, una cifra muy baja en comparación con la media europea, pero en constante crecimiento como se ha observado en los últimos años. Como dato significativo, en 2016 se dejaron de emitir 180.000 toneladas de CO₂ gracias a esta tecnología.

Distribuyendo estas 306 redes entre las CCAA, encontramos que Cataluña claramente lidera el ranking, seguida de lejos por Castilla-León, Navarra, Madrid y País Vasco:

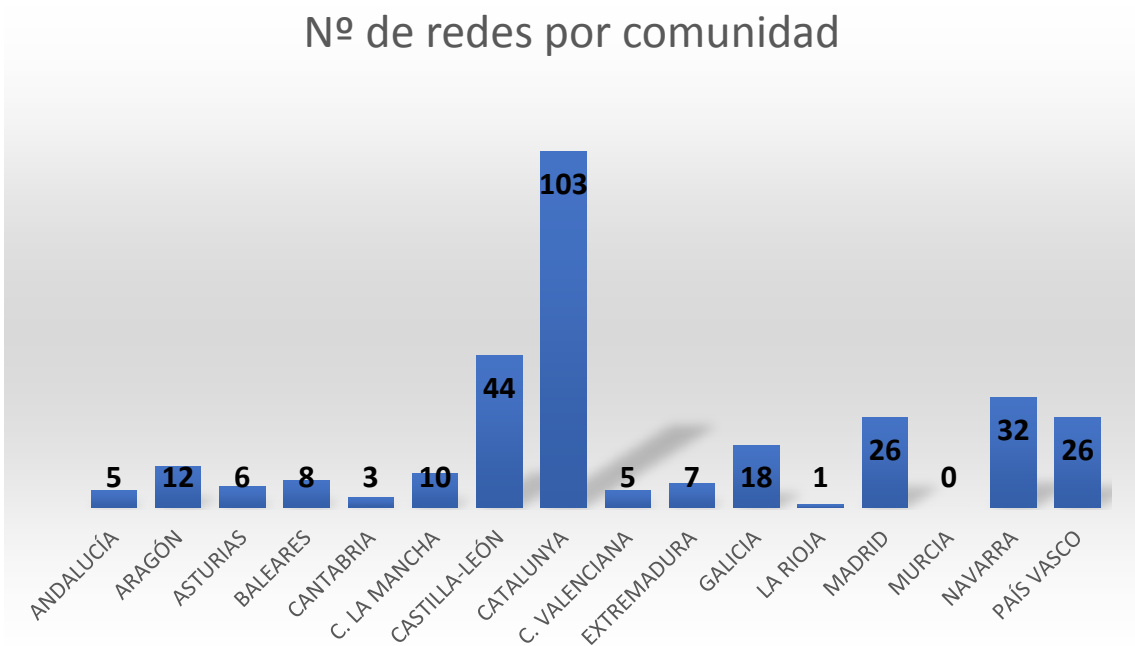


Gráfico 3- Redes por CCAA en España

Dentro de estas 306 redes de DH instaladas en España según el censo de ADHAC en 2016, 225 redes corresponden a sistemas funcionando con energías renovables. La energía más utilizada en estos casos es la Biomasa, con 218 de esas 225 redes. Y de nuevo en este caso, la CA de Castilla-León ocupa los primeros puestos en cuanto a CCAA se refiere, colocándose segunda en solo detrás de Cataluña.

Atendiendo a la utilidad que se les da a estas redes de calor, se puede afirmar que el 69% están dedicadas al sector terciario, el 23% a las viviendas y tan solo el 8% restante se destinan a la industria.

4.2. Situación actual de la biomasa en instalaciones de edificación

El desarrollo y operación de los actuales sistemas de producción y consumo necesitan grandes cantidades de energía para mantenerse. Por ello, en nuestra sociedad, los países pobres consumen menos energía, mientras que el consumo energético de los países ricos es varias veces superior a los anteriores, aun teniendo procesos mucho más eficientes y contando con importantes campañas de concienciación para el ahorro energético. Esto significa que el desarrollo de un país implica un aumento considerable de su consumo energético.

Según datos del Fondo de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), algunos países pobres obtienen el 90% de su energía de la leña y otros biocombustibles [6]. En África, Asia y Latinoamérica representa la tercera parte del consumo energético y para 2.000 millones de personas es la principal fuente de energía en el ámbito doméstico. Pero, en muchas ocasiones, esta utilización masiva no se realiza mediante un uso racional y sostenible de los recursos, y puede provocar la deforestación de grandes áreas.

En Europa, el 54% de la energía primaria de origen renovable procede de esta fuente, sin embargo, sólo supone el 4% sobre el total energético [7]. La mayoría fue destinada a la generación de calor en viviendas unifamiliares, comunidades de vecinos y en redes de calefacción centralizada. En general, en torno al 83% se destina a usos térmicos y el 17% a la producción de electricidad.

La biomasa está cada vez más instaurada en España, y la tendencia es que siga creciendo los próximos años, como refleja el siguiente gráfico con el número de instalaciones:

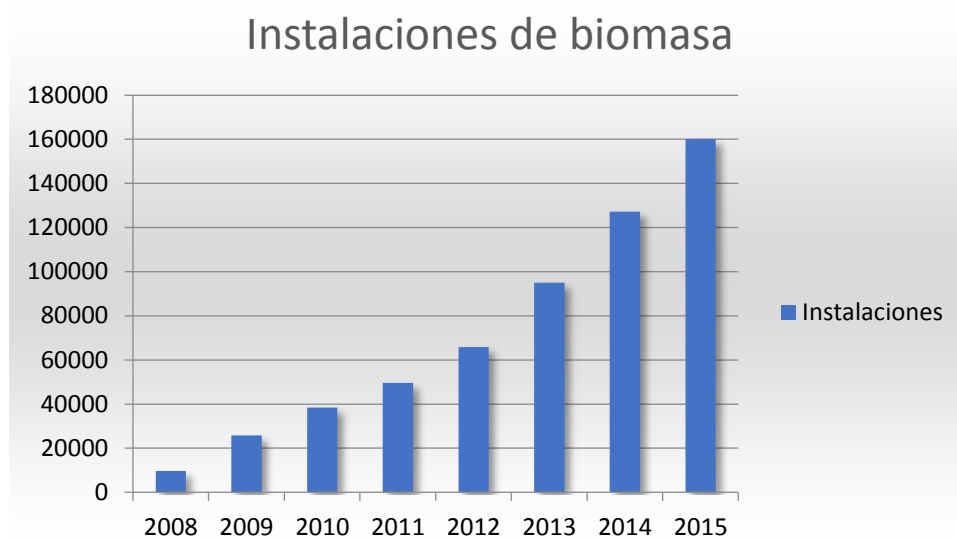


Gráfico 4- Número de instalaciones de biomasa en España

El sector de la biomasa está poco a poco colonizando el sector residencial en España, que mantiene un ritmo de instalación de equipos por encima de 1.000 megavatios anuales desde hace cuatro años. En total, se indica que al inicio de 2017 había 198.887 equipos de biomasa de alto rendimiento funcionando en España, que suman 8.297,6MW térmicos de potencia instalada [8].

En el sector de la vivienda, los nuevos sistemas de instalación de biomasa, unidas a los múltiples diseños para fachadas y la variedad de tipos de chimeneas existentes en el mercado actual, hacen posible disponer de calefacción económica y limpia en los hogares sin que pueda suponer un elemento que desentone con la decoración de su casa. Esto supone un avance frente al reto de conseguir una sociedad medioambientalmente sostenible hoy en día.

Usar biomasa en viviendas y comunidades de vecinos es más que una forma más ecológica y sostenible de climatizar con calefacción limpia o de producir electricidad. El ahorro económico que supone el uso de sistemas de biomasa en viviendas tanto en instalaciones como en combustibles (Por ejemplo, pellets), el confort de las estufas, chimeneas modernas y calefacción general por calderas; son otras razones por las que utilizar biomasa en casas, adosados, chalets y en menor medida en bloques de pisos y edificaciones.

Frente a la pregunta de si la biomasa es la mejor solución para renovar la instalación energética de una comunidad de vecinos, los expertos afirman que depende. Las compañías de servicios energéticos explican que se trata de buscar el modelo que mejor se adapte a las características de cada edificio de viviendas.

Por ello, lo mejor es contar con un gestor energético de experiencia contrastada en el sector que realice un diagnóstico personalizado del edificio y que sugiera la mejor alternativa para cada caso.

Y es que, habitualmente, las instalaciones térmicas de biomasa suelen necesitar una mayor inversión económica que otro tipo de instalaciones, por lo que, en función del consumo energético que se realice y cuál sea el precio del combustible, será o no rentable económicamente decidirse a instalar una sala de calderas de biomasa.

4.3. Situación actual de las simulaciones térmicas de instalaciones de edificación con TRNSYS.

Teniendo en cuenta que TRNSYS es un software muy flexible a la hora de realizar simulaciones en comportamiento transitorio, y que además consta de un paquete muy completo para la simulación de edificios como es el TRNBuild, podemos considerar esta herramienta como una de las más importantes en el

mercado de las simulaciones.



Ilustración 2- Logo TRNSYS

Siendo conscientes de la importancia y los beneficios de este software muchas son las empresas, tanto del sector ingenieril como del sector arquitectónico, que han optado y siguen optando por hacer de este programa su herramienta de trabajo, y el nivel de satisfacción es realmente alto.

En su contra, se podría destacar el elevado precio de su licencia, que ronda entre los 1.125 y los 9.000 euros [9], dependiendo el uso que se le quiera dar. Aun así, al ser un software tan potente y útil, se amortiza con facilidad.

5. Análisis de alternativas

Dentro de las diferentes alternativas o caminos que se han podido tomar a lo largo de este proyecto, se pueden destacar dos decisiones importantes adoptadas y que han cambiado por completo el transcurrir del mismo. Una tiene que ver con la manera de hacer los balances energéticos y otra con el software elegido para las simulaciones.

Primero, a la hora de hacer los balances energéticos, debido a la falta de datos de los que se disponía por parte de la plataforma, resultaba realmente difícil ajustar los balances en base a los flujos y las temperaturas disponibles. Esto hizo que se tuviese la alternativa de suponer dichos datos en función de datos de otros años en las mismas fechas, o lo que finalmente se decidió que fue realizar todos los balances energéticos en base a los contadores de energía. Se cree que esta fue la decisión más acertada debido a la precisión que estos contadores aportaban respecto a los otros con las suposiciones hechas.

Por otra parte, una de las decisiones más importantes antes de empezar las simulaciones fue que software utilizar para dicho propósito. Las opciones eran TRNSYS, DYMOLA, Cypetherm Cometh, S3PAS y SUNCODE. El Cypetherm Cometh fue desechado el primero, debido a su corta experiencia en el sector y su elevado precio de licencia.

Entre los demás, el TRNSYS y el DYMOLA eran los más adecuados para la realización de las simulaciones. Ambos son softwares muy intuitivos, pese a la complejidad de este tipo de softwares a la hora de introducir datos en el sistema. DYMOLA es muy útil para simulaciones dinámicas en sistemas complejos de todo tipo, desde automoción hasta procesos industriales. Pero TRNSYS aportaba el elemento de diferenciación, la simulación en estado transitorio. Este último hecho, unido a que la licencia de TRNSYS ya estaba en Tecnalia, fueron los que hizo llevar la decisión por la herramienta de Aiguasol.

En el caso que nos ocupa, se ha optado por utilizar el programa Trnsys, con su versión 17, debido a:

- Permite adaptar las soluciones por defecto a las necesidades concretas de la instalación a simular, por tanto, es muy flexible.
- Su código es abierto y por tanto se pueden realizar cambios e implementar nuevos programas dentro del mismo
- Permite una excelente conexión con otros programas como Excel, EES, MatLab...
- La integración entre las características del edificio y sus instalaciones, incluyendo las estrategias de control del mismo.

6. Análisis de riesgos

En el presente apartado se realiza un análisis de riesgos en respuesta a la posible problemática surgida tanto en el análisis como en la simulación del sistema de District Heating a analizar.

Con el análisis de riesgos del proyecto se busca evaluar el impacto de los elementos de riesgo, con el fin de conocer los puntos débiles del proyecto y saber cómo actuar en caso de que ocurran. Esta información aparece en la tabla 1.

Tecnalia cumple con la certificación internacional OHSAS 18001, normativa en vigor sobre la metodología de gestión de riesgos. A su vez cada empleado está formado en prevención de riesgos laborales (P.R.L.) para mitigar los riesgos inherentes a su puesto de trabajo.

Partiendo de que la política de la empresa es de alcanzar el objetivo de cero accidentes se enumeran a continuación algunos de los posibles factores de riesgo, ya que pueden ser infinitos. Posteriormente se adjunta una matriz donde se valora la probabilidad de ocurrencia y su impacto sobre el correcto discurrir del proyecto.

Código	RIESGO	Recomendación
A	Ordenador estropeado	Disposición de ordenador de repuesto y recurrir a los documentos o datos guardados
B	Incendio	Disponer de planes de evacuación y seguro
C	Desastre natural	Equipos, Instalaciones y maquinaria aseguradas
D	Corte de suministro eléctrico	Disposición de generadores auxiliares
E	Mal uso o mantenimiento de equipos	Correcta formación del personal
F	Conflictos sociales	Mantener siempre las condiciones acordadas
G	Acumulación de tareas	Reorganización de las tareas
H	Falta de datos	Avanzar en otras tareas y estimar los datos que faltan
I	Virus en sistema informático	Contratar rápidamente a un profesional informático que arregle el sistema antes de que afecte a más parte de los archivos almacenados
J	Cambio en la administración de la empresa	Reunirse con la nueva dirección para saber qué rumbo tomará el proyecto

Tabla 1- Posibles riesgos y solución recomendada

Matriz Probabilidad-Impacto

		<u>IMPACTO</u>		
		<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Alto</i>
<u>PROBABILIDAD</u>	<i>Muy poco probable</i>		D	B,C
	<i>Poco probable</i>		F,J	A,I
	<i>Probable</i>	G	E,H	∅

Tabla 2- Matriz de probabilidad de impacto de riesgos

Las conclusiones que sacamos tras evaluar los riesgos son las siguientes:

Los riesgos son inherentes a cualquier proceso productivo.

Los riesgos, analizados en la matriz Probabilidad-Impacto de la tabla 2, con baja probabilidad y bajo impacto no suponen una gran amenaza para el proyecto. Pueden ser fácilmente manejados por el equipo siguiendo las pautas o recomendaciones de la tabla adjunta y podrían requerir supervisión o monitoreo superficial.

No se contemplan por definición los riesgos de impacto alto y probable (∅) ya que si no la confianza del cliente en la empresa no tendría razón de ser.

Los riesgos de mayor importancia seguirán el tratamiento específico que se detalla a continuación:

Una buena planificación de riesgos para este proyecto se sustenta en cinco pilares:

- **Evitar el riesgo**
- **Aceptar el riesgo:** se le hará frente en caso de que suceda.
- **Controlar el riesgo:** desarrollar plan alternativo.
- **Disminuir el riesgo:** control de proveedores, formación del equipo, aumentar recursos y adoptar soluciones fáciles.
- **Transferir el riesgo:** contratación de seguros y asignar tareas complejas a empresas especializadas.

7. Metodología y cálculos

7.1. District heating

El District Heating nace en Francia, a mediados del siglo XIV, pero no encontramos el primer sistema comercial hasta varios siglos más tarde, en el año 1877 en New York. Hoy en día, son los países nórdicos los principales usuarios de este sistema de abastecimiento energético.

El termino District Heating es utilizado internacionalmente para referirse a un sistema de producción centralizada de calor que, mediante el transporte por redes de tuberías de fluidos térmicos, satisface la demanda de calefacción y agua caliente sanitaria de todos los usuarios conectados a dicha red. Puede aplicarse tanto en edificios residenciales, como en oficinas, hoteles... y una gran variedad de edificaciones.

El sistema de District Heating permite aprovechar la energía térmica residual y especialmente la de las centrales de cogeneración, el aprovechamiento de recursos energéticos como el calor residual de los procesos industriales, la geotermia; permite además el aprovechamiento de las fuentes renovables, como la biomasa o la energía solar, fácilmente integrables en los sistemas mencionados.

Los principales elementos de un sistema de District Heating son los siguientes: la central de generación, el sistema de distribución y las subestaciones.

Las **centrales de generación** se diseñan e instalan para abastecer completamente de calefacción y agua caliente sanitaria a toda la red. El tipo de central varía según las necesidades, situación geográfica o combustible utilizado. Puede aprovecharse la energía residual de una central ya existente, o construirse una nueva central.

El **sistema de distribución**, como su propio nombre indica, se encarga de la distribución del fluido caliente mediante tubos minuciosamente aislados hasta los usuarios, donde se cede dicho calor.

Las **subestaciones** son las encargadas de recoger el calor que viene de la central de generación por los tubos, y mediante intercambiadores y elementos de control, entregan dicho calor a los usuarios. Las subestaciones pueden contener equipos de almacenaje como tanques de agua caliente sanitaria. El sistema de agua caliente sanitaria estará compuesto siempre de dos redes, la de distribución y la de consumo del usuario, de manera que esta última cumpla los

requisitos de salubridad necesarios. Las subestaciones adecúan la presión y la temperatura de la red de distribución a las condiciones necesarias para el consumo del edificio, y garantizan los saltos de temperatura necesarios para una buena eficiencia del sistema.

Atendiendo a las **ventajas** que aporta la implantación de un sistema de district heating, estas se pueden dividir en cuatro grupos principales [10]:

Ventajas de uso

- El servicio, asegurado en todo momento, se adapta a las diferentes necesidades del usuario, de manera que resulte fácil una ampliación de la potencia mínima mediante una inversión en equipos propios
- Sistema mucho más fiable debido a la automatización y supervisión continua de los equipos, garantizando el servicio requerido.
- Aumento en la simplicidad de las instalaciones y de su mantenimiento. Como la producción energética no pertenece al edificio, esta está más centralizada y simplificada.
- Ahorro de espacio en el edificio.

Ventajas medioambientales

- Utilización de fuentes de energía residuales, minimizando el consumo de energías primarias de origen fósil.
- Reducción de emisión de gases de efecto invernadero.
- Disminución de ruidos y vibraciones en los edificios conectados al sistema.
- Reducción del impacto visual en edificios puesto que las azoteas y fachadas quedan libres de instalaciones de ningún tipo.

Ventajas económicas

- En caso de compaginarlo con sistemas de cogeneración, se reduciría la factura eléctrica.
- Ahorro en la factura energética del usuario, siendo esta más estable.
- Menor coste de mantenimiento de todos los equipos técnicos.
- Mayor valor de los edificios.

Ventajas de seguridad

- Mayor seguridad y estabilidad en el suministro.
- Riesgos sanitarios mucho más controlados.
- Sistema completo (incluyendo generación, distribución y subestaciones) en continua supervisión de especialistas.
- Ausencia de gases inflamables dentro del edificio.

También tiene varias **desventajas**, que es importante mencionar:

- Requiere un gran control de la energía generada respecto a la demanda.
- Se necesita una buena planificación inicial. Primero para no sobredimensionarla y que el presupuesto no crezca notablemente, y segundo para no subdimensionarla y poder hacer posibles ampliaciones.
- Necesario y complicado explicar a todos los usuarios el correcto funcionamiento de la instalación para que hagan buen uso de la misma.

Por supuesto, y a pesar de los numerosos beneficios contemplados, antes de la implantación de un sistema de District Heating será necesario un análisis previo de diversos condicionantes, entre los que encontramos las condiciones económicas en cuanto a inversión y financiación se refiere, condiciones técnicas en cuanto a la concentración o dispersión de la demanda, perfil, demanda mínima de calor, escenarios de reducción de consumo en los edificios... y por supuesto, condiciones medioambientales en relación a la facilidad de integración de energías renovables y eficiencia de la red.

7.2. Descripción de la instalación

El municipio de Laguna de Duero se ubica en Valladolid (Castilla-León, España). El área metropolitana de Valladolid está compuesta de 23 áreas urbanas, ocupando acerca de 1.000 km². Y Laguna de Duero forma parte de esa área metropolitana, siendo el municipio más habitado (cerca de 23.000 habitantes) y el segundo en densidad de población (760 personas/km²), después de Valladolid. Cuenta con una extensión de aproximadamente 29 km².

Esta área metropolitana ya se ha involucrado en otros proyectos europeos:

- Smart-city VyP initiative.
- CAMPUS21.
- LiveCity.
- R2CITIES.



Ilustración 3- Mapa de ubicación Laguna de Duero

El distrito en el que se realiza el proyecto CITYFIED es Torrelago, compuesto por 31 edificios, con 12 plantas cada uno y 4 pisos por planta. En total 1.488 viviendas y un área condicionada de 140.000 m².



Ilustración 4- Imagen aérea del distrito de Torrelago

El área [11] se dividió en dos fases. La fase 1, que consta de 12 edificios de 12 plantas y 4 viviendas por planta. Y la fase 2, un poco más grande, que engloba los otros 19 edificios, también de 12 plantas y de 4 viviendas por planta.

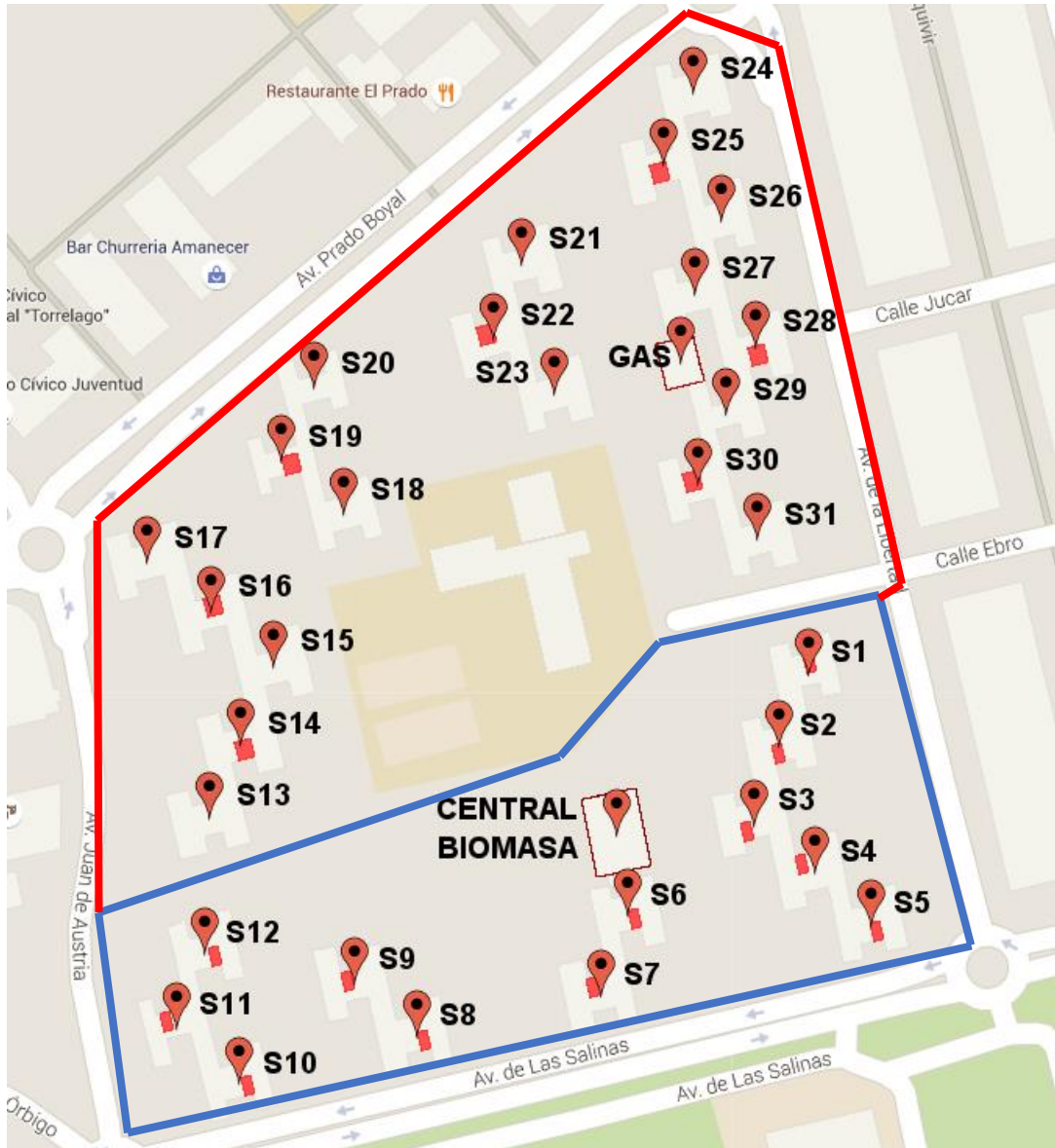


Ilustración 5- Mapa del distrito de Torrelago por fases

Entre estos 31 edificios, aunque todos tengan forma de H, se encuentran tres tipos diferentes, el tipo A, B y C:



Ilustración 6- Distrito de Torrelago por tipos de edificios

La diferencia de los tres tipos es sus dimensiones en planta:

Tipos	Dimensiones	Bloques
A	22,20 x 21,55 m	2, 4, 9, 11, 29
B	22,20 x 22,90 m	1, 3, 5, 7, 8, 10, 12, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 30, 31
C	22,20 x 24,23 m	13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20

Tabla 3- Tipos de edificios en el distrito de Torrelago

Los tipos A y B están compuestos por viviendas de 80 o 95 m², dependiendo si tienen 3 o 4 habitaciones respectivamente.

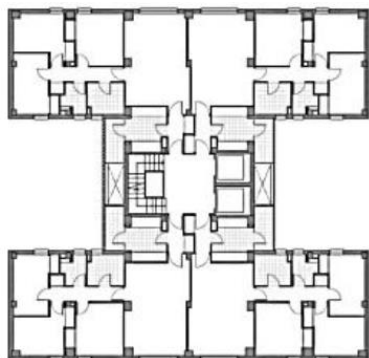


Ilustración 7- Tipo de edificio A



Ilustración 8- Tipo de edificio B

Los edificios del tipo C están constituidos por viviendas de 95 m², con 4 habitaciones, pero sin balcón.

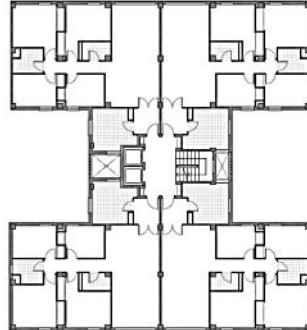


Ilustración 9- Tipo de edificio C

- **Instalación sin reforma:**

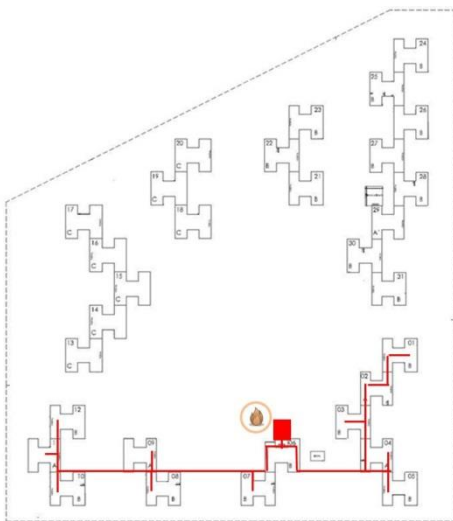


Ilustración 10- DH fase 1 sin reforma

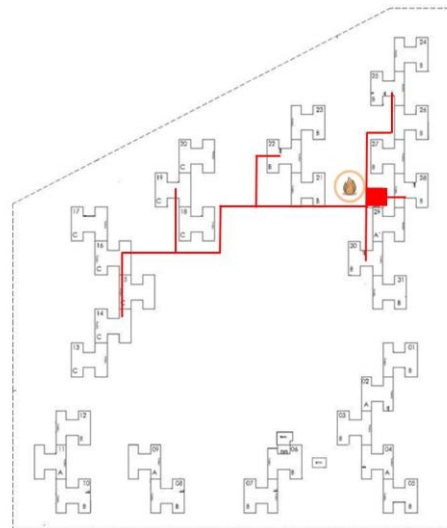


Ilustración 11- DH fase 2 sin reforma

➤ District Heating 1:

El DH1 se encargaba de abastecer energéticamente de la fase 1, compuesta por 12 edificios, como se observa en la ilustración 10. Estaba compuesta por dos calderas de gas de 5.938 kW en total. La sala de calderas tenía los componentes y conexiones que vemos a continuación:

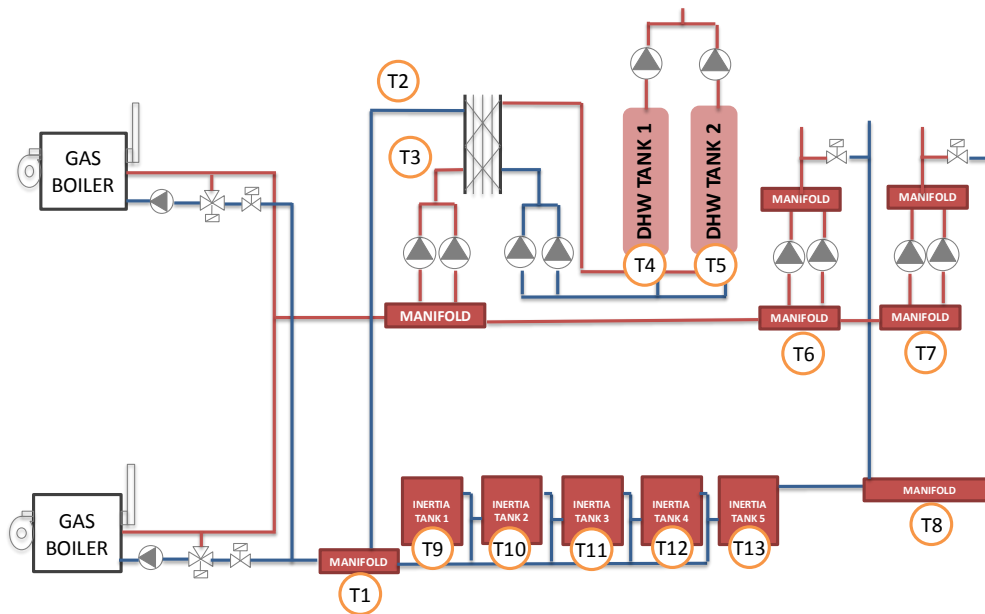


Ilustración 12- Generación energía DH1 sin reforma

Los componentes de esta parte de la instalación eran los siguientes:

DH1 Caldera 1	DH1 Caldera 2
Modelo: YGNIS WA2000	Modelo: YGNIS WA2000
Quemador: MONARCH WEISHAUP	Quemador: MONARCH WEISHAUP
Potencia: 2.672 kW	Potencia: 3.266 kW
Año: 1991	Año: 1991
Eficiencia teórica: 89%	Eficiencia teórica: 89%

Tabla 4- Modelos calderas DH1 sin reforma

Intercambiador de ACS	Bombas ACS	Bombas distribución ACS
Modelo: SIGMACAL UFP-53 60 MH	Modelo: WILO TOP S-80/10	Modelo: GRUNDFOSS MMG132M-4
Número de intercambiadores: 2	Número de bombas: 2	Número de bombas: 2

Tabla 5- Bombas e intercambiador DH1 sin reformas

➤ *District Heating 2:*

El DH2, por su parte, se encargaba de abastecer a la Fase 2, compuesta por los otros 19 edificios, como se observa en la ilustración 11. El DH2 contaba para la generación de energía con tres calderas de gas, de 8.715 kW en total, las cuales habían reemplazado a tres calderas de fuel oil unos años antes. La instalación era la siguiente:

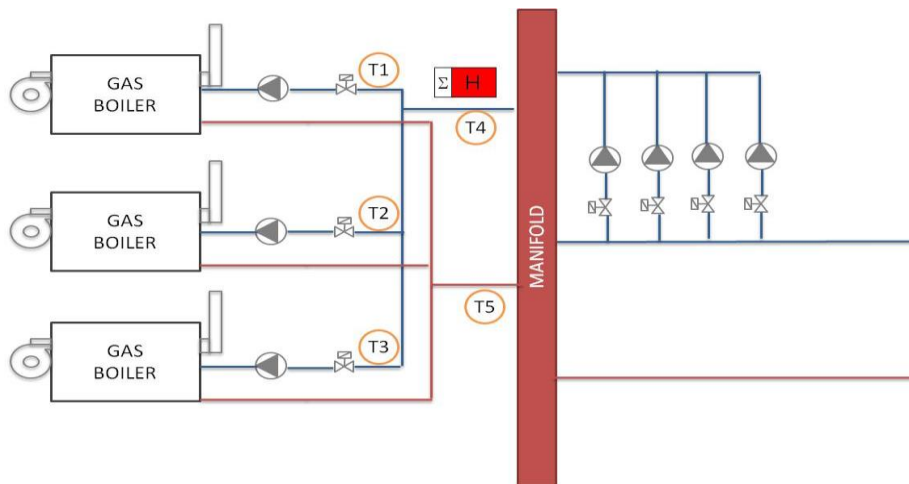


Ilustración 13- Generación de energía DH2 sin reforma

Los componentes principales de la imagen eran los siguientes:

DH2 Calderas 1,2,3	DH2 Bombas 1	DH2 Bombas 2
Modelo: YGNIS EM2905	Modelo: SEDICAL SIM 200/240	Modelo: SEDICAL SIM 125/190
Quemador: MONARCH WEISHAUP	Número de bombas: 2	Número de bombas: 2
Potencia: 2.905kW		
Año: 1999		
Eficiencia teórica: 89%		

Tabla 6- Modelo calderas DH2 sin reforma

- **Instalación reformada:**

La reforma de este sistema de District Heating tiene los siguientes objetivos:

- Juntar DH1 y DH2 en un solo DH, que englobe a los 31 edificios, como se observa en la siguiente imagen:

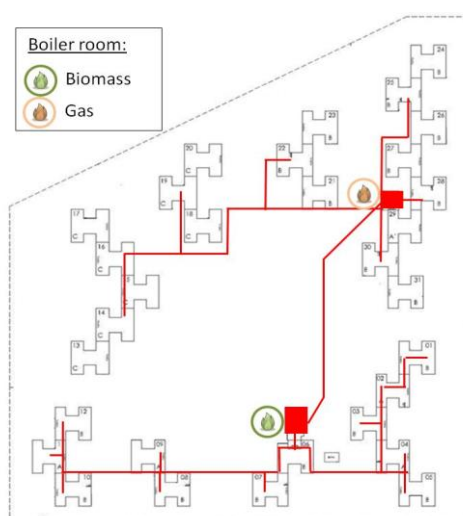


Ilustración 14- Plano de DH reformado

- Reemplazar las dos calderas de gas de la Fase 1 (5.938 kW), por tres calderas de biomasa (3.450 kW).
- Instalación de contadores y sensores tanto en consumo como en generación, para mejorar el confort de cada vecino, y optimizar así el sistema de DH.
- Reemplazar las subestaciones de la Fase 1.
- Modernizar las subestaciones de la Fase 2.
- Control y monitorización de todos los elementos.

Se decidió empezar la reforma por la fase 1, porque la fase 2 estaba bajo contrato con una empresa de servicios energéticos, la cual decidía hasta 2016 sobre las condiciones del precio de la energía, el mantenimiento y las condiciones de financiación.

Se observa de nuevo en la siguiente imagen el mapa de la instalación:



Ilustración 15- Fases del distrito de Torrelago

Como se ha explicado anteriormente, el contorno azul corresponde a la fase 1, mientras que el contorno rojo corresponde a la fase 2.

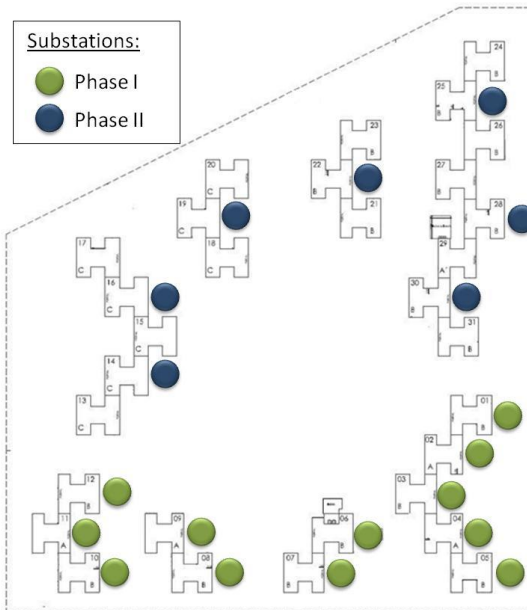


Ilustración 16- Subestaciones en cada fase del distrito

- **Fase 1** → esta fase está compuesta por 12 subestaciones, correspondientes a 12 portales, esto es, una subestación por cada portal, donde cada subestación está compuesta por un intercambiador de calor (350 kW) y un depósito de ACS (3.000 l para las subestaciones 1 y 5, y 2.000 l para las demás). Cada portal tiene 12 plantas, con 4 pisos por planta, sumando un total de 576 viviendas (construidas en 1977). Se puso en marcha en diciembre de 2014, y lleva en funcionamiento hasta la fecha de realización de este documento.

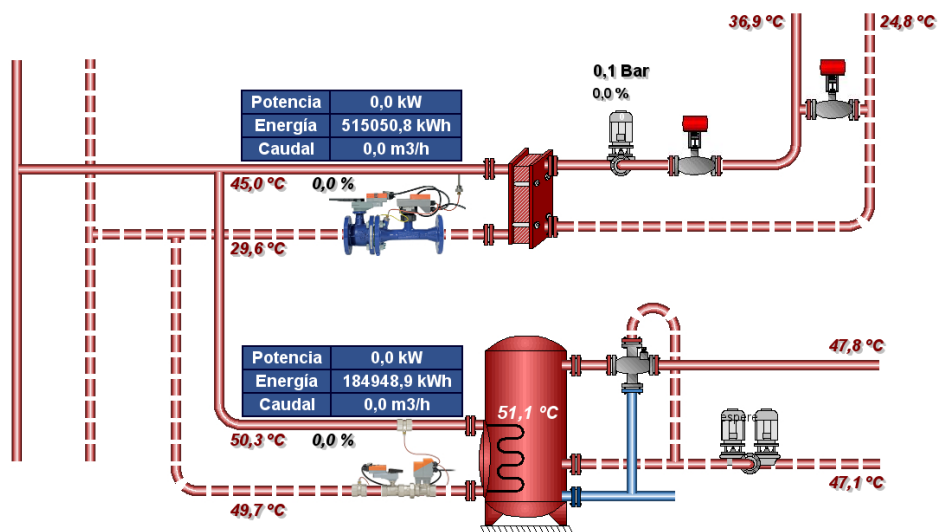


Ilustración 17- Subestación de la fase 1 reformada



Ilustración 18- Intercambiador de calor subestaciones fase 1



Ilustración 19- ACS subestaciones fase 1

Las dimensiones de las tuberías utilizadas en esta fase son las siguientes:

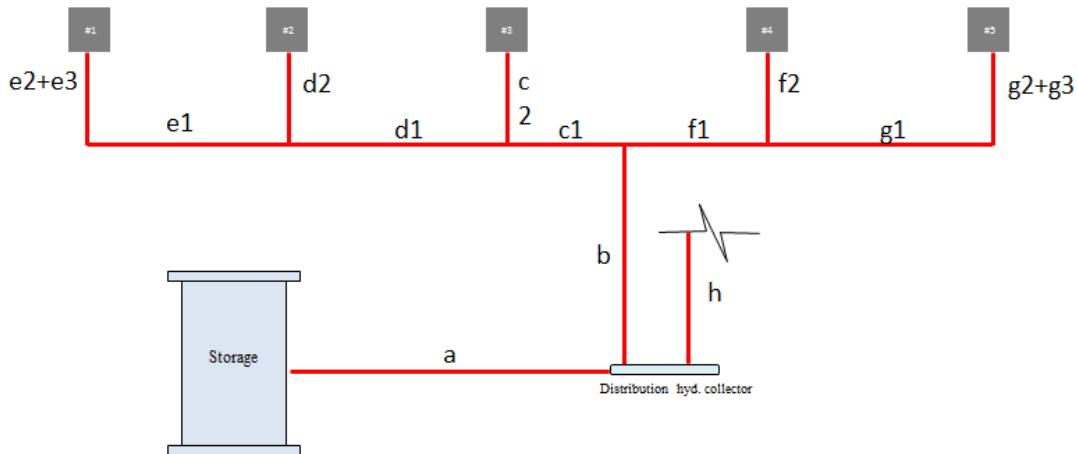


Ilustración 20- Mapa de conexiones desde almacenamiento hasta fase 1

	desde	hasta	Sección tubería 1		Sección tubería 2		Sección tubería 3	
			L (m)	D _{in} (mm)	L (m)	D _{in} (mm)	L (m)	D _{in} (mm)
a	depósitos	distribuidor	68	206,5	-	-	-	-
b	distribuidor	T	18	206,5	-	-	-	-
c	T	sub 3	52	155,4	31	68,9	-	-
d	sub 3	sub 2	71	155,4	66	68,9	-	-
e	sub 2	sub 1	60	155,4	9	130	91	-
f	T	sub 4	73	130	66	-	-	-
g	sub 4	sub 5	30	130,0	25	105,3	89	-

Tabla 7- Sección y longitud de tuberías desde depósitos hasta fase 1

➤ **Fase 2** → la segunda fase está compuesta por 7 subestaciones, correspondientes a 19 portales (del 13 al 31, 11 construidos en 1979 y 8 en 1981). Como en la Fase 1, cada portal tiene 12 plantas, con 4 pisos por planta de unos 100 m² cada uno.

En total 912 viviendas. En este caso, hay subestaciones de dos y de tres portales, y se reparten de la siguiente manera: 13-14, 15-16-17, 18-19-20, 21-22-23, 24-25-26, 27-28-29, 30-31. Cada subestación está compuesta por un intercambiador (de 820 kW o 1.250 kW, dependiendo si son subestaciones de dos o tres portales, respectivamente) y dos depósitos de ACS (de 1.000 l cada uno). Esta fase se puso en marcha en noviembre de 2016, y como la fase 1, lleva en funcionamiento hasta la fecha de realización de este documento.

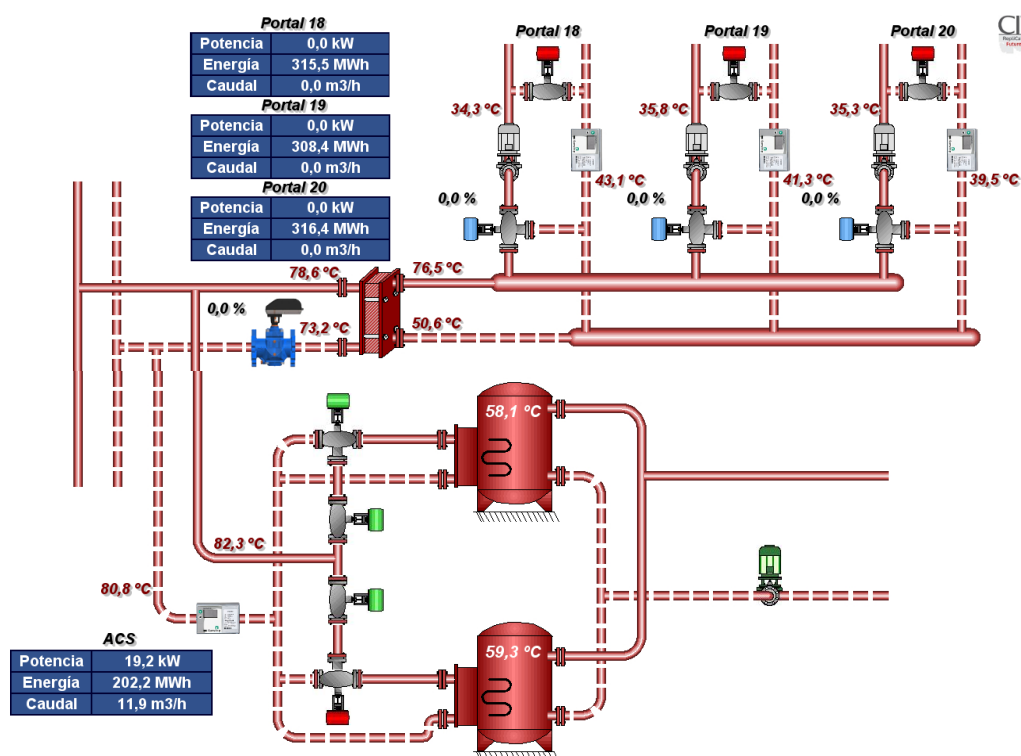


Ilustración 21- Subestación reformada fase 2

De igual manera que para la Fase 1, las dimensiones son las siguientes:

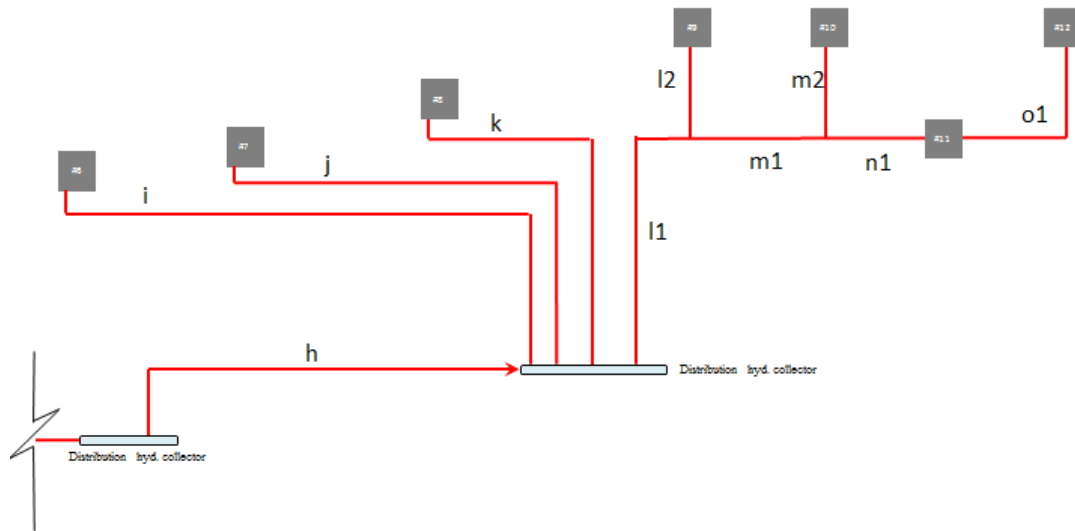


Ilustración 22- Mapa de conexiones desde almacenamiento hasta fase 2

			Sección tubería 1		Sección tubería 2		Sección tubería 3	
	desde	hasta	L (m)	D _{in} (mm)	L (m)	D _{in} (mm)	L (m)	D _{in} (mm)
h	distribuidor	Distribuidor FASE 2	205	206,5	-	-	-	-
i	Distribuidor FASE 2	sub 6	40	105,3	-	-	-	-
j	Distribuidor FASE 2	sub 7	25	105,3	-	-	-	-
k	Distribuidor FASE 2	sub 8	65	105,3	-	-	-	-
l	Distribuidor FASE 2	sub 9	65	206,5	40	105,3	-	-
m	sub 9	sub 10	60	155,4	35	105,3	-	-
n	sub 10	sub 11	40	105,3	-	-	-	-
o	sub 11	sub 12	70	105,3	-	-	-	-

Tabla 8- Longitud y diámetro de tuberías desde almacenamiento hasta fase 2

➤ **Calderas de Biomasa** → en la zona de la Fase 1 se encuentran situadas las tres calderas de biomasa de las que dispone esta instalación. Una de ellas de 950 kW (C1), y las otras dos de 1.250 kW (C2 y C3). Las tres calderas tienen un rendimiento nominal mayor que el 90% para combustibles secos.

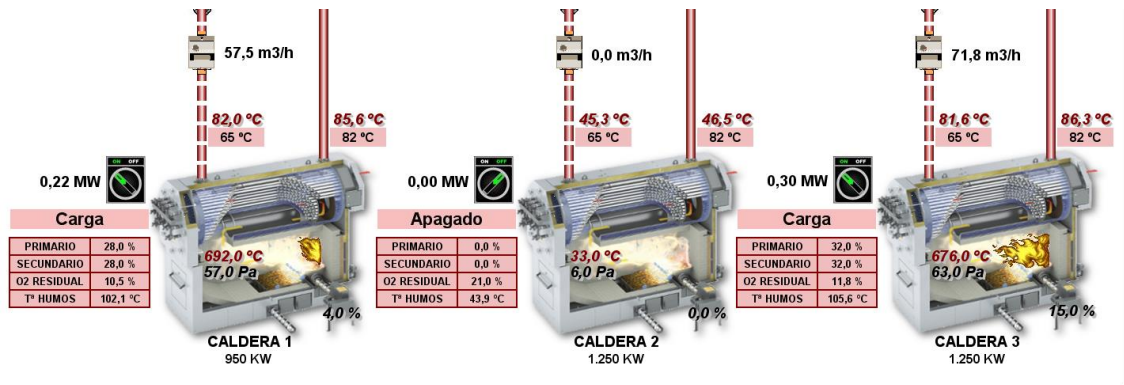


Ilustración 23- Calderas de biomasa DH reformado

Características	Caldera: 1.250 kW	Caldera: 950 kW
Modelo	Pyrotec 1250	Pyrotec 950
Potencia útil	1.250kW	950 kW
Potencia mínima	312 kW	285 kW
Rendimiento	91%	91%
Longitud	5.992 mm	5.447 mm
Anchura	1.612 mm	1.612 mm
Altura	3.230mm	3.035mm
Peso	12.919 kg	11.463 kg
Volumen de agua	2.482 litros	1.943 litros
Presión máxima	6 bar	6 bar
T máxima de operación	100 °C	100 °C
Conexión de salida	450 mm	400 mm

Tabla 9- Modelos calderas de biomasa DH reformado

La biomasa elegida serán astillas de madera G100, cortada en pequeños trozos de varios centímetros, con humedad menor al 30% y con una capacidad calorífica estimada de 3 kWh/kg.

Se dispone de un silo de 72,4 m² y 5,9 m de alto para almacenar esta biomasa. Teniendo la densidad de la biomasa (250 kg/m³), se puede calcular la capacidad máxima de almacenaje, que será:

$$\text{Máxima capacidad} = 250 \text{ kg/m}^3 * 427,16 \text{ m}^3 = 106.790 \text{ kg}$$

Por otra parte, cada caldera de biomasa consta de una bomba para impulsar el agua a las calderas. Esas bombas son las que se observan en la figura:



Ilustración 24- Bombas calderas de biomasa

En la zona de aporte energético a las fases tenemos dos sistemas de bombeo, uno para la Fase 1 y otro para la Fase 2. Los podemos observar en la figura siguiente:

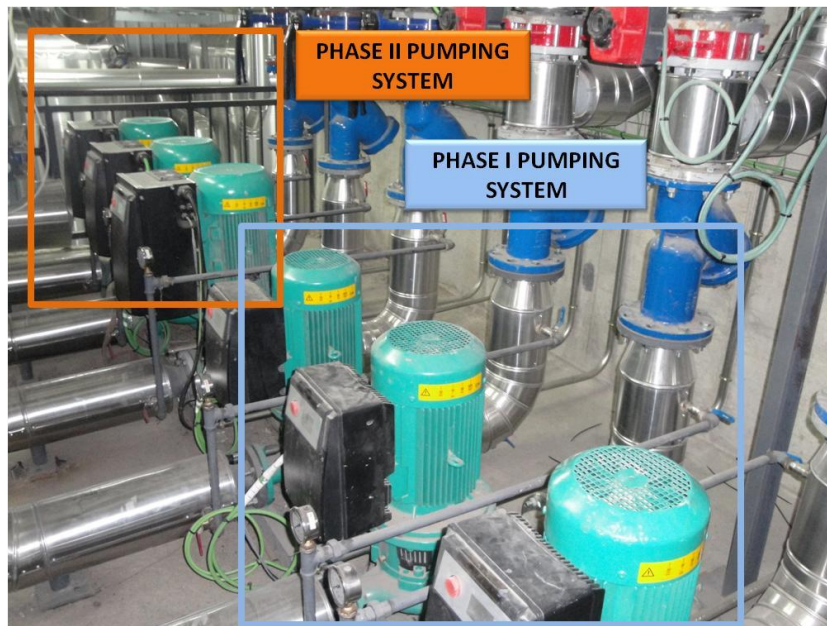


Ilustración 25- Sistema de bombeo a las fases

Para la fase 1 se dispone de 3 bombas de caudal variable, de manera que dos de ellas están continuamente en funcionamiento, mientras que la otra está apagada, y se van turnando.

Para el bombeo a la fase 2, también se tienen tres bombas, pero en este caso son más grandes (como se puede apreciar en la figura), ya que la fase 2 está compuesta por más edificios que la Fase 1 y por tanto la demanda es mayor. Además, aunque el fluido siempre circule en el mismo sentido dentro de la bomba, el sistema de bombeo de la Fase 2 está montado de manera que el flujo se pueda invertir, aportando energía desde las calderas de gas a la Fase 1, como se explicara en apartados más adelante.

- **Sistema de distribución** → en un primer momento, se pensó mantener los 5 depósitos de inercia que anteriormente se encontraban en esa zona de la instalación, pero finalmente se decidió instalar a la salida de los colectores de impulsión y retorno de las calderas de biomasa dos depósitos de inercia de 12.500 litros cada uno. Para el diseño del volumen de estos tanques, se pensó que eran necesarios 7 litros por kW, por tanto, como las calderas de biomasa tienen 3.450 kW, el volumen necesario será aproximadamente 25.000 litros. Sus dimensiones son 4,232 m de alto y 1,9 m de diámetro. Además, están aislados con un recubrimiento de 5 cm de lana de roca. Estos tanques están conectados en paralelo, como se observa en la figura:

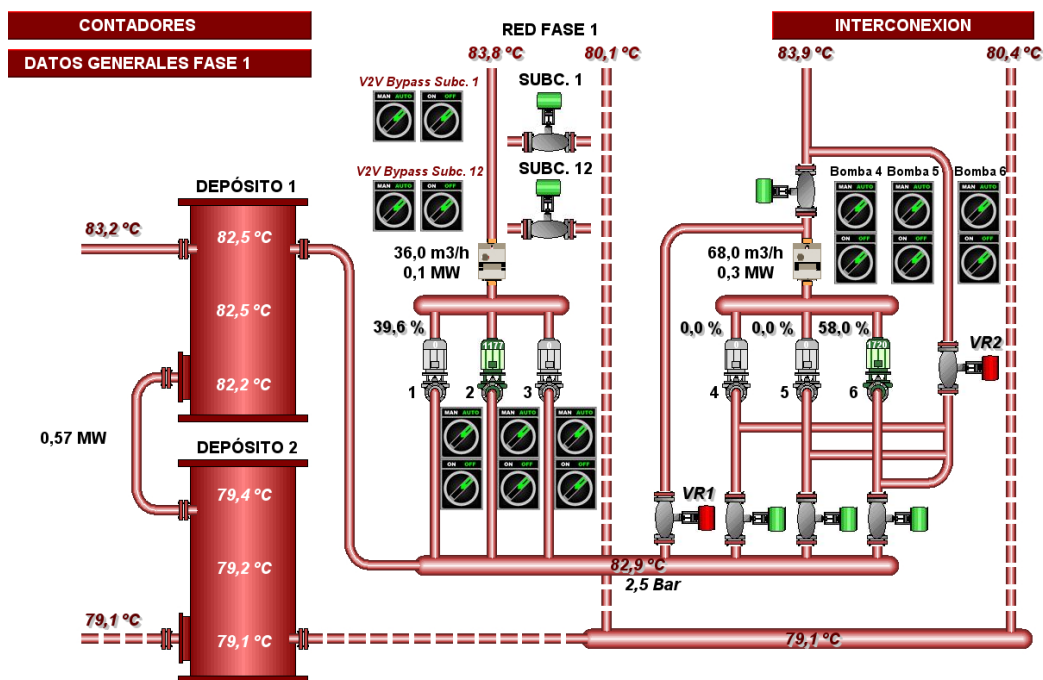


Ilustración 26- Sistema de distribución instalación reformada

Se observa que la salida de los depósitos de inercia está conectada a la Fase 1 por un lado, y a la Interconexión con las calderas de gas, para su posterior alimentación a la Fase 2 por otra parte.

Para calcular la energía almacenada se puede utilizar:

$$E = \rho * V * c_p * \Delta T \quad (1)$$

dónde:

$E \equiv$ Energía almacenada [kJ]

$\rho \equiv$ Densidad [kg/m^3]

$V \equiv$ Volumen [m^3]

$c_p \equiv$ Calor específico [$\text{kJ}/\text{kg} \cdot \text{K}$]

$\Delta T \equiv$ Diferencia de temperaturas [K]



Ilustración 27- Depósitos de inercia

El sistema de bombeo colocado después de los depósitos de inercia, el llamado Interconexión tiene dos modos de funcionamiento:

- Operando de manera normal, si las calderas de biomasa aportan energía suficiente para abastecer a todas las viviendas de la Fase 1, el sistema bombea agua desde DH1 hasta la aguja hidráulica en el DH2.
- En situaciones de fallo, o en situaciones en las que las calderas de biomasa no pueden abastecer a la Fase 1 por completo, se aporta energía desde la aguja hidráulica. Para hacer esto, se cierran las válvulas que están abiertas en la ilustración 26 y se abren VR1 y VR2, de manera que se invierte el flujo, pero las bombas siguen bombeando en el único sentido que pueden (se explica con más detalle en el apartado “7.4.1.3. Invierno 2016-2017”).

➤ **Calderas de gas** → en la zona de la fase 2, se dispone de 3 calderas de gas de 2.905 kW cada una. En principio, estas calderas se instalaron para dar apoyo a las de biomasa en los momentos que estas no pudieran satisfacer la demanda de la instalación completa. Pero se ha comprobado, que en las épocas del año en las que la calefacción esta activa, estas calderas

aportan la energía necesaria a la Fase 2, mientras que las calderas de biomasa se encargan de la Fase 1. En cambio, en verano, cuando la instalación solo tiene demanda de ACS, con las calderas de biomasa se puede satisfacer toda la instalación.

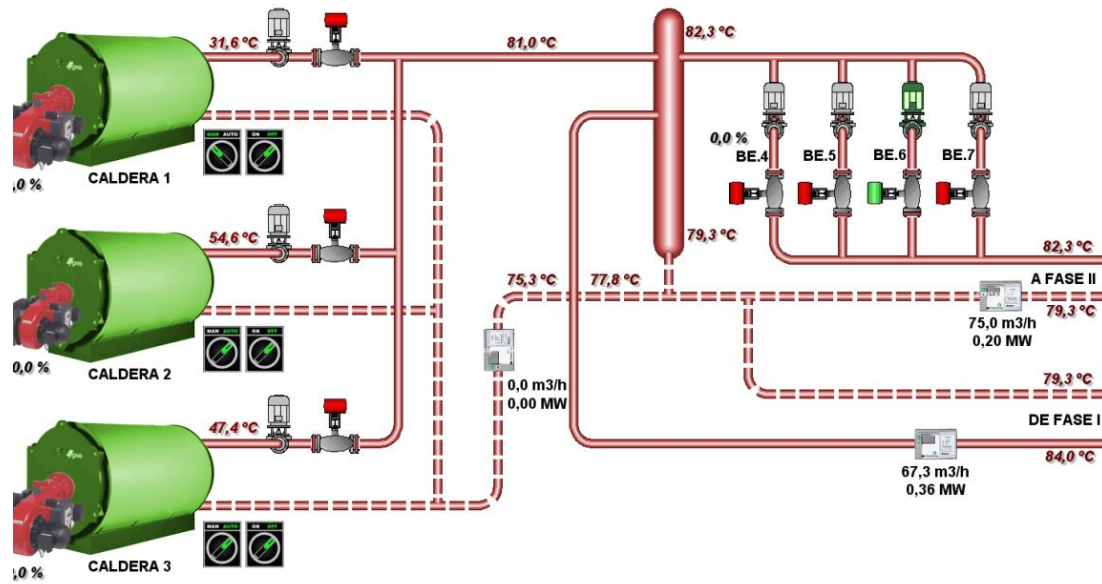


Ilustración 28- Calderas de gas

7.3. Análisis de sensores y conclusión del mismo


En este apartado se procederá a analizar los sensores que se encuentran a lo largo de la instalación. Para ello, se procederá de dos maneras; una comparando las medidas de los contadores de energía instalados con la energía calculada mediante un balance $m \cdot c_p \cdot \Delta T$, y la otra incidiendo sobre medidas de temperaturas imposibles. Todo ello vendrá razonado mediante balances y pérdidas o ganancias imposibles.




Así como en el SCADA disponible, se monitorizan todos los datos a tiempo real de la instalación, en la plataforma habilitada para guardarlos, únicamente se archivan una cantidad de ellos. Estos datos se guardan cada 15 minutos, en el siguiente enlace privado:

<http://simulationdataflowoutput-sp-cityfied.azurewebsites.net>

Para los siguientes dos apartados, “Análisis de sensores y conclusión del mismo” y “Balances de energía de los volúmenes de control” se han utilizado estos datos. Pero como cada Fase se puso en funcionamiento en diferente época, los datos de la fase 1 llevan siendo archivados desde mediados de octubre 2015, mientras que los de la fase 2 desde el 21 de marzo de 2017.

Para poder diferenciarlos en los apartados mencionados, en las imágenes de la instalación se han recuadrado de dos colores diferentes:

 Datos referentes a las CALDERAS DE GAS, DISTRIBUCIÓN y FASE 1.



 Datos referentes al sistema completo. Disponibles en la plataforma desde 21 de marzo de 2017.

Hay que puntualizar que los cuadrados verdes corresponden a los datos indicados, entre los que también se encuentra el dato del contador de energía y temperaturas de la interconexión (salida desde la distribución a la fase 2, contador 5 de aquí en adelante). Estos datos son nulos hasta invierno de 2016, que se puso en marcha en esa fecha.

Al descargar los datos de la plataforma, se ha observado que faltan varios datos o días enteros de datos. Son los siguientes:

- Noviembre 2015 casi al completo.
- Febrero 2016, los días 7, 14 y 21.
- Enero 2017, la semana del 9 al 15.
- Febrero 2017 los días 27, 28 y 29.
- Del 21 al 31 de marzo 2017: *T1S1ACSRet*, *T1S3ACSRet* y *EnerS9Cal*

Estos datos serán relevantes a la hora de elegir qué meses coger para hacer balances en las diferentes épocas del año.

Antes del comienzo del estudio del sistema, se detallan los dos diferentes tipos de contadores que se tienen. Los más utilizados son los contadores Kamstrup MULTICAL 602 Pt100 de dos hilos. Estos son los utilizados en todos los puntos del sistema exceptuando las subestaciones de la FASE 1, que utiliza contadores de la marca Belimo.

Entre ambos, la principal diferencia es que los Belimo miden la energía en kWh, y por tanto tendrá grandes resoluciones de lectura, pero será muy malo para para macros de semanas o

meses. En cambio, los Kamstrup dan la posibilidad de elegir la unidad de medida (MWh en este caso), pero luego dicha unidad no puede ser cambiada.

Atendiendo al datasheet del Kamstrup, se observa una precisión del integrador de energía de $[0,15 + 2/\Delta T] \%$ (solo tendrá en cuenta ΔT ya que tanto m como c_p son constantes). Para una supuesta $\Delta T = 2^\circ\text{C}$, el error en términos energéticos sería de 1,15%. Como es un modelo Pt100, lo normal sería un error de $\pm 0,1^\circ\text{C}$ sobre T_H y T_C . por tanto, se tendría un error total de $\pm 0,2^\circ\text{C}$, que es el 10% de 2°C . Como en realidad se tiene 1,15% de error, el error máximo del sensor de temperatura será $\pm 0,2^\circ\text{C} * (1,15\%/10\%) = 0,023^\circ\text{C}$.

Una vez analizados los datos disponibles y como están clasificados, y los sensores disponibles se dará comienzo al análisis.

7.3.1. Calderas de biomasa y FASE 1

Empezando por la zona de calderas de biomasa, se encuentran varias medidas. Para cada caldera, se tiene una medida de contador de energía, dos medidas de temperaturas, una de impulsión y otra de retorno, y una medida de caudal entrante. Se pueden observar en la siguiente figura:

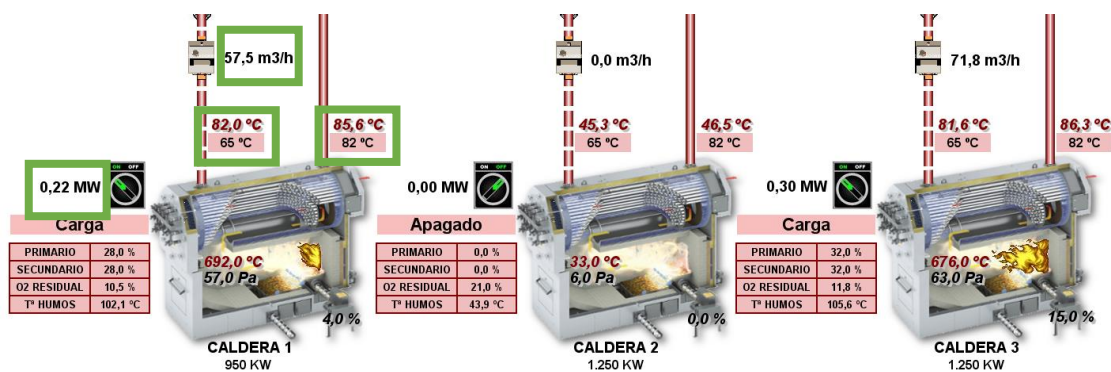


Ilustración 29- Sensores de calderas de biomasa

En primer lugar, se calcula mediante el avance del contador la energía acumulada y se compara con la energía calculada mediante $m \cdot c_p \cdot \Delta T$.

Se ha elegido hacer esta comparación ya que, al hacer un balance y teniendo medidas únicamente cada 15 minutos, las medidas realizadas con contadores tienen en cuenta el acumulado durante esos 15 minutos, mientras que para $m \cdot c_p \cdot \Delta T$ únicamente se tienen en cuenta valores puntuales, como valores de inicio y final.

Se ha realizado dicho proceso para 15 minutos (intervalo mínimo de datos puntuales que se tiene), un día, una semana y un mes. Como ejemplo se ha elegido el mes de marzo de 2016, tomando de dicho mes 15 minutos del día 16 a las 16:00, el propio día 16 y la semana en la que se encuentra el día 16, esto es, la que va del 14 al 20 de marzo. Los resultados obtenidos son los siguientes:

1- (Contadores /m*cp*ΔT)	C1	C2	C3	Total
15 MINUTOS	8.88%	25.57%	33.02%	25.61%
DIA	3.81%	18.11%	13.63%	13.47%
SEMANA	1.18%	21.06%	13.54%	14.96%
MES	-0.38%	20.46%	13.23%	14.21%

Tabla 10- Análisis de sensores de calderas de biomasa con balance energético

Se observa que el error en términos porcentuales va disminuyendo a medida que se aumenta la cantidad de datos. Esto es debido a que los datos proporcionados para las temperaturas, como se ha indicado líneas más arriba, son datos puntuales para cada 15 minutos.

El problema de tener un intervalo tan grande de tiempo es que entre dos intervalos consecutivos existen diferentes temperaturas a las del momento inicial y final. El contador toma una media de todas esas temperaturas intermedias, mientras que al hacer $m \cdot c_p \cdot \Delta T$, tan solo se están teniendo en cuenta las del momento inicial y final. La razón por la que el error disminuye según aumenta la cantidad de datos analizados es que los errores cometidos por encima y por debajo de dicha temperatura media que utiliza el contador se van compensando.

Analizando más concretamente los valores de las temperaturas de impulsión y retorno de las calderas, se puede observar que en varios momentos de la madrugada la T_{outC1} es menor que T_{inC1} (aunque en los datos volcados hasta hace bien poco estas dos columnas estaban invertidas, eso ya se ha tenido en cuenta para este análisis). Esto es debido a que la caldera se encuentra apagada (según los modos de funcionamiento, la caldera 1 que es la de 950 kW, es la primera en apagarse en caso de no ser necesitada), y al ser diferencias de temperatura tan pequeñas como 1°C , es más común encontrar un error en el sensor por motivos como colocación en una corriente de aire o en un lugar más cercano al exterior.

Así, para el balance de energía, cuando esto ocurra, se considerará ruido de la caldera (ya que en algunas medidas queda caudal residual y no nulo) y se analizara como energía nula en vez de energía negativa.

Siguiendo adelante en la instalación, llegamos a la zona de los colectores de impulsión y retorno de las calderas de biomasa. En dichos colectores hay colocados un sensor de temperatura en cada uno:

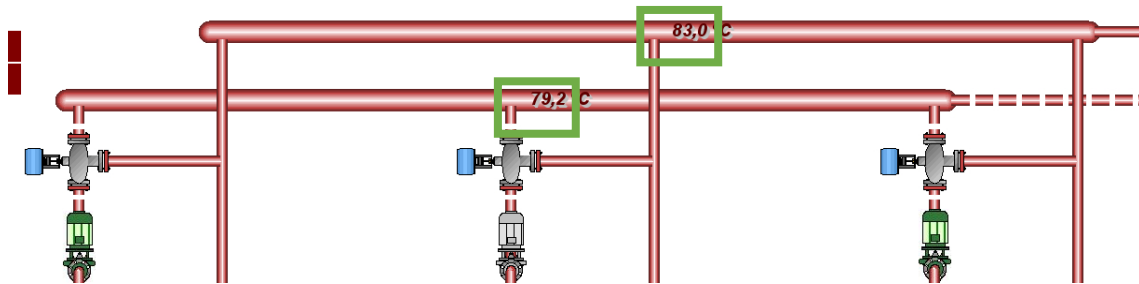


Ilustración 30- Sensores colectores de impulsión y retorno

Entre las temperaturas de impulsión y retorno de calderas (T_{inC} y T_{outC}) y las de impulsión y retorno de colectores ($T_{impCoPrim}$ y $T_{retCoPrim}$) hay una diferencia de entre 1 y 4 °C (líneas grises en los gráficos 5, 6 y 7). Esta diferencia se considera que es debido a una colocación superficial y no introducida en el fluido del sensor termopar encargado de medir la temperatura en los colectores (ya que el error cometido por por el diseño del contador, como se ha calculado al inicio de este apartado, no llega a 0,1°C).

Dicha línea gris solo subirá por encima de los 10 grados cuando la T_{inC} baja de 65 °C (temperatura de consigna de retorno, línea azul en los gráficos 5, 6 y 7). En ese momento, y por seguridad en los humos de la caldera de biomasa, se bypasseara parte del caudal saliente de la caldera de biomasa para calentar la corriente entrante, aumentando así T_{inC} . Como se puede comprobar, en dichos momentos de bypass, la diferencia entre salida de la caldera de biomasa e impulsión del colector se hará más pequeña (línea naranja), ya que cederá parte de ese calor al caudal entrante. Se representa dicha situación para las 3 calderas:

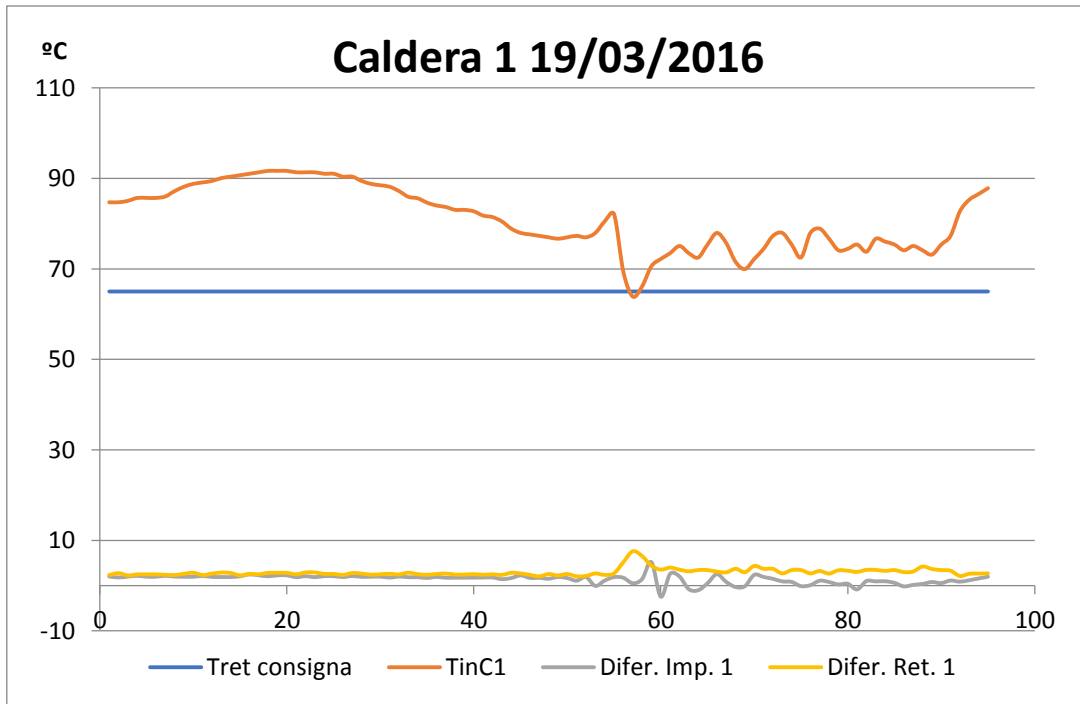


Gráfico 5- Temperaturas comprobación bypass caldera 1

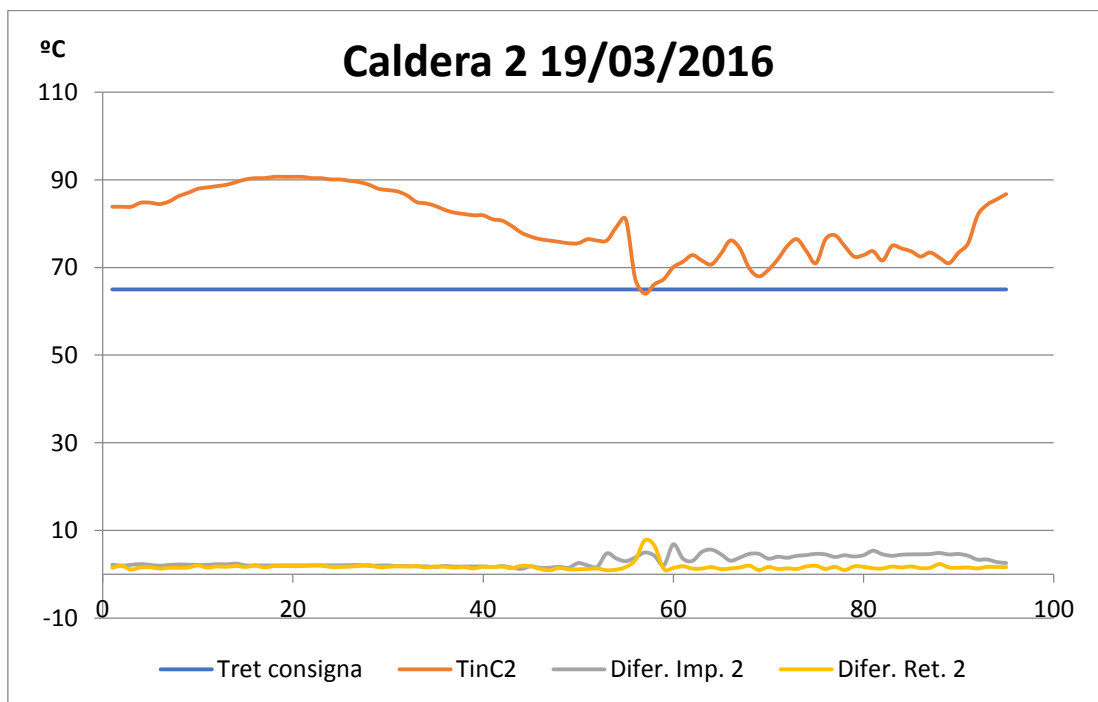


Gráfico 6- Temperaturas comprobación bypass caldera 2

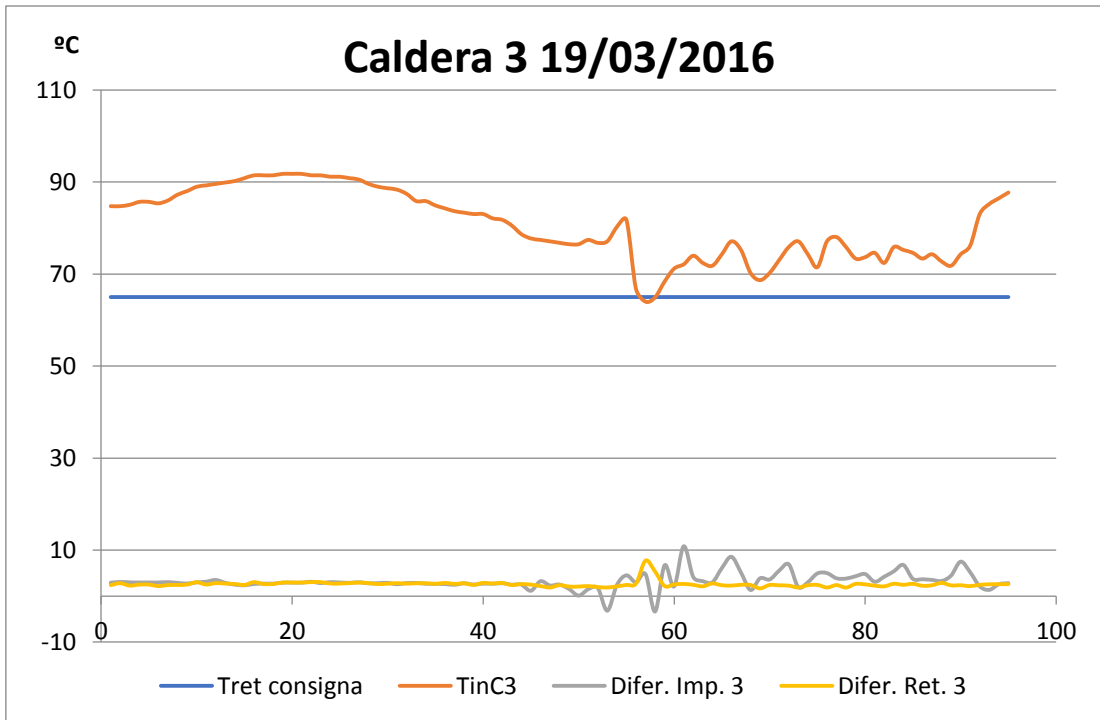


Gráfico 7- Temperaturas comprobación bypass caldera 3

Una manera de solucionar este error en la medición de las temperaturas, a la hora de hacer los balances, es considerando las temperaturas de los colectores como una media ponderada con los caudales:

$$T_{RetCoPrim} = \frac{(T_{inC1} \cdot FlowC1 + T_{inC2} \cdot FlowC2 + T_{inC3} \cdot FlowC3)}{(FlowC1 + FlowC2 + FlowC3)} \quad (2)$$

$$T_{ImpCoPrim} = \frac{(T_{outC1} \cdot FlowC1 + T_{outC2} \cdot FlowC2 + T_{outC3} \cdot FlowC3)}{(FlowC1 + FlowC2 + FlowC3)} \quad (3)$$

De esta manera, se consigue hacer una media de las tres temperaturas tanto de impulsión como retorno de las calderas, y se supone esa temperatura media como la temperatura de los colectores de impulsión y retorno respectivamente.

Todas las variables tenidas en cuenta tanto en la ecuación (2) como en la (3) se encuentran definidas en el Anexo 2.

Siguiendo hacia las subestaciones en la instalación, se encuentran los dos depósitos de inercia colocados a la salida de los colectores, y cuya conexión está hecha en paralelo.

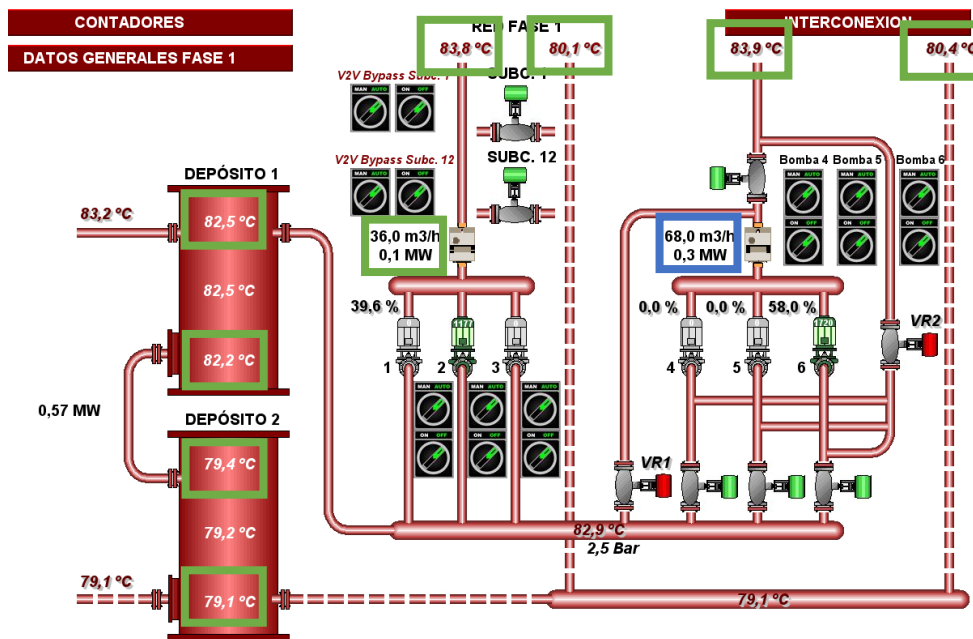


Ilustración 31- Sensores sistema de distribución

Cada depósito tiene dos sensores termopares, uno en la parte superior y otro en la parte inferior. Del sensor colocado en la mitad no se recogen datos en la plataforma ya que la medida de dicho sensor es muy similar a la del sensor superior y la estratificación se da en su gran mayoría en la parte inferior del depósito. La salida del colector de impulsión entra por la parte superior del depósito número 1, y por tanto, la temperatura medida en el colector de impulsión (TimpCoPrim) coincide con la medida por el termopar en la parte superior de dicho depósito (TDepIn1Top), con diferencia de algunas décimas de °C por pérdidas y por error de colocación de los sensores.

Se grafican ambas temperaturas para la semana del 14 al 20 de marzo de 2016:

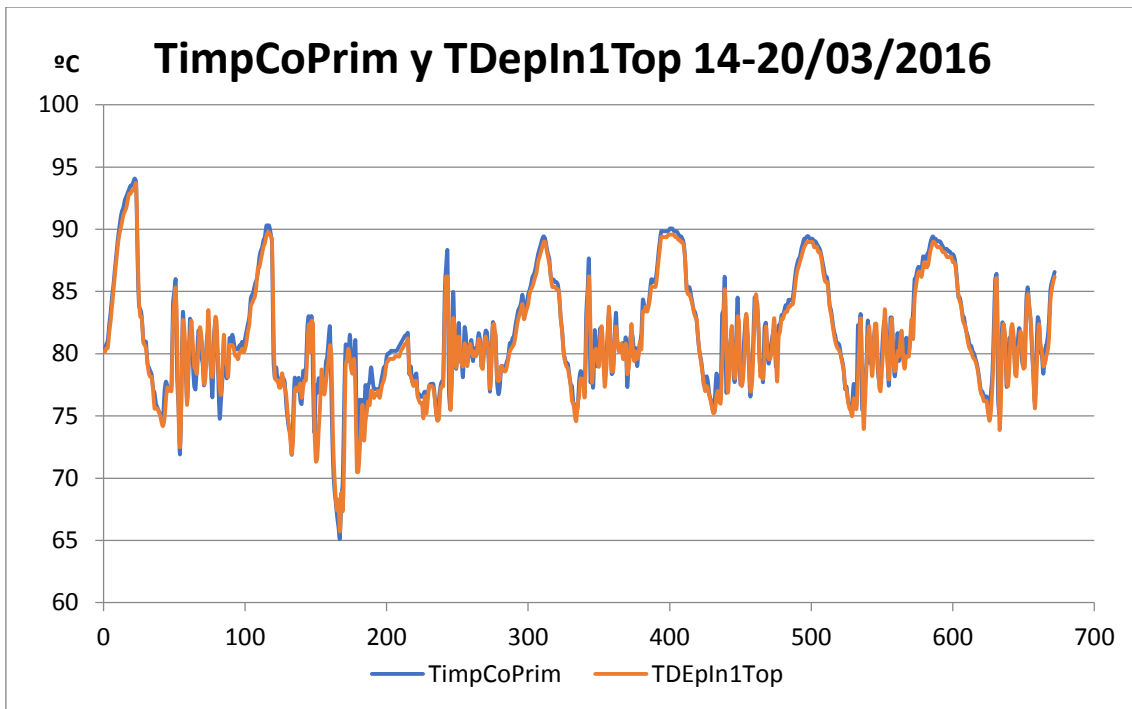


Gráfico 8- T sensores salida del depósito de inercia 1

De la misma manera, la parte inferior del segundo depósito está unida con el colector de retorno (TDepIn2Bot y TretCoPrim). Pero en este caso, la diferencia entre ambas temperaturas es bastante considerable en ciertos tramos del día (desde el mediodía a medianoche):

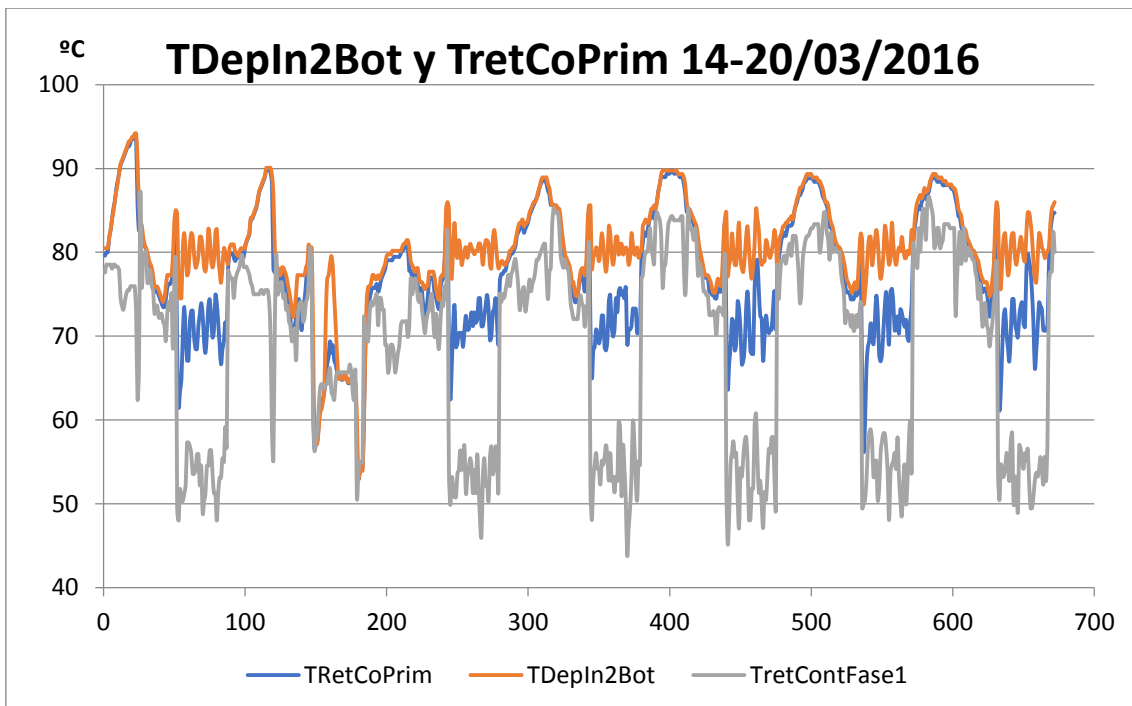


Gráfico 9- T sensores salida depósito de inercia 2

Esto es debido a una mala colocación del sensor TDepIn2Bot, que se encuentra más arriba de la entrada y salida.

En el tramo de mediodía hasta medianoche, que es el tramo del día en el que las fases consumen más, ya que se consume tanto ACS como calefacción, la temperatura de retorno al depósito (TretContFase1, línea gris en la gráfica) es baja (50-60°C). La mezcla de esta temperatura con la temperatura superior del depósito (TDepIn2Top), debería ser la medida por el sensor y por tanto, coincidir con la de retorno al colector primario (TRetCoPrim). Pero al estar el sensor colocado varios centímetros más arriba que dichas entrada y salida inferiores del depósito, en realidad la temperatura medida por dicho sensor (TDepIn2Bot) es más parecida a la que baja de la parte superior (TDepIn2Top), y por tanto más caliente que la que en realidad sale hacia el colector primario.

Así mismo, a la salida de los depósitos se encuentran las salidas a las fases, tanto a la fase 1 como a la fase 2 (esta última es llamada Interconexión, ya que no alimenta directamente a la fase 2, sino que se mezcla con el flujo que proviene de las calderas de gas, en caso de que estén en funcionamiento, como se detallará más adelante). De la línea de Interconexión se hablará más adelante, ya que solo disponemos datos a partir de 21 de marzo de 2017.

La principal y más importante diferencia en esta zona de la instalación se encuentra entre la temperatura de la parte superior del depósito 1 (TDepIn1Top) y la temperatura de impulsión a la fase 1 (TimpContFase1). Esta última es constantemente 2°C mayor que la primera, situación que es imposible, ya que tener un incremento de temperatura aguas arriba del circuito supondría una ganancia energética físicamente imposible. Por tanto, como la temperatura de impulsión a la fase 1 está medida en un contador de energía, será la medida fiable y se supondrá que la medida en el parte superior del depósito es errónea debido a una mala colocación del sensor termopar (colocación superficial y/o colocación a diferente altura).

Se grafican estas temperaturas y su diferencia para la semana del 14 al 20 de marzo de 2016 y para el día 15 de marzo de 2016:

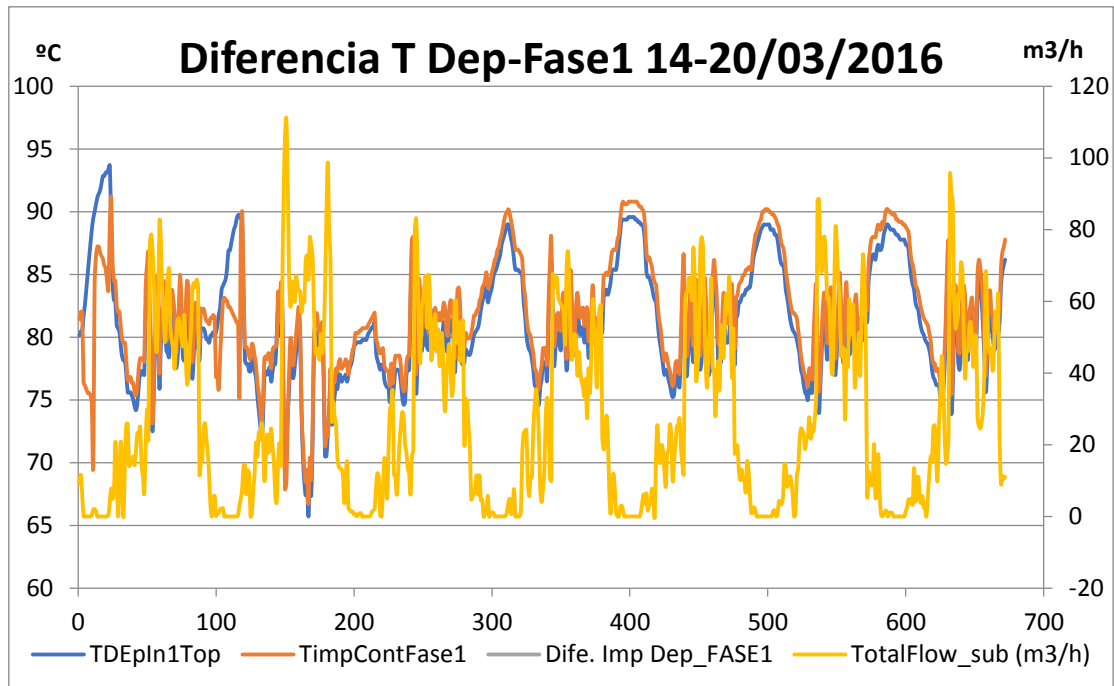


Gráfico 10- Diferencia T sensores salida depósito de inercia 1 para una semana

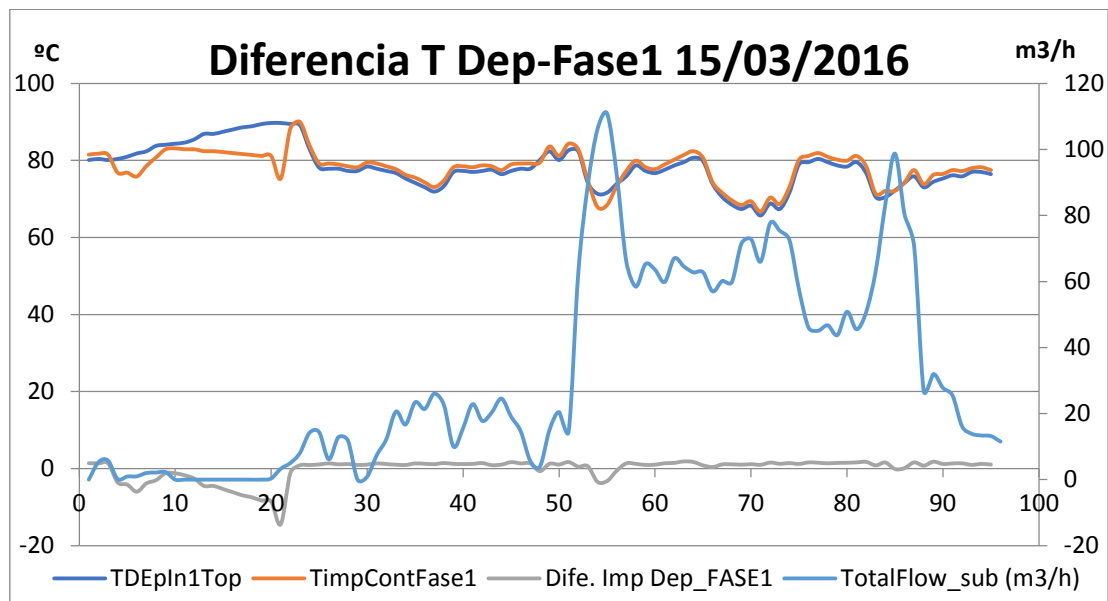


Gráfico 11- Diferencia T sensores salida depósito de inercia 1 para un día

En la gráfica 10 se observa que la diferencia es prácticamente constante (1-2º, línea gris) durante toda la semana, exceptuando esos dos tramos en los dos primeros días de la semana.

En la gráfica 11 se representa el segundo día de la semana, en el que se observa la diferencia de más de 10 ºC en parte de la madrugada, entre la 1:00 y las 5:30 aproximadamente.

Graficando las mismas temperaturas para todo el mes, se deduce que esta diferencia tan grande viene dada porque en el primer o dos primeros días de cada semana durante la primera quincena de mes las calderas se apagan de madrugada y por tanto, al no haber caudal circulando por dichas tuberías, el sensor que está en el contador que va a la fase 1 se enfría, pero no lo hace el colocado en el depósito de inercia, ya que el volumen de agua acumulado en dicho depósito es mucho mayor y tarda más tiempo en enfriarse.

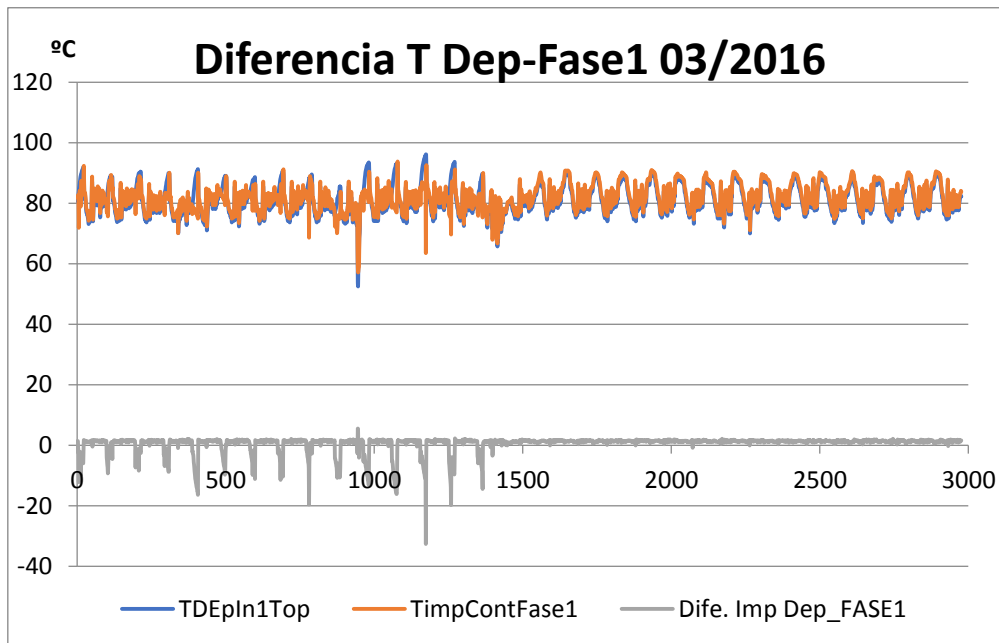


Gráfico 12- Diferencia T sensores depósito de inercia 1 para un mes

Como ya se ha comentado, del depósito de inercia 1 sale un flujo que posteriormente se divide en dos, uno hacia la fase 1 de la instalación y otro hacia las calderas de gas que luego alimentan a la fase 2. Si se analiza la parte de la fase 1, nos encontramos lo siguiente:

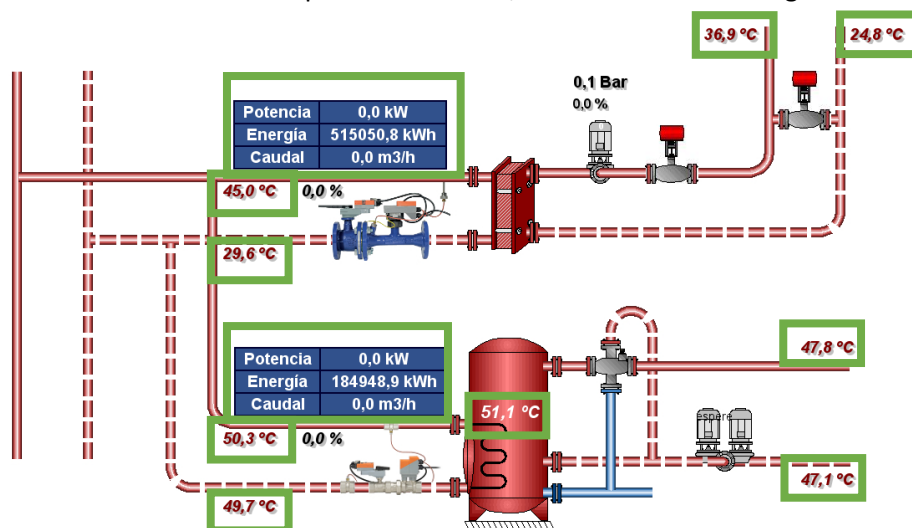


Ilustración 32- Sensores subestación fase 1

En la ilustración 32 se puede observar una de las subestaciones. Cada subestación de la fase 1 alimenta a uno de los edificios, y está compuesta por un intercambiador de calor para calefacción y de un depósito de ACS para el almacenamiento de agua. En la entrada y salida de cada uno de los dos dispositivos, se mide tanto las temperaturas como el caudal (con un caudalímetro), la energía (con un contador) y la potencia (con un potenciómetro). Todos estos dispositivos vienen integrados en uno, analizado al comienzo de este apartado.

Para la comprobación de dichos sensores, se ha realizado un análisis de contadores vs $m \cdot c_p \cdot \Delta T$, considerando en cada subestación tanto la calefacción como el ACS. Este estudio se ha realizado para 15 minutos del día 15 de marzo del 2016 a las 15:45, para todo el día 15 de marzo de 2016, para toda la semana que va desde el 14 al 20 de marzo de 2016 y para todo el mes de marzo de 2016. Los resultados obtenidos para el error entre ambas medidas son los siguientes:

1- ($m \cdot c_p \cdot \Delta T /$ Contadores)	S1	S2	S3	S4	S5	S6	
15 MINUTOS	4.03%	-8.69%	12.79%	0.04%	-0.17%	18.17%	
DIA	2.21%	4.00%	2.61%	4.70%	3.17%	3.71%	
SEMANA	0.66%	4.80%	4.31%	5.97%	4.12%	3.75%	
MES	1.28%	4.96%	4.98%	6.44%	4.45%	3.99%	
	S7	S8	S9	S10	S11	S12	SUBESTACIONES
15 MINUTOS	-10.67%	6.87%	6.88%	2.06%	22.91%	5.90%	5.49%
DIA	-2.12%	2.33%	5.06%	3.29%	4.36%	5.57%	3.28%
SEMANA	1.42%	2.83%	4.52%	4.44%	4.24%	0.68%	3.40%
MES	1.15%	3.86%	4.36%	4.82%	5.24%	3.60%	4.04%

Tabla 11- Análisis sensores fase 1 por subestaciones con balance de energía

Se deduce que al medir todos los datos con el contador de energía (tanto las temperaturas como la energía consumida), el balance es bastante positivo, aun teniendo varios errores por tener los datos cada 15 minutos.

Finalmente, de esta parte de la instalación conocemos las temperaturas en el lado de consumo de las instalaciones, pero no disponemos de ningún dato más. Por tanto lo único que podremos hacer será obtener el caudal del secundario en calefacción, suponiendo un intercambiador de rendimiento unitario y haciendo balance de $m \cdot c_p \cdot \Delta T$ (se calculará en el apartado de simulaciones).

7.3.2. Calderas de gas y fase 2 (del 21 al 31 de Marzo de 2017)

En la zona de las calderas de gas disponemos de dos contadores de energía con su correspondiente potencia, caudal y temperatura. Uno de los contadores (EnerContGas) se encuentra a la entrada/salida de las calderas. El otro (EnerFase2) se encuentra en la impulsión/retorno de la fase 2.

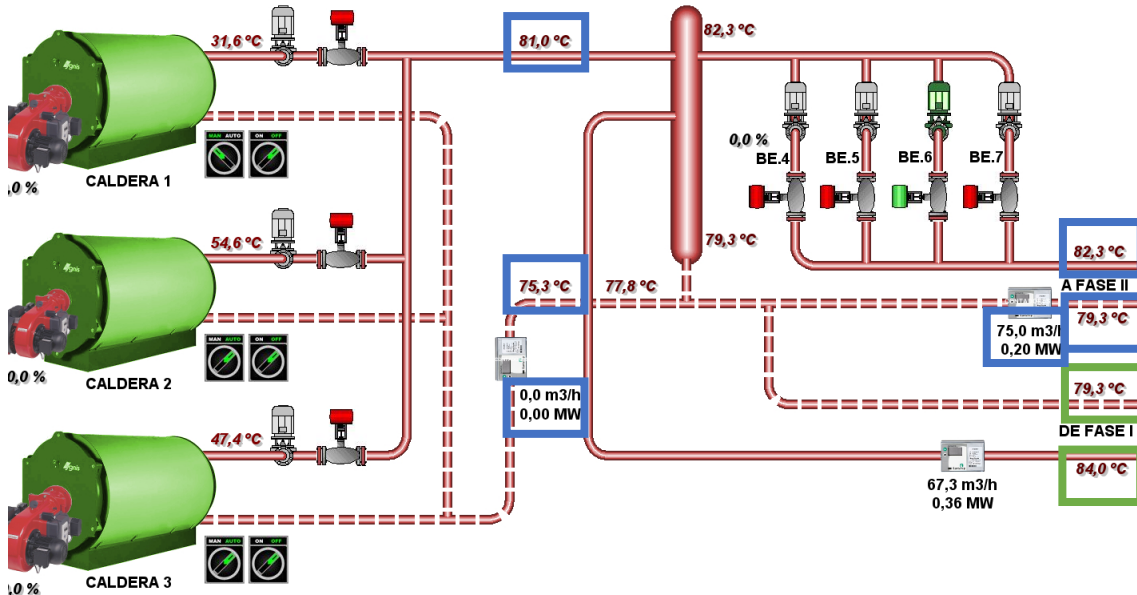


Ilustración 33- Sensores calderas de gas

También se tiene para las calderas de gas el porcentaje de encendido. Se ve que cuando las calderas están encendida, la diferencia entre la temperatura de impulsión y la de retorno es más grande que cuando están apagadas. Por tanto el funcionamiento es correcto.

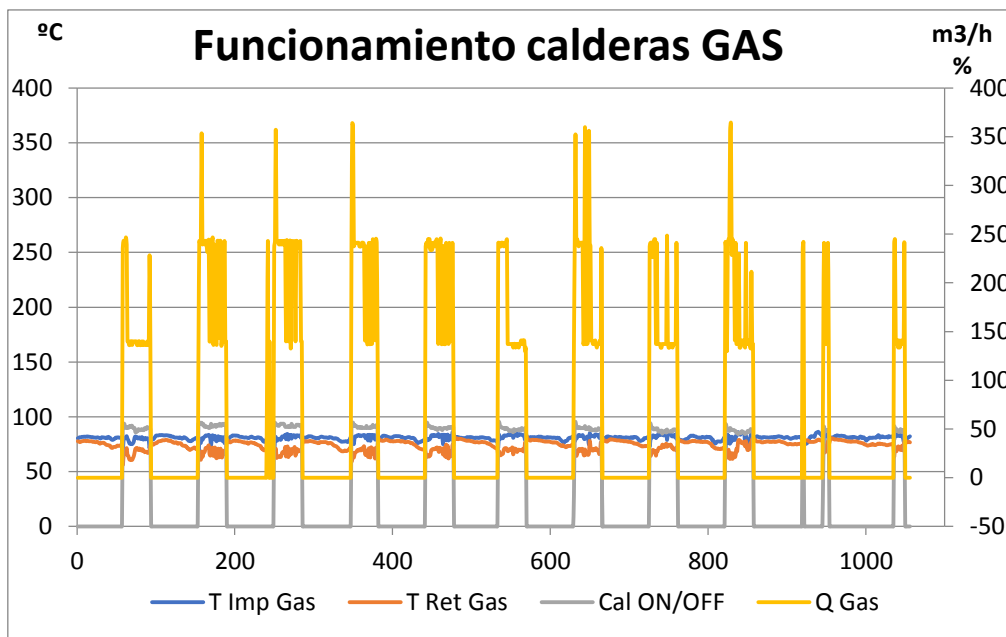


Gráfico 13- T de funcionamiento de las calderas de gas

Además, haciendo el balance entre contadores y $m \cdot c_p \cdot \Delta T$ en el contador de las calderas de gas se ve que el error es realmente pequeño, probablemente debido a los 15 minutos entre medida y medida:

CONTADOR GAS	231.70 MWh
$m \cdot c_p \cdot \Delta T$	238.33 MWh
ERROR	2.78%

Tabla 12- Análisis contador Gas balance de energía

Haciendo lo mismo para el contador que va a la FASE 2, deducimos lo mismo:

CONTADOR FASE 2	203.30 MWh
$m \cdot c_p \cdot \Delta T$	204.87 MWh
ERROR	0.77%

Tabla 13- Análisis contador fase 2 balance de energía

Finalmente, se llega a las subestaciones de la fase 2. Estas subestaciones están divididas por portales, de manera que cada portal tiene su contador y sensores de temperatura para calefacción (contadores solo en el secundario) y su contador y sensores de temperatura para ACS, los cuales están instalados en el primario:

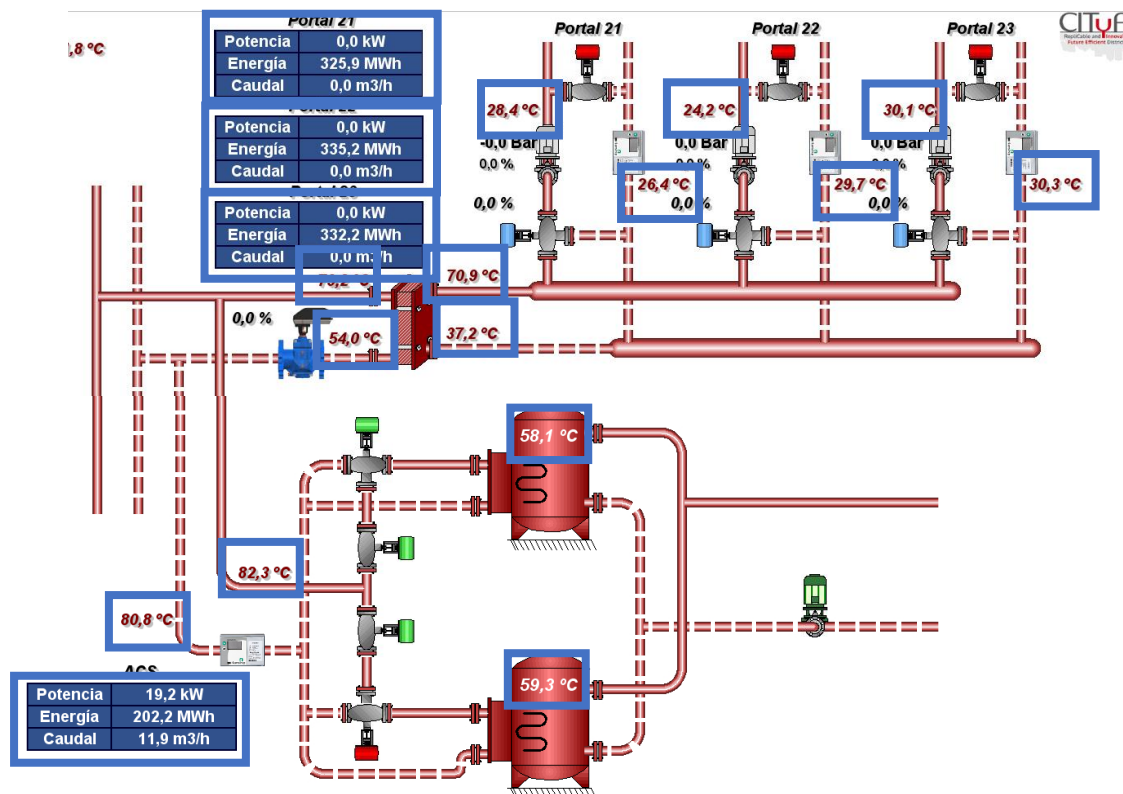


Ilustración 34- Sensores subestación fase 2

Para comprobar el buen funcionamiento y colocación de los sensores de temperatura, se hace un balance de contadores contra $m \cdot c_p \cdot \Delta T$, sumando los valores tanto para ACS como para calefacción. Los resultados obtenidos para 15 minutos del día 26 de marzo de 2017 a las 16:00 y para los 11 días de los que se disponen datos son los siguientes:

1-($m \cdot c_p \cdot \Delta T$ / contadores)	P 13-14	P 15-16- 17	P 18-19- 20	P 21-22- 23	P 24-25- 26	P 27- 28-29	P 30-31	TOTAL
15 MINUTOS	7.28%	5.27%	-0.93%	6.21%	4.64%	-8.02%	1.63%	2.59%
11 DIAS	-1.11%	-0.51%	-1.17%	-1.91%	-3.17%	-3.90%	0.17%	-1.71%

Tabla 14- Análisis sensores subestaciones fase 2 con balance de energía

De este análisis se deduce, que como el error cometido es mínimo, los sensores son válidos.

Aun así, para ver realmente el error en cada momento, se ha graficado el % de error cometido cada 15 minutos en las medidas de contadores frente a las medidas de $m \cdot c_p \cdot \Delta T$. Los errores cometidos en ciertas medidas son realmente significativos. Se ven en la siguiente gráfica:

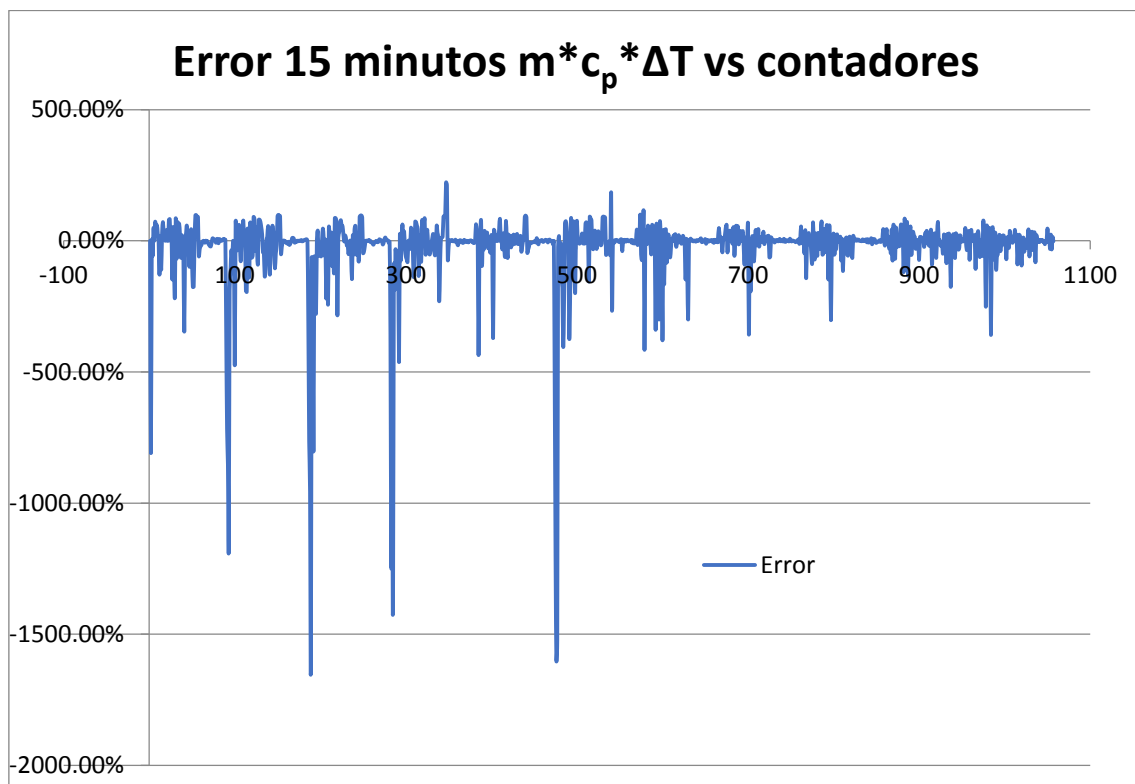


Gráfico 14-Error 15 minutos $m \cdot c_p \cdot \Delta T$ vs contadores fase 2

Con esto se quiere demostrar, que a pesar de tener notables errores en las medidas puntuales, haciendo un balance de los 11 días en este caso, los errores positivos y los negativos se acaban compensando, consiguiendo un error global de entorno al 1.5-2%.

Una de las diferencias existentes entre las subestaciones de la fase 1 y de la fase 2 reside en que en las de la fase 2 los contadores, y por tanto los caudalímetros, se encuentran en el secundario. Por tanto la comparación de los flujos que salen de la zona de la caldera de gas con los que llegan a las subestaciones es más compleja. Para ello, se supone un rendimiento unitario de los intercambiadores y se realiza el cálculo de dos maneras diferentes:

- I. Para la primera de ellas se realiza un balance considerando que tanto el intercambiador como los pequeños colectores colocados después hasta el consumo se ubican en la misma sala. De esta manera se hace un balance $m_1 \cdot c_p \cdot \Delta T_1$ (primario) vs $m_2 \cdot c_p \cdot \Delta T_2$ (secundario), en el cual la única incógnita es el caudal en el primario (m_1):

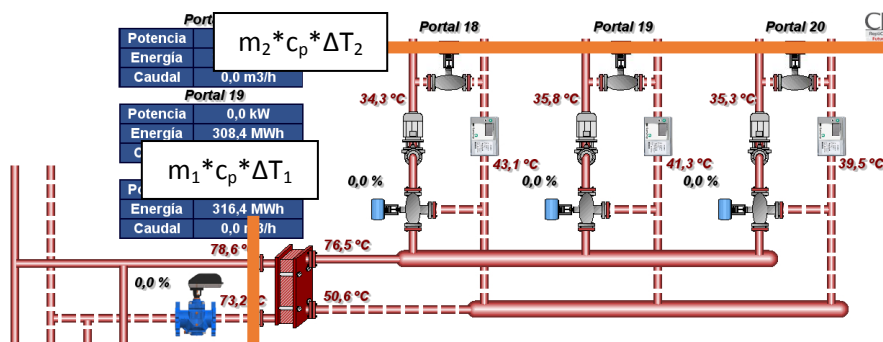


Ilustración 35- Método I cálculo caudal primario calefacción subestaciones fase 2

Realizando dicho cálculo, la variable calculada es m_1 , el caudal en el primario del intercambiador.

- II. La segunda es algo más compleja, ya que se realiza un balance tanto de masa como de energía en la válvula de tres vías que se encuentra en el secundario:

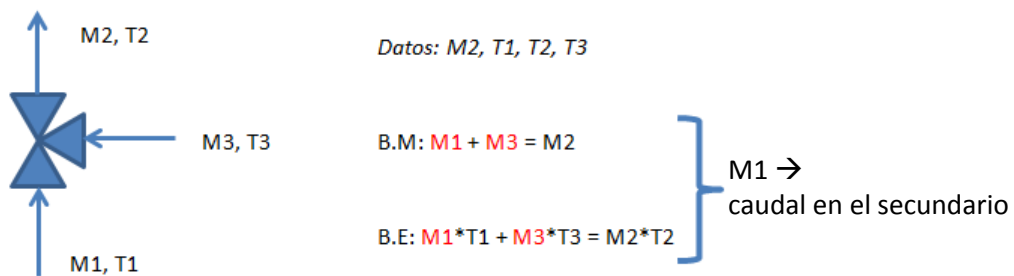


Ilustración 36- Método II cálculo caudal primario calefacción subestaciones fase 2

Mediante este balance se consigue calcular el flujo total existente en el secundario, y mediante un balance $m_1 \cdot c_p \cdot \Delta T_1$ vs $m_2 \cdot c_p \cdot \Delta T_2$, se consigue el caudal en el primario.

De esta manera se saca el caudal que circula por el primario del intercambiador, que sumado al que circula por el primario de ACS, en todos los portales, se debería obtener un valor similar al que mide el caudalímetro del contador EnCo5. Graficamos esta situación para ambos casos:

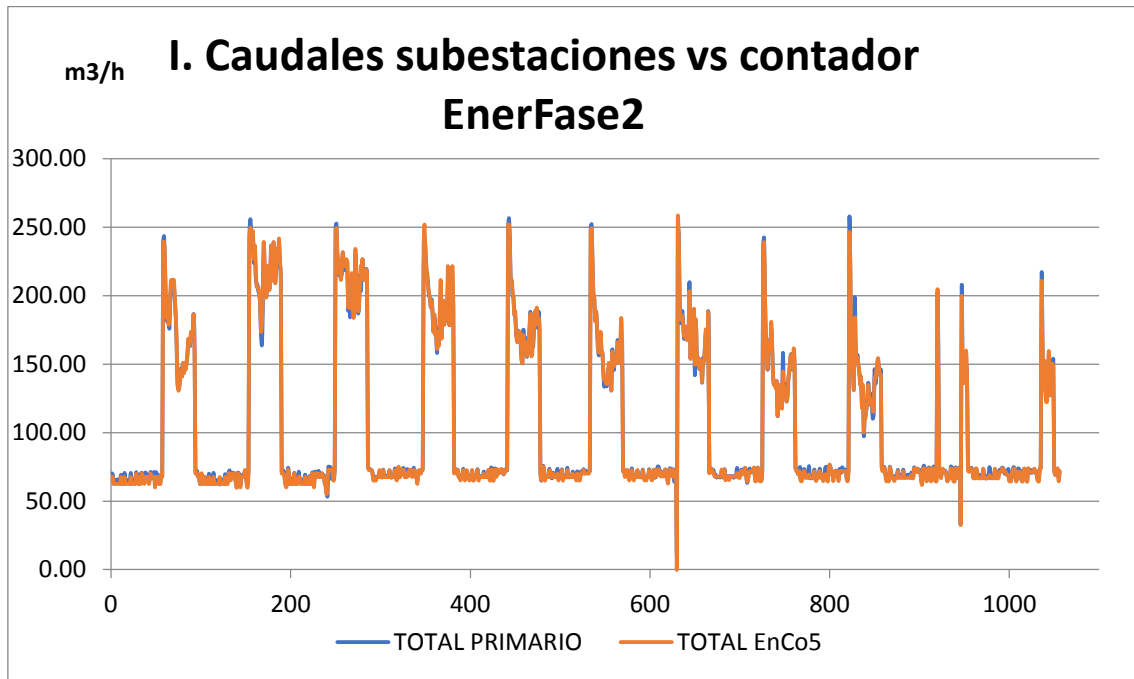


Gráfico 15- Caudal calefacción subestaciones fase 2 calculado con método I

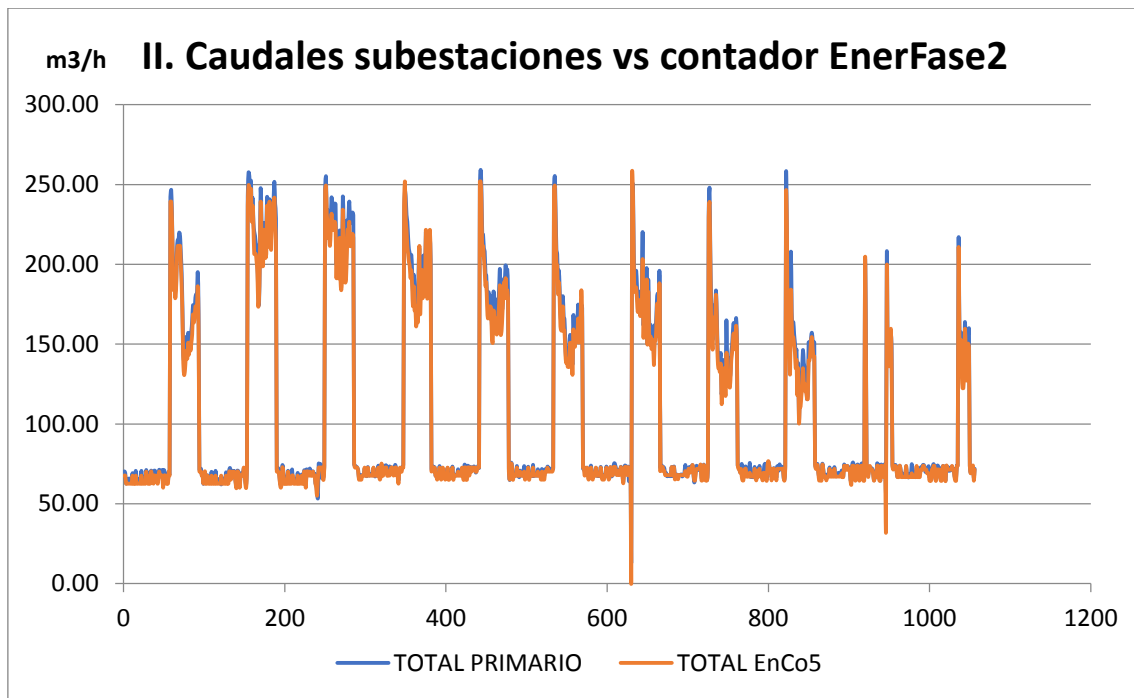


Gráfico 16- Caudal calefacción subestaciones fase 2 calculado con método II

Se observa que la tendencia seguida por el caudal es la correcta en cuanto a funcionamiento se refiere para ambos casos. Se puede asegurar que la comparación hecha con el primer método es más exacta porque las variables consideradas son menos, y por tanto el posible error cometido será menor, pero aun así mediante ambos métodos se consiguen unos caudales bastante precisos.

Finalmente, y para concluir el análisis de sensores de la fase 2, se ha observado un comportamiento a recalcar en la subestación de los portales 13-14. Analizando las temperaturas del intercambiador de calor, se puede comprobar que cuando la calefacción esta en modo OFF, la temperatura de retorno desde el consumo es entre 10 y 20 grados mayor que la de impulsión, mientras que cuando la calefacción esta en modo ON, la temperatura de impulsión es mayor que la de retorno. Lo observamos en la siguiente gráfica:

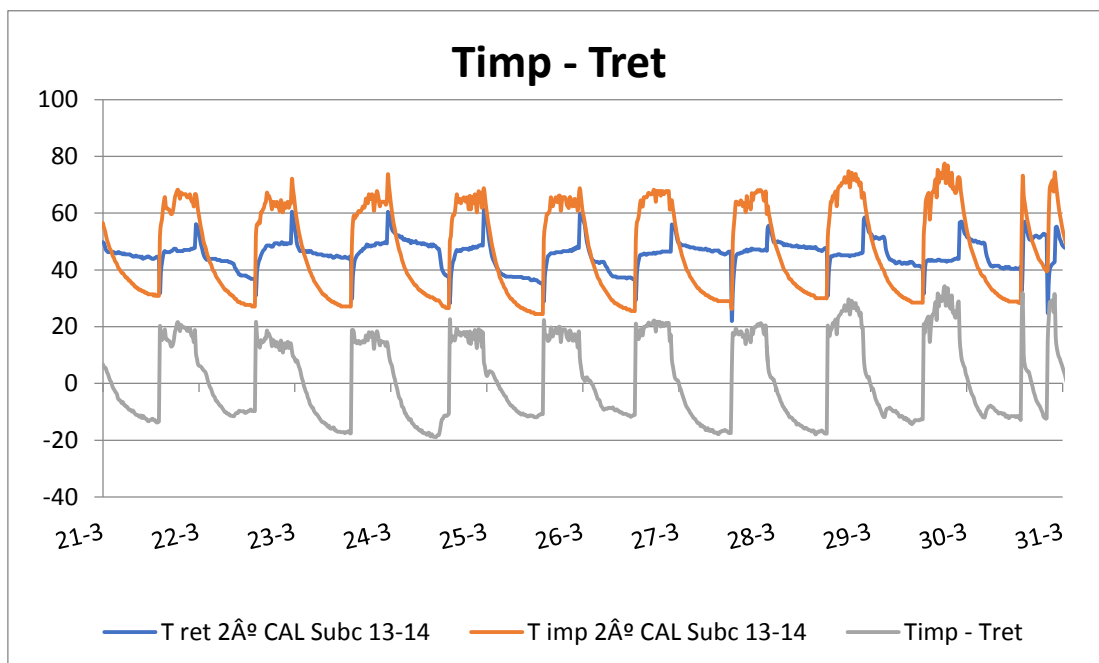


Gráfico 17- Temperaturas calefacción subestación 13-14 sin demanda

Esto es debido a que cuando la calefacción está OFF, no hay flujo circulando por las tuberías, el agua está estancada. Por tanto, esa agua se enfriará con el paso del tiempo, como se observa que cae la línea gris, a pesar de que las tuberías estén aisladas. En ese tramo del día, los sensores se ven influenciados por donde estén colocados, y podrán variar sus temperaturas por factores externos como corrientes de aire o cercanía al exterior, sin que el flujo interior contrarreste este hecho, como si lo hace cuando la instalación se encuentra en modo calefacción ON.

7.4. Balances de energía de los volúmenes de control de fase 1 y fase 2

Visto el análisis de sensores, se ha llegado a la conclusión de que las medidas más fiables a la hora de hacer balances de energía son las medidas de los contadores. Por ello, se ha dividido la instalación en 4 volúmenes de control, de manera que se compruebe el rendimiento de la instalación en base a las medidas de dichos contadores.

La separación de los volúmenes de control se puede observar en el Anexo 2.

Para el análisis de los volúmenes de control, tendremos que separarlos en dos casos: uno en los que solo analicemos VC1 y VC2, y otro en el que se analicen los cuatro volúmenes de control.

VC1: Calderas de biomasa y depósitos

VC2: fase 1

VC3: Calderas de GAS

VC4: fase 2

Para el primer caso se ha decidido separar los datos disponibles en 3 grupos: Invierno 2015-2016, Verano 2016, Invierno 2016-2017.

En el segundo caso, en el que dentro de los volúmenes de control habrá ciertas modificaciones que se explicaran más adelante, los datos analizados son: del 21 al 31 de marzo de 2017, abril 2017 y mayo 2017 (exceptuando la primera semana de la que no se disponen datos).

En las viviendas, la calefacción se apaga el 15 de mayo, por tanto se ha decidido considerar como invierno los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo y abril. Como la calefacción se vuelve a encender el día 1 de octubre, se ha decidido clasificar los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre como verano.

Una vez descargados los datos de la plataforma habilitada para ello (<http://simulationdataflowoutput-sp-cityfied.azurewebsites.net>) con las correspondientes credenciales de Tecnalia, se ha comprobado lo siguiente:

- En noviembre 2015 faltan un gran número de datos, por tanto, se ha decidido quitar dicho mes del balance de **invierno 2015-2016**, quedando dicho grupo compuesto por:

Diciembre 2015, enero 2016, febrero 2016, marzo 2016, abril 2016.

- En febrero 2016, faltan los datos de los domingos 7, 14 y 21 de mes.

- En enero 2017 faltan los datos correspondientes a la semana del 9 al 15, por tanto se ha decidido quitar dicho mes, ya que hay un salto de contadores que no es posible justificarlo.
- En febrero 2017 solo hay datos hasta el día 26, esto es, faltarían los dos últimos días. Como dicha situación no altera el avance de los contadores de energía, se ha considerado dicho mes como un mes de 26 días.
- A partir del 21 de marzo 2017 se tienen datos para analizar los cuatro volúmenes de control, por tanto el **invierno 2016-2017** queda de la siguiente manera:
Octubre 2016, noviembre 2016, diciembre 2016, febrero 2017 (únicamente los 26 primero días).
- Para el análisis de mayo 2017 falta la primera semana, por tanto se ha decidido no considerarla dentro de dicho análisis.

Como ya se ha comentado, para la fase 1 y la fase 2 (los cuatro volúmenes de control) únicamente disponemos datos a partir del día del 21 de marzo 2017, los datos anteriores únicamente contienen valores de los sensores correspondientes a la fase 1, exceptuando el EnCo5, que es el contador de energía correspondiente a la interconexión de las calderas de biomasa y depósitos de inercia con las calderas de gas y la fase 2. La fase 2 entró en funcionamiento en noviembre 2016, por tanto dicho contador EnCo5 solo tendrá influencia en el invierno 2016-2017.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

7.4.1. VC1 y VC2 para la FASE 1:

7.4.1.1. Invierno 2015-2016:

Primero se ha realizado el balance correspondiente al VC1, cuyo resultado se expone a continuación:

TOTAL CONTADORES	MWh		MWh	%
CONTADOR 1: CALDERA 1	670,30	CALDERAS TOTAL	2.963,15	22.62%
CONTADOR 2: CALDERA 2	1.150,04			38.81%
CONTADOR 3: CALDERA 3	1.142,81			38.57%
CONTADOR 4: FASE 1	2.884,69	FASES TOTAL	2.884,69	100.00%
CONTADOR 5: FASE 2	0,00			0.00%

Tabla 15- Balance energético respecto a contadores VC1 invierno 2015-16

BALANCE VC1	MWh	97.35%
Entrada	2.963,15	
Salida	2.884,69	
Pérdidas	78,46	

Tabla 16- Balance y rendimiento VC1 invierno 2015-16

Del análisis se observa que la caldera 1 es la que menos ha generado sobre el total, ya que es la que tiene menos potencia y además es la primera en apagarse en caso de no ser necesitada. Por otra parte, es importante aclarar que aun habiendo generado menos cantidad de energía, lo que se debería medir es el número de horas trabajadas, ya que la caldera 1 tiene una potencia de 950 kW y las calderas 2 y 3 tienen una potencia de 1.250 kW.

En cuanto al VC1, se obtiene un rendimiento notablemente alto, con unas pérdidas en todo el invierno de 78,46 MWh. También se ha realizado un estudio por subestaciones (las cuales constan de un contador de energía, un caudalímetro y un potenciómetro):

TOTAL SUBESTACIONES (kWh)						
SUBESTACIÓN	CAL			ACS		
	Contadores	Caudalímetros	Potenciómetros	Contadores	Caudalímetros	Potenciómetros
1	176.827,48	170.841,96	170.145,25	43.840,46	41.106,15	42.178,89
2	153.646,84	142.591,26	147.462,81	39.856,95	37.443,81	38.379,31
3	161.464,27	149.578,25	154.800,10	35.982,65	33.700,17	34.614,33
4	153.362,39	141.441,30	145.976,97	35.766,29	33.803,29	34.770,22
5	176.006,19	163.873,12	169.197,11	38.088,76	35.515,98	36.530,53
6	178.875,96	167.851,76	173.763,04	33.527,65	32.027,91	32.636,99
7	183.500,14	179.816,13	178.303,03	37.119,42	34.891,24	35.731,57
8	176.472,78	165.024,41	170.619,70	40.437,39	38.415,23	39.498,72
9	175.464,38	165.242,82	170.577,31	39.016,41	36.533,98	37.662,73
10	167.727,54	157.005,76	163.255,94	38.269,01	35.550,70	37.000,12
11	168.724,84	157.266,37	162.519,00	38.233,37	35.160,61	36.469,99
12	208.018,05	192.508,24	200.808,01	40.994,22	38.412,05	39.435,87
TOTAL	2.080.090,86	1.953.041,41	2.007.428,25	461.132,58	432.561,12	444.909,27

Tabla 17- Energía subestaciones fase 1 invierno 2015-16

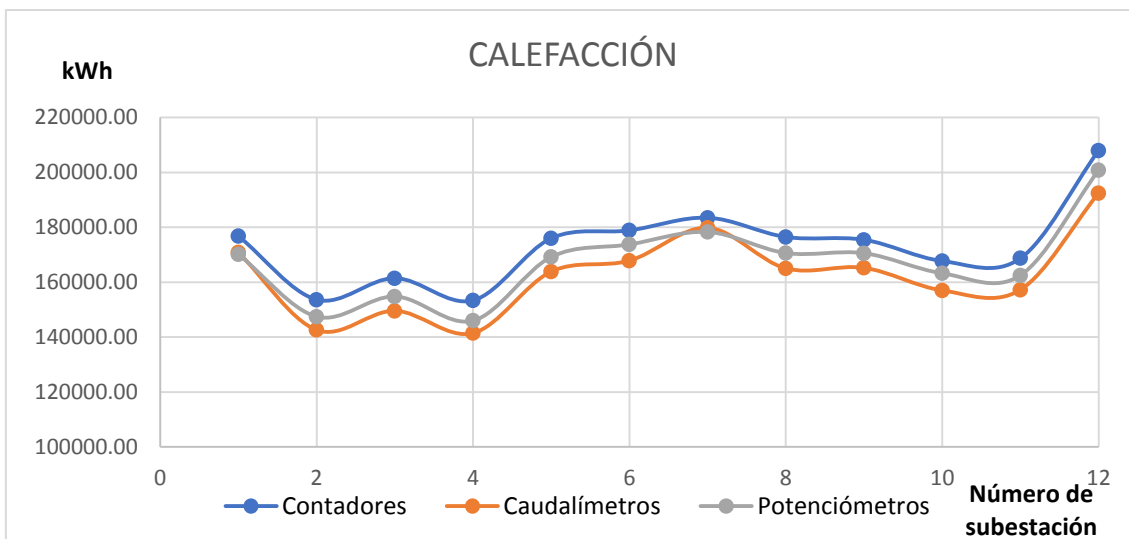


Gráfico 18- Calefacción subestaciones fase 1 invierno 2015-16

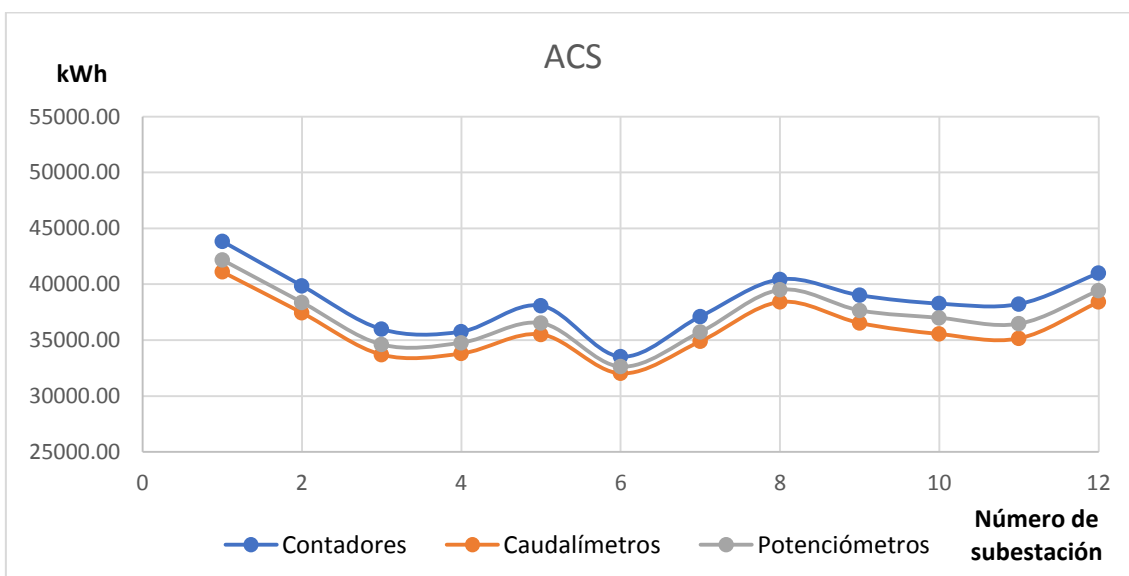


Gráfico 19- ACS subestaciones fase 1 invierno 2015-16

Como se ha explicado en apartados anteriores, tanto el contador de energía como el potenciómetro y el caudalímetro vienen integrados en el mismo aparato, que para las subestaciones de la fase 1 es de la marca Belimo.

En los contadores, como es de suponer, se encuentra la información directamente en unidades de energía, esto es, en kWh.

Para el caso del potenciómetro, se obtiene la potencia en kW, por tanto para pasarla a kWh es necesario multiplicar cada valor por 15/60, ya que cada dato viene proporcionado cada 15 minutos.

Finalmente, el caudalímetro se encarga de medir el caudal que circula en cada momento, por tanto, para pasar dicho caudal a unidades energéticas habrá que hacer $m \cdot c_p \cdot \Delta T$ para conseguir potencia, y después multiplicar este valor por 15/60 como en el caso del potenciómetro.

Analizando el global de las subestaciones en términos energéticos, se observa que tanto contadores como caudalímetros y potenciómetros siguen la misma tendencia, pero los contadores miden una energía ligeramente mayor (unos 6.500 kWh en diferencia con los caudalímetros y 3.700 kWh en diferencia con los potenciómetros) a lo largo de todo el invierno, como vemos en la tabla 18.

TOTAL		
SUBESTACIÓN	Conta. - cauda.	Conta. - poten.
1	4.359,91	4.171,91
2	6.734,36	3.830,83
3	7.084,25	4.016,24
4	6.942,04	4.190,75
5	7.352,92	4.183,66
6	6.261,97	3.001,79
7	2.956,10	3.292,48
8	6.735,27	3.395,88
9	6.351,99	3.120,38
10	6.720,04	2.870,25
11	7.265,61	3.984,61
12	9.045,99	4.384,19
TOTAL	77.810,46	44.442,96
MEDIA	6.484,20	3.703,58

Tabla 18- Contadores vs caudalímetros/potenciómetros en las subestaciones de fase 1

Analizando los datos, se observa que en todos los meses estas diferencias son prácticamente nulas, menos en el mes de febrero de 2016. En dicho mes, las diferencias se asemejan a las totales recogidas en la tabla, y es debido a que al sacar los datos de la plataforma faltan los datos correspondientes a los tres primeros domingos de mes, esto es, los días 7, 14 y 21, como ya se ha comentado anteriormente. Del día anterior al día siguiente el contador sigue avanzando y refleja la subida correspondiente a un día aun no dando los valores intermedios,

pero como ni los caudalímetros ni los potenciómetros disponen tampoco de valores intermedios, esa energía no podrá ser calculada y será la diferencia reflejada arriba.

Con estos valores, se ha sacado los rendimientos de cada uno de los tres sensores de las subestaciones en base a los contadores de las calderas de biomasa y los contadores que van a las fases 1 y 2. También se ha obtenido el rendimiento del VC2:

RENDIMIENTOS	
EnCo4/EnCo1,2,3	97.35%
Contadores/ EnCo1,2,3	85.76%
Caudalímetros/ EnCo1,2,3	80.51%
Potenciómetros/ EnCo1,2,3	82.76%
Contadores/ EnCo4	88.09%
Caudalímetros/ EnCo4	82.70%
Potenciómetros/ EnCo4	85.01%

Tabla 19- Rendimientos entre generación y consumo en fase 1

BALANCE VC2	MWh	
Entrada	2.884,69	88.09%
Salida	2.541,22	
Pérdidas	343,47	

Tabla 20- Balance y rendimientos VC2 invierno 2015-16

La diferencia entre caudalímetros y potenciómetros con los contadores explicada líneas más arriba, viene reflejada en la tabla 19 en términos porcentuales. Se observa un porcentaje de rendimiento menor en relación a las calderas y a la fase 1. El dato al que le daremos veracidad será el de los contadores, ya que es el único que refleja la energía consumida en esos 3 días que faltan.

En cuanto al VC2, el rendimiento sigue siendo bueno, aunque inferior al conseguido en la parte de generación. Esas pérdidas serán debidas tanto a los errores de medida de sensores como a falta de aislamiento del fluido (agua). VC1 permanece todo en la misma sala de calderas, mientras que el VC2 tiene mayores dimensiones, cada contador está en cada subestación de los portales. La distancia entre subestaciones es grande, y esto implica un mayor número de tuberías y en consecuencia, mayores pérdidas como se ha comentado anteriormente.

7.4.1.2. Verano 2016:

Primero se ha realizado el balance correspondiente al VC1, cuyo resultado se expone a continuación:

TOTAL CONTADORES	MWh		MWh	%
CONTADOR 1: CALDERA 1	279,71	CALDERAS TOTAL	557,8	50.15%
CONTADOR 2: CALDERA 2	46,74			8.38%
CONTADOR 3: CALDERA 3	231,35			41.48%
CONTADOR 4: FASE 1	518,50	FASES TOTAL	518,5	100.00%
CONTADOR 5: FASE 2	0,00			0.00%

Tabla 21- Balance energético respecto a contadores VC1 verano 2016

BALANCE VC1	MWh	
Entrada	557,8	92.95%
Salida	518,5	
Pérdidas	39,3	

Tabla 22- Balance y rendimiento VC1 verano 2016

Se observa que la caldera 2 es la que menos energía ha generado con diferencia. Las calderas 1 y 3 aportaron energía aproximadamente en la misma cantidad. Esto es debido a que en verano, no hace falta tener las dos calderas de mayor potencia encendidas al mismo tiempo, por tanto, con la caldera 1 y la caldera 3 nos valdría.

El rendimiento del VC1 es alto aunque las pérdidas no son despreciables y podrían reducirse con un mejor control de funcionamiento de las calderas.

También se ha realizado un estudio por subestaciones (las cuales constan de un contador de energía, un caudalímetro y un potenciómetro):

TOTAL SUBESTACIONES (kWh)						
SUBESTACIÓN	CAL			ACS		
	Contadores	Caudalímetros	Potenciómetros	Contadores	Caudalímetros	Potenciómetros
1	5.032,11	5.215,05	5.146,56	24.151,18	22.820,26	23.437,13
2	4.233,65	4.119,91	4.230,90	22.026,62	21.181,46	21.837,50
3	4.663,47	4.560,95	4.655,28	19.773,68	18.833,69	19.455,89
4	4.397,47	4.252,91	4.374,15	20.864,84	20.293,48	20.929,52
5	5.095,94	4.914,14	5.050,50	20.850,54	20.047,09	20.606,21
6	5.231,25	5.088,13	5.214,55	19.798,46	18.650,77	19.218,86
7	5.479,85	5.514,56	5.475,31	20.004,98	18.868,05	19.503,05
8	5.175,34	4.932,83	5.121,00	22.356,25	21.384,36	21.981,63
9	4.421,40	4.310,72	4.415,98	23.539,47	22.831,68	23.570,82
10	4.751,78	4.516,91	4.641,95	23.754,85	22.741,45	23.358,08
11	2.941,97	2.774,89	2.848,59	21.025,55	19.996,91	20.483,47
12	6.251,50	5.999,44	6.185,11	23.178,79	22.008,99	22.457,68
TOTAL	57.675,73	56.200,45	57.359,87	261.325,21	249.658,19	256.839,82

Tabla 23- Energía subestaciones fase 1 verano 2016

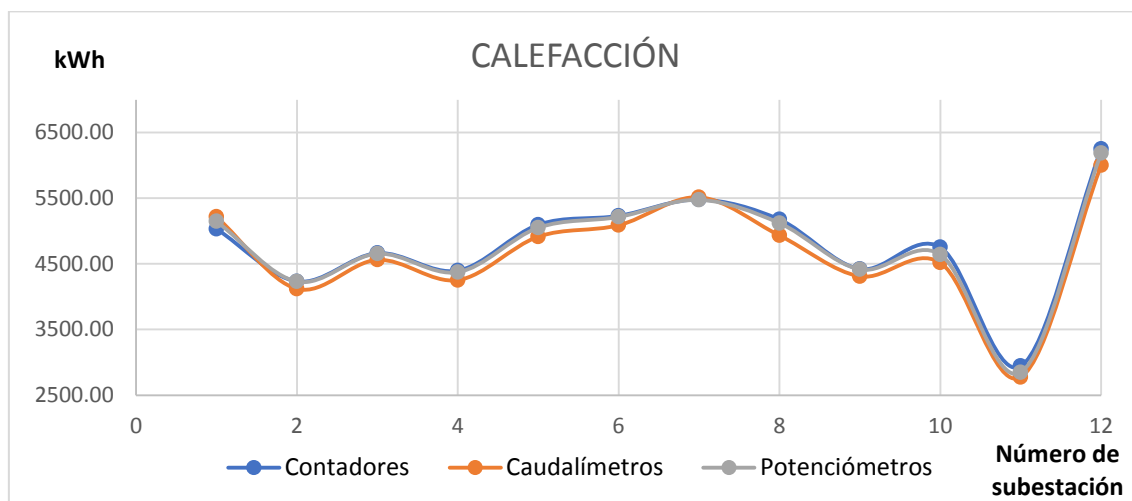


Gráfico 20- Calefacción subestaciones fase 1 verano 2016

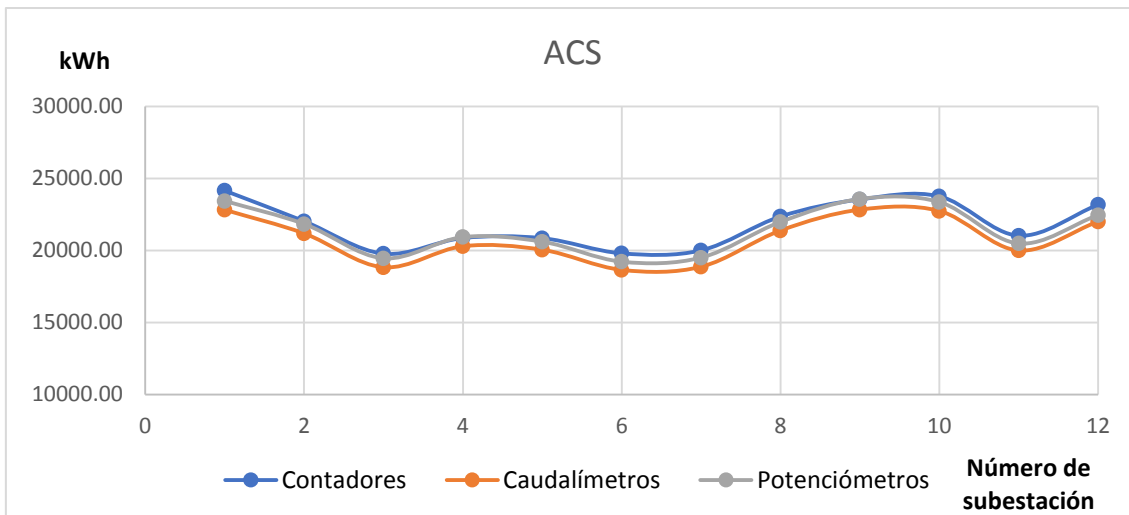


Gráfico 21- ACS subestaciones fase 1 verano 2016

De este análisis se deduce que tanto los contadores de energía como los caudalímetros y potenciómetros dan valores muy aproximados de energía en el primario de las subestaciones de la fase 1, por tanto se deduce que los datos volcados de la plataforma son correctos.

Con estos valores, se ha sacado los rendimientos de cada una de las energías medidas por los contadores, potenciómetros y caudalímetros de las subestaciones de la fase 1 en base a los contadores EnCo1, EnCo2 y EnCo3 de las calderas de biomasa y el contador EnCo4. También se ha obtenido el rendimiento del VC2, que será el que compare EnCo4 y los contadores de las tres calderas:

RENDIMIENTOS	
EnCo4/EnCo1,2,3	92.95%
Contadores/ EnCo1,2,3	57.19%
Caudalímetros/ EnCo1,2,3	54.83%
Potenciómetros/ EnCo1,2,3	56.33%
Contadores/ EnCo4	61.52%
Caudalímetros/ EnCo4	58.99%
Potenciómetros/ EnCo4	60.60%

Tabla 24- Rendimientos entre generación y consumo fase 1

BALANCE VC2	MWh	61.52%
Entrada	518,5	
Salida	319,00	
Pérdidas	199,50	

Tabla 25- Balance y rendimiento VC2 verano 2016

Se observan unos rendimientos muy bajos en esta época del año. Esto es debido a que en verano el anillo térmico de la fase 1 se mantiene caliente y en marcha aunque en las subestaciones no estén consumiendo energía, únicamente por necesidad de que alguno de los usuarios necesite un aporte puntual de energía en dicho momento del día.

Por tanto, esta situación es muy mejorable, haciendo que las bombas funcionen con un caudal menor. A pesar de ser modulantes, el límite inferior es mayor a las necesidades del anillo. A continuación se observa las curvas características de las bombas utilizadas en este tramo de la instalación, donde se observa el límite de Qmin:

2-pole

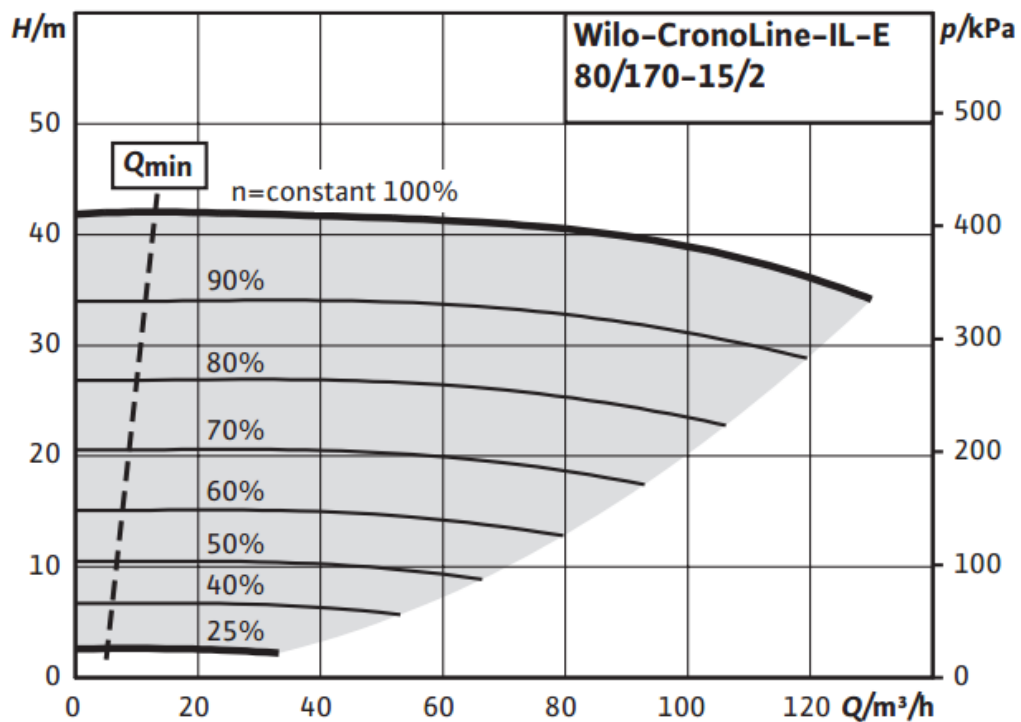


Gráfico 22- Curvas características de bombas impulsión a fase 1

$$\Delta P(m) = -0,0007 \cdot Q(m^3/h)^2 + 0,0361 \cdot \left(\frac{\%Bomba}{100}\right) \cdot Q(m^3/h) + 41,608 \cdot \left(\frac{\%Bomba}{100}\right)^2 \quad (4)$$

7.4.1.3. Invierno 2016-2017:

Primero se ha realizado el balance correspondiente al VC1, cuyo resultado se expone a continuación:

TOTAL CONTADORES	MWh		MWh	%
CONTADOR 1: CALDERA 1	882,82	CALDERAS TOTAL	3.465,18	25.48%
CONTADOR 2: CALDERA 2	1.288,57			37.19%
CONTADOR 3: CALDERA 3	1.293,79			37.34%
CONTADOR 4: FASE 1	1.722,10	FASES TOTAL	3.493,21	49.30%
CONTADOR 5: FASE 2	1.771,11			50.70%

Tabla 26- Balance energético respecto a contadores VC1 invierno 2016-17

BALANCE VC1	MWh	
Entrada	3.465,18	100.81%
Salida	3.493,21	
Pérdidas	-28,03	

Tabla 27- Balance y rendimiento VC1 invierno 2016-17

Como se puede observar en la tabla 27, el rendimiento del VC1 es mayor al 100%. Se podría pensar que es energía acumulada en los depósitos de inercia, pero es demasiada energía para estar acumulada en dichos almacenamientos. Después de preguntar a Veolia, empresa

directora de la instalación, se concluyó que es debido a una inversión del sentido del flujo por la interconexión, que aporta un extra de energía a VC1 en contadas ocasiones. En la siguiente imagen se observa la parte de la instalación correspondiente a la interconexión:

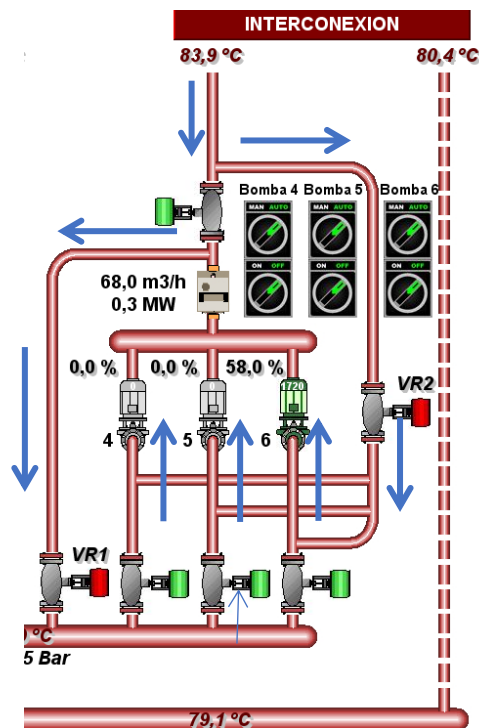


Ilustración 37- Inversión del flujo desde calderas de gas a fase 1

Cuando las calderas de gas generan suficiente energía para abastecer a la fase 2, la energía sobrante se entrega a la fase 1 por medio de la interconexion. Como las bombas 4, 5 y 6 siempre impulsan en el mismo sentido, se cerraran las válvulas abiertas en la imagen (en verde), y se abriran VR1 y VR2, de manera que el fluido circule por ellas entrando a través de lo que en funcionamiento normal sería el conducto de

impulsión. El fluido recorrerá el camino marcado por las flechas en la ilustración 37. En este caso es imposible calcular la cantidad aportada porque aun no tenemos datos sobre las calderas de gas.

También se ha realizado un estudio por subestaciones (las cuales constan de un contador de energía, un caudalímetro y un potenciómetro):

TOTAL SUBESTACIONES (kWh)						
SUBESTACIÓN	CAL			ACS		
	Contadores	Caudalímetros	Potenciómetros	Contadores	Caudalímetros	Potenciómetros
1	94.548,64	93.626,31	93.410,72	29.707,42	28.312,49	29.017,30
2	95.374,47	91.370,88	94.120,68	28.428,39	27.819,81	28.319,65
3	99.936,57	95.494,20	98.707,50	25.146,79	24.080,81	24.776,54
4	90.338,44	86.627,59	89.252,71	26.202,81	25.186,19	25.785,20
5	93.737,50	90.052,97	92.807,01	26.415,24	25.266,37	25.874,47
6	91.479,22	87.370,76	90.208,11	25.505,24	24.316,73	25.072,04
7	100.205,55	101.772,20	99.312,92	24.975,11	24.109,98	24.556,59
8	104.386,66	100.454,66	103.471,72	28.185,14	26.653,58	27.358,33
9	92.727,87	88.725,46	91.429,79	30.071,41	28.707,18	29.251,41
10	90.130,34	85.910,04	88.620,78	27.625,62	26.384,60	27.067,62
11	86.197,86	82.252,61	84.800,43	24.814,66	23.929,70	24.498,01
12	109.081,07	104.220,11	107.485,44	27.547,92	26.200,60	26.787,44
TOTAL	1.148.144,19	1.107.877,80	1.133.627,79	324.625,75	310.968,03	318.364,58

Tabla 28- Energía subestaciones fase 1 invierno 2016-17

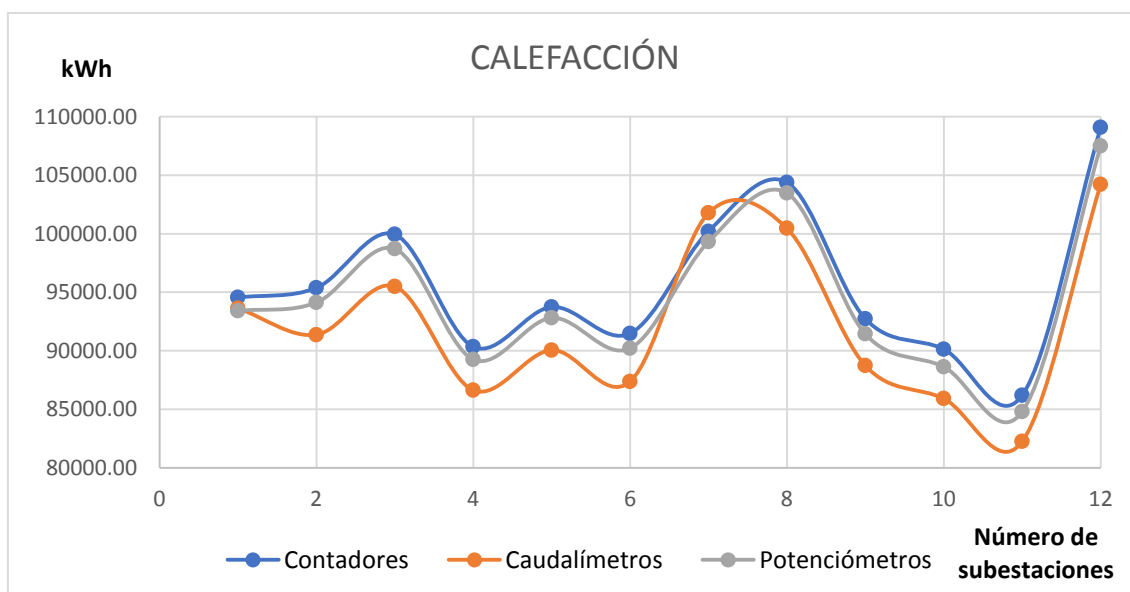


Gráfico 23- Calefacción subestaciones fase 1 invierno 2016-17

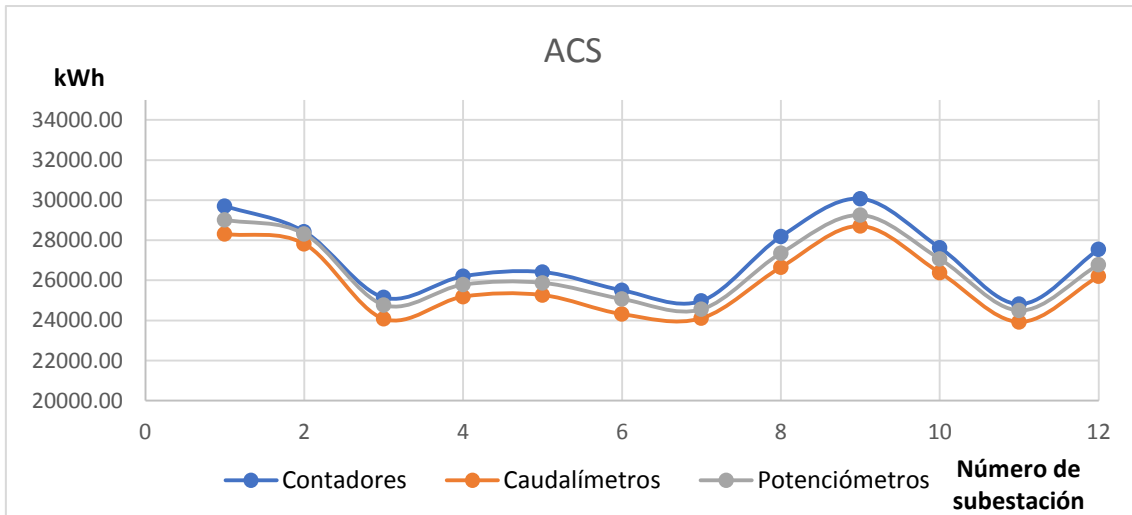


Gráfico 24- ACS subestaciones fase 1 invierno 2016-17

Con estos valores, se ha sacado los rendimientos de cada una de las energías medidas por los contadores, potenciómetros y caudalímetros de las subestaciones de la fase 1 en base a los contadores EnCo1, EnCo2 y EnCo3 de las calderas de biomasa y el contador EnCo4. También se ha obtenido el rendimiento del VC2, que será el que compare EnCo4 y los contadores de las tres calderas:

RENDIMIENTOS	
EnCo4/EnCo1,2,3	100.81%
Contadores/ EnCo1,2,3	42.50%
Caudalímetros/ EnCo1,2,3	40.95%
Potenciómetros/ EnCo1,2,3	41.90%
Contadores/ EnCo4	85.52%
Caudalímetros/ EnCo4	82.39%
Potenciómetros/ EnCo4	84.32%

Tabla 29- Rendimientos entre generación y consumo fase 1

BALANCE VC2	MWh	72.75%
Entrada	3.493,21	
Salida	2.541,22	
Pérdidas	951,99	

Tabla 30- Balance y rendimiento VC2 invierno 2016-17

Los rendimientos entre contadores, caudalímetros y potenciómetros de la fase 1 en comparación con las calderas han bajado notablemente respecto al anterior invierno, ya que

en octubre 2016 entra en funcionamiento la fase 2, por tanto parte de la energía generada en calderas se dirige a la fase 2.

Además, el rendimiento global del VC2 es muy bajo comparado con el del invierno anterior (72,75% comparado con el 88,09% del invierno 2015-2016). Analizando los datos en profundidad, se observa que es el mes de octubre 2016 el que hace que dicho rendimiento baje tanto. En ese mes, el consumo de calefacción es mínimo, tan solo hay calefacción en un periodo corto de 5 o 6 horas durante únicamente 5 o 6 días en todo el mes. Por ello los consumos de calefacción en octubre 2016 son una décima parte de los del resto de los meses, y la generación en calderas únicamente se reduce a la mitad o un tercio.

Para observar esta situación se aportan los datos correspondientes a octubre 2016 y a diciembre 2016, de manera que se puedan observar las diferencias descritas:

➤ *Octubre 2016:*

TOTAL CONTADORES	MWh		MWh
CONTADOR 1: CALDERA 1	95.54	CALDERAS TOTAL	469.51
CONTADOR 2: CALDERA 2	202.59		
CONTADOR 3: CALDERA 3	171.38		
CONTADOR 4: FASE 1	154.20	FASES TOTAL	461.59
CONTADOR 5: FASE 2	307.39		

Tabla 31- Balance de energía respecto a contadores VC1 octubre 2016

TOTAL SUBESTACIONES (kWh)						
SUBESTACIÓN	CAL			ACS		
	Contadores	Caudalímetros	Potenciómetros	Contadores	Caudalímetros	Potenciómetros
1	3.581,44	3.655,10	3.613,18	6.295,12	5.888,55	6.063,69
2	3.039,22	2.985,96	3.057,99	5.935,81	5.759,92	5.913,50
3	3.169,28	3.061,77	3.130,87	5.091,54	4.943,83	5.056,73
4	2.785,78	2.706,82	2.771,08	5.521,46	5.360,09	5.447,28
5	3.569,97	3.489,13	3.588,75	5.233,00	5.009,35	5.174,17
6	3.611,50	3.544,23	3.635,73	5.366,43	5.186,81	5.327,05
7	3.923,22	4.003,66	3.973,45	5.333,48	5.115,47	5.244,70
8	3.324,10	3.235,39	3.318,98	5.924,86	5.578,40	5.674,61
9	992,72	995,62	999,16	6.489,44	6.232,33	6.394,15
10	2.777,37	2.714,45	2.788,42	6.313,06	6.040,01	6.209,92
11	1.936,81	1.869,10	1.911,81	5.126,29	4.988,06	5.095,52
12	4.452,44	4.258,99	4.441,67	5.887,44	5.465,46	5.603,50
TOTAL	37.163,85	36.520,21	37.231,06	68.517,93	65.568,28	67.204,81

Tabla 32- Energía subestaciones fase 1 en octubre 2016

RENDIMIENTOS	
EnCo4/EnCo1,2,3	98.31%
Contadores/ EnCo1,2,3	22.51%
Caudalímetros/ EnCo1,2,3	21.74%
Potenciómetros/ EnCo1,2,3	22.24%
Contadores/ EnCo4	68.54%
Caudalímetros/ EnCo4	66.21%
Potenciómetros/ EnCo4	67.73%

Tabla 33- Rendimientos entre generación y consumo fase 1 en octubre 2016

➤ Diciembre 2016:

TOTAL CONTADORES	MWh	CALDERAS TOTAL	MWh
CONTADOR 1: CALDERA 1	280,11		1.145,8
CONTADOR 2: CALDERA 2	427,35		
CONTADOR 3: CALDERA 3	438,34		
CONTADOR 4: FASE 1	611,70	FASES TOTAL	1.171,91
CONTADOR 5: FASE 2	560,21		

Tabla 34- Balance de energía respecto contadores VC1 diciembre 2016

TOTAL SUBESTACIONES (kWh)						
	CAL			ACS		
SUBESTACIÓN	Contadores	Caudalímetros	Potenciómetros	Contadores	Caudalímetros	Potenciómetros
1	36.740,43	36.231,18	36.249,34	8.767,60	8.424,87	8.604,94
2	37.115,87	35.630,12	36.635,90	8.391,44	8.419,67	8.536,08
3	38.267,00	36.545,83	37.832,28	7.557,12	7.246,80	7.495,91
4	34.332,50	33.020,44	33.955,78	7.866,59	7.523,72	7.683,38
5	36.181,37	34.879,11	35.858,83	8.014,44	7.545,19	7.720,06
6	35.039,37	33.608,10	34.588,90	7.578,73	7.285,46	7.456,07
7	38.141,71	38.381,66	37.967,38	7.235,74	7.046,92	7.173,82
8	40.125,68	38.785,44	39.856,93	8.220,00	7.741,32	7.924,36
9	36.347,37	34.946,27	35.953,01	8.781,84	8.283,52	8.406,81
10	34.851,75	33.373,30	34.366,71	7.929,00	7.509,46	7.746,42
11	33.471,40	32.019,78	33.042,06	7.271,66	7.119,12	7.268,90
12	41.293,00	39.654,44	40.812,79	8.147,19	7.817,55	8.000,24
TOTAL	441.907,45	427.075,67	437.119,91	95.761,35	91.963,58	94.016,98

Tabla 35- Energía subestaciones fase 1 en diciembre 2016

RENDIMIENTOS	
EnCo4/EnCo1,2,3	102.28%
Contadores/ EnCo1,2,3	46.93%
Caudalímetros/ EnCo1,2,3	45.30%
Potenciómetros/ EnCo1,2,3	46.36%
Contadores/ EnCo4	87.90%
Caudalímetros/ EnCo4	84.85%
Potenciómetros/ EnCo4	86.83%

Tabla 36- Rendimientos entre generación y consumo fase 1 en diciembre 2016

Como conclusión, se deduce que se podría reducir la energía generada en calderas en el mes de octubre cuando la calefacción funciona intermitentemente, para tan poco consumo en subestaciones.

7.4.2. VC1, VC2, VC3 y VC4 para la fase 1 y la fase 2

7.4.2.1. Del 21 al 31 de marzo de 2017:

Para este periodo de tiempo, como ya se ha comentado, se tienen aproximadamente todos los datos de la instalación (a excepción de T1S1AcsRet, T1S3AcsRet y EnerS9Cal), mediante los cuales se han podido cerrar balances de los 4 volúmenes de control en cuanto a contadores se refiere. Se han contabilizado los avances de todos los contadores presentes en la instalación, con sus porcentajes de energía aportada respecto al total de la zona. Para las fases 1 y 2, se han analizado subestaciones y portales por separado y luego se han sumado. Se han obtenido los siguientes resultados:

Subestaciones	Cal	ACS
	MWh	MWh
1	9,61	2,65
2	9,56	2,53
3	10,92	2,31
4	9,63	2,56
5	9,87	2,56
6	9,61	2,31
7	10,88	2,23
8	10,69	2,95
9	9,61	2,82
10	9,58	2,43
11	9,44	2,36
12	10,21	2,57
Total subestaciones	119,63	30,28
Total	149,91	

Subestaciones	Cal	ACS
	MWh	MWh
13-14	37,36	7,54
15-16-17	55,30	10,20
18-19-20	47,69	10,50
21-22-23	51,65	9,84
24-25-26	42,57	8,84
27-28-29	41,92	8,81
30-31	26,51	6,11
Total subestaciones	303,00	61,84
Total	364,84	

Tabla 37- Consumos subestaciones fase 1 y fase 2 21 al 31 de marzo 2017

CONTADOR	MWh		MWh	% Respecto al total
EnCo1	91,85	CALDERAS TOTAL	325,28	28.24%
EnCo2	121,99			37.50%
EnCo3	111,44			34.26%
EnCo4	176,3	FASES TOTAL	327,46	53.84%
EnCo5	151,16			46.16%
Ener Cont Gas	231,7	TOTAL	611,3	
Ener Fase 2	379,6			
Σ Contadores FASE 1	149,91	TOTAL	514,75	29.12%
Σ Contadores FASE 2	364,84			70.88%

Tabla 38- Contadores instalación completa 21 al 31 de marzo 2017

Como ya se ha comentado, se observa que, para el valor de la energía consumida medida por los contadores de la fase 1 (dato en rojo en la tabla), falta la medida del contador de calefacción de la subestación 9 (EnerS9Cal). Para contabilizar dicha energía y poder cerrar el balance con mayor precisión, se ha supuesto un incremento de dicho contador igual al incremento del mismo contador para la subestación 6, ya que tienen la misma orientación y el mismo número de fachadas protegidas por otros edificios. También podría estimarse dicho valor de la subestación 9 como la media de las otras 11 subestaciones, ya que todas están alrededor de los 10 MWh. De esta manera, y como se observa a continuación en el cálculo de los rendimientos de los volúmenes de control, el rendimiento de VC2 asciende a un 85.03%, un valor mucho más razonable frente al 79% obtenido con contabilizar el contador del que no se disponían datos.

Los resultados para los volúmenes de control son los siguientes:

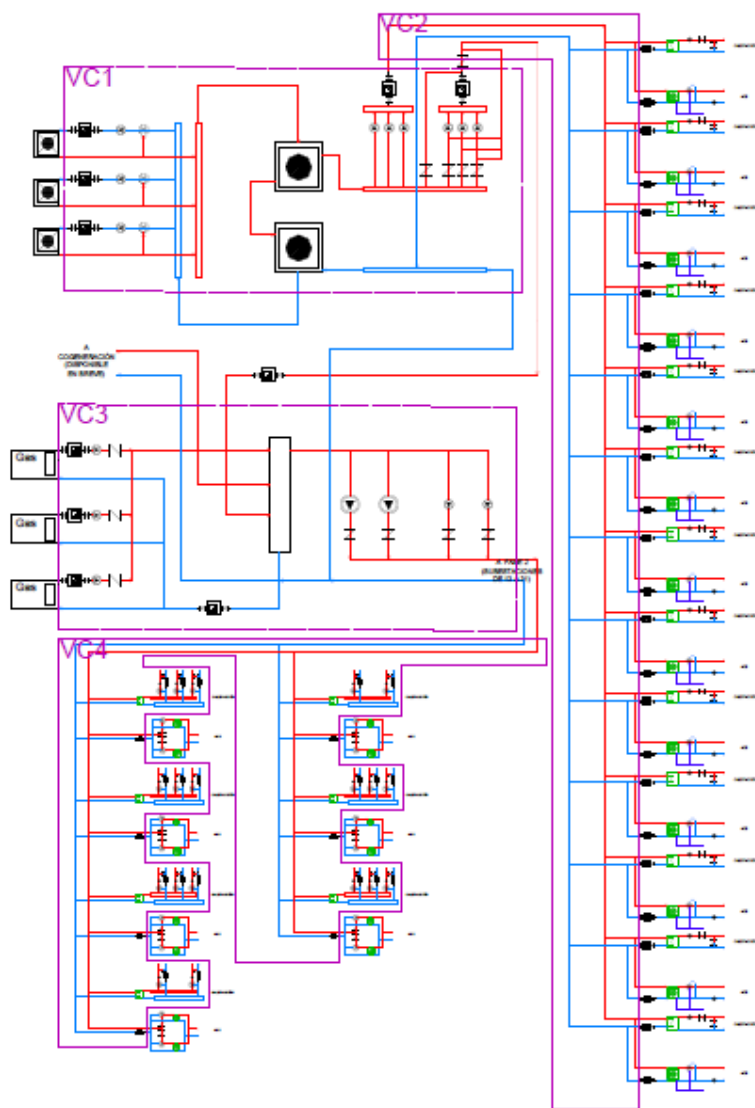
CONTADORES	Perd+Acumu	Rendimiento
	MWh	%
Balance 0	42,23	92.42%
Balance 1 sin	-2,18	100.67%
Balance 1 con	2,62	99.21%
Balance 2	26,39	85.03%
Balance 3 sin	3,26	99.15%
Balance 3 con	-1,54	100.41%
Balance 4	14,76	96.11%

Tabla 39- Pérdidas/acumulación y rendimientos VC según contadores 21 al 31 de marzo 2017

Como se observa, para los volúmenes de control 1 y 3 se tenían rendimientos mayores al 100%. Como se ha explicado en el apartado *Invierno 2016-2017*, en un principio se pensó que las pérdidas eran menores que la incertidumbre de medida de los contadores, que según se vio en el Datasheet de los sensores de temperatura de los contadores utilizados podía llegar al 0,1°C de incertidumbre. Pero era un valor de energía muy grande para dicha incertidumbre, por tanto se procedió a analizar si existía una contribución de energía de las calderas de gas a la fase 1. Por ello, para los volúmenes de control 1 y 3 se han considerado dos situaciones:

- **Sin considerar** que existe un aporte de energía de las calderas de gas a la fase 1 cuando la demanda de la fase 2 ya está cubierta y hay energía generada sobrante.
- **Considerando** que existe un aporte de energía de las calderas de gas a la fase 1 cuando la demanda de la fase 2 ya está cubierta y hay energía generada sobrante.

Se han agrupado los volúmenes de control en los siguientes balances:



- Balance 0 = VC1+VC2+VC3+VC4*
- Balance 1 = VC1*
- Balance 2 = VC2*
- Balance 3 = VC3*
- Balance 4 = VC4*

Ilustración 38- Esquema de volúmenes de control

Balance 0: Balance general de generación vs consumo

$$\text{EnCo1} + \text{EnCo2} + \text{EnCo3} - \text{Pérdidas} - \text{Acumulado} + \text{EnerContGas} = \sum \text{Contadoresfase1} + \sum \text{Contadoresfase2}$$

Balance 1 sin: Calderas de biomasa y depósitos sin aporte de gas a la Fase 1

$$\text{EnCo1} + \text{EnCo2} + \text{EnCo3} = \text{Acumulación en depósitos de inercia} + \text{Pérdidas} + \text{EnCo4} + \text{EnCo5}$$

Balance 1 con: Calderas de biomasa y depósitos con aporte de gas a la Fase 1 (REAL)

$$\text{EnCo1} + \text{EnCo2} + \text{EnCo3} + \sum |(\text{EnerContGas} - \text{EnerFase2})| = \text{Acumulación en depósitos de inercia} + \text{Pérdidas} + \text{EnCo4} + \text{EnCo5} - \sum |(\text{EnerContGas} - \text{EnerFase2})|$$

Balance 2: Fase 1

$$\text{EnCo4} = \sum \text{Contadoresfase1} + \text{Pérdidas}$$

Balance 3 sin: Calderas de gas sin aporte de gas a la Fase 1

$$\text{EnCo5} + \text{EnerContGas} = \text{EnerFase2} + \text{Pérdidas}$$

Balance 3 con: Calderas de gas con aporte de gas a la Fase 1 (REAL)

$$(\text{EnCo5} - \sum |(\text{EnerContGas} - \text{EnCoFase2})|) + (\text{EnerContGas} - \sum |(\text{EnerContGas} - \text{EnerFase2})|) = \text{EnerFase2} + \text{Pérdidas}$$

Balance 4: Fase 2

$$\text{EnerFase2} = \sum \text{Contadoresfase2} + \text{Pérdidas}$$

El término $\sum |(\text{EnerContGas} - \text{EnerFase2})|$ nos expresa la cantidad de energía que se aporta a la Fase 1 desde las calderas de gas, y tiene un valor de:

$$\sum |(\text{EnerContGas} - \text{EnerFase2})| = 2.4 \text{ MWh}$$

Se calcula la acumulación en depósitos de inercia para el VC1:

$$\text{Acumulado} = V \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{\text{final}} - T_{\text{inicial}}) \quad (5)$$

Para las temperaturas se utilizan las temperaturas medidas a la salida superior del depósito 1, esto es, la temperatura medida por EnCo4 ($T_{\text{impContFase1}}$). Esta temperatura valdrá $T=85.24$ °C en la última medida del día 31 y $T=83.3$ °C en la primera medida del día 21. Esto nos indica que se ha realizado acumulación:

Acumulado = (25.000 l) * (1 kg/l) * (4,19 kJ/kg*K) * (85,24 – 83,3) / (3.600 *1.000)= **0,0564 MWh**

Por tanto, las pérdidas serán:

Pérdidas = 2,62 MWh – Acumulado = **2,5636 MWh**

Por otra parte se dispone de un VC3 mayor que 100%, con lo que se confirma que hay momentos en que le sobra energía y debe entregarla.

Además, también se puede observar las grandes diferencias entre los rendimientos de VC2, que corresponde a la fase 1, y VC4, que corresponde a la fase 2. Esto es principalmente debido a que las tuberías desde generación hasta consumo son mucho más largas en la fase 1 que en la fase 2, por tanto hay más pérdidas por transmisión de calor al exterior.

Finalmente, se ha querido analizar la fiabilidad de los contadores, comparándolos con los caudalímetros, para ello se ha hecho el mismo análisis pero teniendo en cuenta los caudalímetros y haciendo $m \cdot c_p \cdot \Delta T$. Los resultados obtenidos son:

CONTADOR CAUDAL	MWh		MWh	% Respecto al total
EnCo1	97,88	CALDERAS TOTAL	366,01	26.74%
EnCo2	134,80			36.83%
EnCo3	133,34			36.43%
EnCo4	177,40	FASES TOTAL	335,33	52.90%
EnCo5	157,93			47.10%
Ener Cont Gas	238,33	TOTAL	619,80	
Ener Fase 2	381,46			
FASE 1	145,59	TOTAL	516,67	28.18%
FASE 2	371,08			71.82%

Tabla 40- $m \cdot c_p \cdot \Delta T$ de los caudalímetros de la instalación completa 21 al 31 de marzo 2016

Se observa, como principal diferencia y más significativa, que el rendimiento de la instalación completa (Balance 0), disminuye notablemente de 92,42% a 85,49%. Por tanto, se seguirá confiando en mayor medida en las medidas de los contadores, ya que ofrecen mejores resultados.

Para este análisis, como faltaban T1S1AcsRet y T1S3AcsRet, se ha realizado una estimación considerando que tienen los mismos valores que sus homologas en las subestaciones 2 y 4 respectivamente.

CONTADORES	Perd+Acumu	Rendimiento
CAUDAL	MWh	%
Balance 0	87,68	85.49%
Balance 1 sin	30,68	91.62%
Balance 1 con	35,71	90.38%
Balance 2	31,81	82.07%
Balance 3 sin	14,80	96.26%
Balance 3 con	9,78	97.50%
Balance 4	10,39	97.28%

Tabla 41- Pérdidas/acumulación y rendimientos VC según $m \cdot cp \cdot \Delta T$ 21 al 31 de marzo 2017

7.4.2.2. Abril 2017:

Para las fase 1 y 2, se han analizado subestaciones y portales por separado y luego se han sumado. Se han obtenido los siguientes resultados:

Subestaciones	Cal	ACS
	MWh	MWh
1	8,71	5,90
2	8,76	5,48
3	9,49	5,26
4	9,13	5,55
5	9,11	6,09
6	8,46	5,28
7	9,36	5,03
8	10,09	6,13
9	8,46	6,07
10	8,20	5,63
11	9,23	5,50
12	9,73	6,11
Total subestaciones	108,73	68,04
Total	176,77	

Subestaciones	Cal	ACS
	MWh	MWh
13-14	34,06	17,35
15-16-17	50,26	23,98
18-19-20	41,89	24,22
21-22-23	46,34	22,70
24-25-26	38,42	21,05
27-28-29	36,53	22,56
30-31	23,94	14,86
Total subestaciones	271,44	146,72
Total	418,16	

Tabla 42- Consumo subestaciones fase 1 y fase 2 abril 2017

CONTADOR	MWh		MWh	%
EnCo1	148,83	CALDERAS TOTAL	499,71	29.78%
EnCo2	171,87			34.39%
EnCo3	179,01			35.82%
EnCo4	231,40	FASES TOTAL	493,19	46.92%
EnCo5	261,79			53.08%
Ener Cont Gas	203,10	TOTAL	657,40	
Ener Fase 2	454,30			
FASE 1	176,78	TOTAL	595,02	29.71%
FASE 2	418,24			70.29%

Tabla 43- Contadores instalación completa abril 2017

En los datos correspondientes a la fase 1 se ha encontrado un error. El contador de calefacción de la subestación 11 se pone a cero el día 10 del mes. Para solventar dicho error, se ha calculado el incremento del contador de gas de la subestación 11 desde ese momento hasta el final, y se le ha sumado a la energía que llevaba contabilizada hasta el momento. Con dicha corrección los resultados de los contadores son los ilustrados en las tablas superiores.

Se observa que a diferencia del mes de abril de 2016, en el mes de abril de 2017 la calefacción ha empezado a apagarse. Aun se obtienen valores de consumo de energía en calefacción, pero son valores muy bajos comparándolos, por ejemplo, con los valores de los 10 días de marzo 2017. En esos 10 días, se ha consumido más energía en calefacción que en todo el mes de abril 2017.

Aun así, sigue existiendo aporte de energía de las calderas de gas a la fase 1, cantidad aportada que se calcula de la misma manera que antes:

$$\sum |(Ener\ Cont\ Gas - EnCoFase2)| = 3\ MWh$$

Los volúmenes de control son los mismos que los utilizados para los 11 días del mes de Marzo 2017. Los rendimientos de estos volúmenes de control obtenidos para este mes son los siguientes:

CONTADORES	Perd+Acumu	Rendimiento
	MWh	%
Balance 0	107.79	84.66%
Balance 1 sin	6.52	98.70%
Balance 1 con	12.52	98.70%
Balance 2	54.62	76.39%
Balance 3 sin	10.59	97.72%
Balance 3 con	4.59	97.72%
Balance 4	36.06	92.06%

Tabla 44- Pérdidas/acumulación y rendimientos VC según contadores abril 2017

Para la instalación entera, el *Balance 0*, tiene un rendimiento bastante alto, aunque no llega a ser tan alto como en los 10 días de Marzo.

Además, se ha conseguido un rendimiento notablemente alto para el VC1, y un rendimiento para el VC2 de valor intermedio entre el obtenido para el invierno y el obtenido para el verano (88% y 61.5% respectivamente). VC3 y VC4 han disminuido sus valores en comparación con los 10 días del mes de marzo 2017 pero siguen siendo rendimientos altos.

Se calcula la acumulación en depósitos de inercia para el VC1. Para las temperaturas se utilizan las temperaturas medidas a la salida superior del depósito 1, esto es, la temperatura medida por EnCo4 (TimpContFase1). Esta temperatura valdrá $T=83.39$ °C en la última medida del día 30 y $T=85.24$ °C en la primera medida del día 1. Esto nos indica que se ha realizado acumulación:

$$\text{Acumulado} = (25000 \text{ l}) * (1 \text{ kg/l}) * (4.19 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}) * (83.39 - 85.24) / (3600 * 1000) = -0.05383$$

MWh

$$\text{Pérdidas} = 12.60 - \text{Acumulado} = 12.62 - (-0.05383) = 12.67 \text{ MWh}$$

Finalmente, y como para el caso de los 10 días de Marzo 2017, se han hecho los mismos balances para $m \cdot cp \cdot \Delta T$ que para los contadores. Se ha obtenido lo siguiente:

CONTADOR CAUDAL	MWh		MWh	%
EnCo1	152,50	CALDERAS TOTAL	558,75	27.29%
EnCo2	185,05			33.12%
EnCo3	221,21			39.59%
EnCo4	236,04	FASES TOTAL	510,15	46.27%
EnCo5	274,12			53.73%
Ener Cont Gas	216,01	TOTAL	670,14	
Ener Fase 2	454,13			
FASE 1	171,32	TOTAL	593,50	28.87%
FASE 2	422,18			71.13%

Tabla 45- $m \cdot cp \cdot \Delta T$ instalación completa abril 2017

CONTADORES CAUDAL	Perd+Acumu MWh	Rendimiento %
Balance 0	181.27	76.60%
Balance 1 sin	48.60	91.30%
Balance 1 con	61.07	89.31%
Balance 2	64.72	72.58%
Balance 3 sin	36.00	92.66%
Balance 3 con	23.53	95.07%
Balance 4	31.95	92.97%

Tabla 46-Pérdidas/acumulación y rendimientos VC según $m \cdot cp \cdot \Delta T$ abril 2017

Se observa, que el rendimiento de la instalación completa (Balance 0), disminuye considerablemente de 84,66% a 76,6%. Por tanto, se seguirá confiando en mayor medida en las medidas de los contadores, ya que ofrecen mejores resultados.

7.4.2.3. Mayo 2017 (falta la primera semana, del 1 al 7):

Como en el caso del Abril 2017, para el mes de Mayo 2017, primero se ha realizado el análisis de las subestaciones:

Subestaciones	Cal	ACS
	MWh	MWh
1	0.00	4.12
2	0.00	3.74
3	0.00	3.54
4	0.00	3.63
5	0.00	4.15
6	0.00	3.50
7	0.00	3.72
8	0.00	4.63
9	0.00	4.35
10	0.01	4.37
11	0.01	3.80
12	0.01	4.81
Total subestaciones	0.05	48.36
Total	48.41	

Portales	Cal	ACS
	MWh	MWh
13-14	0.00	12.87
15-16-17	0.00	17.76
18-19-20	0.00	17.96
21-22-23	0.00	16.15
24-25-26	0.00	14.93
27-28-29	0.00	15.05
30-31	0.00	10.36
Total subestaciones	0.00	105.08
Total	105.08	

Tabla 47- Consumos subestaciones fase 1 y fase 2 mayo 2017

Se observa que para este mes ya se ha desconectado la calefacción, por tanto únicamente tendremos consumo de ACS en las subestaciones. Por otro lado se han realizado las medidas de los contadores, y se ha obtenido lo siguiente:

CONTADOR	MWh		MWh	%
EnCo1	100,11	CALDERAS TOTAL	235,03	42.59%
EnCo2	0,00			0.00%
EnCo3	134,92			57.41%
EnCo4	83,80	FASES TOTAL	225,55	37.15%
EnCo5	141,75			62.85%
Ener Cont Gas	0,00	TOTAL	131,00	
Ener Fase 2	131,00			
FASE 1	48,41	TOTAL	153,49	31.54%
FASE 2	105,08			68.46%

Tabla 48- Contadores instalación completa mayo 2017

En los contadores de ACS de la fase 2 correspondientes a los portales 30-31, faltan los primeros datos del día 8. Por tanto, a la energía consumida calculada por dichos contadores habrá que sumarle lo que se ha consumido en las horas iniciales del día. No es mucha cantidad pero comparándolo con el valor de los demás portales, puede llegar a 1 MWh.

En este caso no habrá aporte de la caldera de gas a ninguna de las fases ya que no es necesario, con lo generado por las calderas de biomasa es suficiente. En este caso, tampoco se precisará del aporte de energía de la caldera de biomasa número 2, que se mantendrá apagada en todo momento.

Los rendimientos según los volúmenes de control explicados en el mes de Abril 2017 serán los siguientes:

CONTADORES	Perd+Acumu	Rendimiento
	MWh	%
Balance 0	81.54	65.31%
Balance 1 sin	9.48	95.97%
Balance 1 con	9.48	95.97%
Balance 2	35.39	57.77%
Balance 3 sin	10.75	92.42%
Balance 3 con	10.75	92.42%
Balance 4	25.92	80.21%

Tabla 49-Pérdidas/acumulación y rendimientos VC según contadores mayo 2017

Se observa como el rendimiento del Balance 2 es el que disminuye el rendimiento global, esto es, el rendimiento de la fase 1.

Finalmente, como en los dos casos anteriores, se ha hecho una comparación entre medidas de contadores y $m \cdot cp \cdot \Delta T$ para cada caudalímetro de los contadores. Se ha obtenido lo siguiente:

CONTADOR CAUDAL	MWh		MWh	%
EnCo1	104.78	CALDERAS TOTAL	274.70	38.14%
EnCo2	0.00			0.00%
EnCo3	169.92			61.86%
EnCo4	85.52	FASES TOTAL	230.70	37.07%
EnCo5	145.17			62.93%
Ener Cont Gas	-0.32	TOTAL	117.71	
Ener Fase 2	118.03			
FASE 1	46.27	TOTAL	158.64	29.17%
FASE 2	112.37			70.83%

Tabla 50- $m \cdot cp \cdot \Delta T$ instalación completa mayo 2017

CONTADORES CAUDAL	Perd+Acumu MWh	Rendimiento %
Balance 0	70.82	57.75%
Balance 1 sin	44.00	83.98%
Balance 1 con	44.04	83.97%
Balance 2	39.25	54.11%
Balance 3 sin	26.83	81.48%
Balance 3 con	26.78	81.51%
Balance 4	5.66	95.20%

Tabla 51-Pérdidas/acumulación y rendimientos VC según $m \cdot cp \cdot \Delta T$ mayo 2017

Como en los casos precedentes, el rendimiento de la instalación completa (Balance 0) disminuye notablemente de 65,31% a 57,75%.

Tal y como ocurre en los casos mencionados, el rendimiento del Balance 4 sube, pero en este caso de manera más clara (15% respecto al 2-3% de los otros casos). Esto es debido a que bajan las pérdidas por no tener la calefacción encendida, ya que como se ha explicado anteriormente, la calefacción en este mes se encuentra apagada.

7.5. Ejemplo control instalación: del 21 al 31 de marzo de 2017

7.5.1. Calderas de biomasa

Resumen del modo de funcionamiento de forma esquemática:

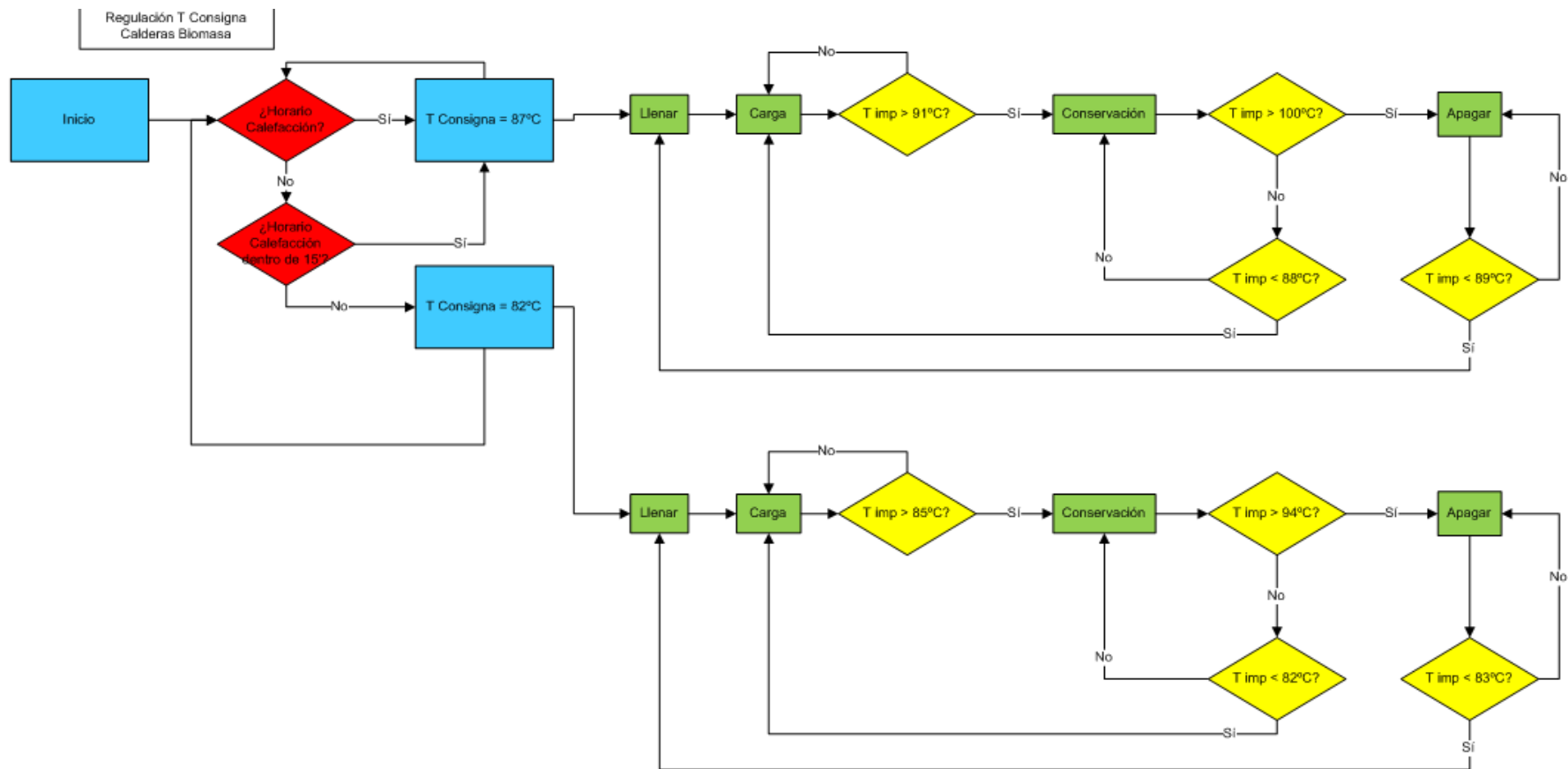


Ilustración 39- Control temperatura de consigna de calderas de biomasa

La consigna de la temperatura de impulsión es constante siempre, dentro del mismo funcionamiento (Calefacción o Calefacción+ACS). Las 3 calderas funcionan siempre, salvo que alguna entre en Apagar. Se entrará en Conservación, Apagar o Carga en función de la temperatura de impulsión de cada caldera.

Carga: Funcionamiento normal de la caldera. La velocidad de giro del tornillo y la cantidad de aire introducida se ajustan para lograr la temperatura de salida requerida. El oxígeno residual está consignado a un 8 %. La velocidad de giro del tornillo es como máximo del 40% en la caldera de 950 kW y del 44% en la de 1.250 kW.

Conservación: La velocidad de giro del tornillo es del 0,4 %. El aire primario y aire secundario se paran y solo funciona el ventilador de tiro forzado a régimen mínimo.

Apagado: Se corta la alimentación de biomasa a la caldera hasta bajar la temperatura. Se entra en estado de “Disponibilidad”

Llenar: Tras apagar y bajar la temperatura el lecho de la cámara de combustión se llena mediante el tornillo de carga inferior. El ventilador de encendido funciona. La instalación se inicia.

Por otro lado, cuando la temperatura real de retorno a la caldera es inferior a 65°C, la válvula de 3 vías se abre y recircula el agua de la impulsión hacia el retorno (no toda).

La caldera de biomasa reporta un dígito de control para saber en qué estado se encuentra en cada momento. Sin embargo, cada 15 minutos se reporta el estado y posiblemente algunos debido a su corta duración no se aprecien en los datos reportados. Sin embargo esta es la leyenda:

Dígito de Control	Significado	Explicación
0	Caldera OFF	La caldera está desconectada
1	Alimentación caliente	Se llena la cámara de combustión en caliente
2	Disponible	La temperatura de caldera se encuentra por encima del umbral de conexión para disposición de servicio y no existe demanda alguna.
3	Llenar el tornillo sin fin	---
4	Llenar la cámara de combustión	Se llena la cámara de combustión en frío
5	Encender	El ventilador de encendido funciona. La instalación se inicia.
6	Calentar	La instalación se inicia lentamente.

7	Funcionamiento bajo carga	---
8	Conservación	---
9	Vaciar tornillo sin fin	---
10	Quema	Se ha producido una avería o se ha pulsado la tecla de "Caldera OFF". La cámara de combustión se enfría.
11	Funcionamiento de test de medición	Para el test de carga
12	Funcionamiento de quemador de gasóleo	Inexistente en esta versión

Tabla 52- Modos de funcionamiento de las calderas de biomasa

*El estado "Quema" puede aparecer varias veces ya que ante cualquier alarma que no se pueda solucionar telemáticamente, se procede a apagar la caldera y examinar el elemento que estaba funcionando mal para después reactivarlo manualmente. Además, el sistema detiene poco a poco las bombas, por lo que las temperaturas de entrada y salida del agua pueden subir repentinamente mientras la de cámara baja.

*La caldera reporta datos de voltaje, por lo que en este caso es necesario aproximar (ej. Si el valor reportado en una caldera de biomasa es 6,86, se aproxima a 7, por lo que la caldera estaría funcionando bajo carga).

Para finalizar con el control de la zona de las calderas de biomasa, solo falta determinar el funcionamiento de las bombas que van a la fase 1 e interconexión:

Distribución Red Fase 1

Existen 2 modos de funcionamiento para este grupo de bombeo:

Modo	Consigna "Presión Dif Bombas Fase 1"	Bombas en funcionamiento
ACS	0,5 bar	1 bomba
Calefacción+ACS	2 bar	2 bombas

Tabla 53- Presiones en bombas a fase 1

El variador de frecuencia ajusta la velocidad de giro para alcanzar la presión diferencial requerida.

Distribución Interconexión

Existen 3 modos de funcionamiento.

Modo	Consigna "VARIADOR BOMBA 4/5/6"	Bombas en funcionamiento
Modo 1 - Fase 1 ON/OFF – Fase 2 OFF	58 %	1 bomba en interconexión 1 Bomba caudal fijo (sala de calderas gas)
Modo 2 - Fase 1 OFF – Fase 2 ON	60 %	2 bomba en interconexión 1 Bomba caudal variable (sala de calderas gas)
Modo 3 - Fase 1 ON – Fase 2 ON	33 %	2 bomba en interconexión 1 Bomba caudal variable (sala de calderas gas)

Tabla 54- Presiones bombas interconexión

Las temperaturas T3 y T4, controlan el número de bombas en funcionamiento en los modos 2 y 3. Si baja la temperatura T4 de la consigna, se parará una de las bombas. Si posteriormente lo hiciese también la T3, se pararían ambas. En el momento que las temperaturas se recuperasen, las bombas se restablecerían inmediatamente.

La consigna de temperatura para T3 es de 74°C y para T4 de 76°C.

7.5.2. Calderas de gas

Las calderas regulan automáticamente la modulación de los quemadores de las calderas. Cada caldera individual regula el quemador para que a su salida T^a IMPULSIÓN CALDERA (1)(2)(3)=82°C cuando está ON, la cual es igual a la consigna de T^a IMPULSIÓN ANILLO.

El modo de funcionamiento de T^a IMPULSIÓN ANILLO Consigna = 76°C es solo de seguridad, ya que resulta muy improbable que impulsando agua de la sala de biomasa a 80°C, la T^a IMPULSIÓN ANILLO baje de 73,5°C. Por eso, no debería arrancar ninguna de las calderas de gas cuando no existe ninguna fase con horario de calefacción.

Se resume el modo de funcionamiento en el siguiente esquema:

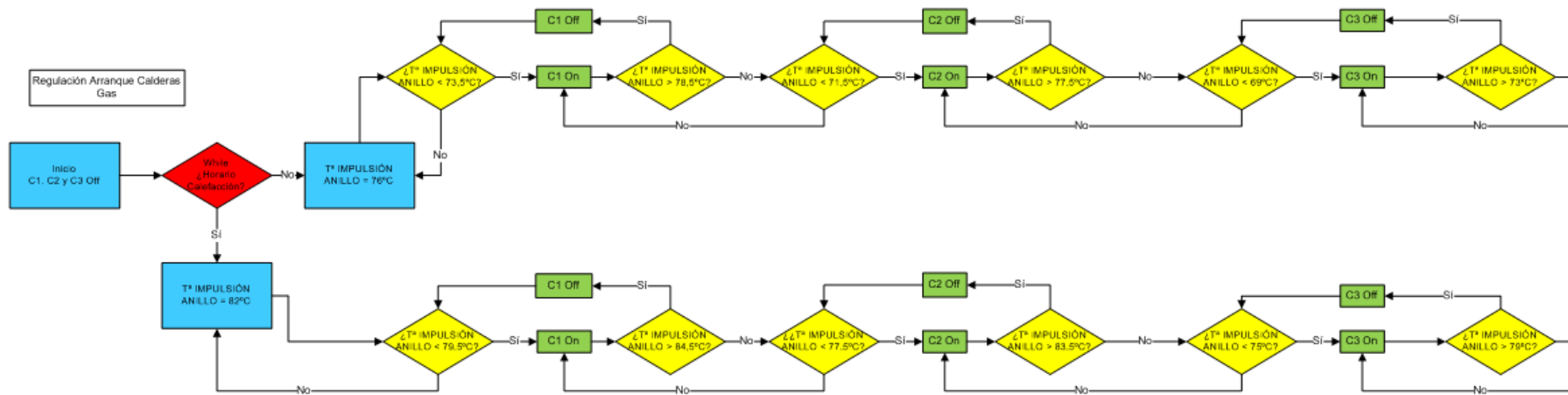


Ilustración 40- Control de temperatura de consigna de las calderas de gas

7.5.3. Consignas temperaturas impulsión calefacción y depósito ACS en subestaciones

Las temperaturas de impulsión para la calefacción siguen una recta en función de la temperatura exterior (T_e), con un máximo y un mínimo, tal como muestra la figura correspondiente. Sin embargo, los parámetros que caracterizan estas rectas no son estables en el tiempo sino que se van modificando en función de las necesidades.

Subestación/Edificio	Te1	Te2	Ti1	Ti2	Tdep_ACS
S1/E1	0	17	62	54	56
S2/E2	0	17	62	50	56
S3/E3	0	17	62	54	56
S4/E4	0	17	62	50	56
S5/E5	0	17	62	50	56
S6/E6	0	17	62	54	56
S7/E7	0	17	62	50	56
S8/E8	0	17	62	50	56
S9/E9	0	17	62	54	56
S10/E10	0	17	62	50	56
S11/E11	0	17	62	50	56
S12/E12	0	17	62	54	56
S13-14/E13	0	19	64	50	58
S13-14/E14	0	19	64	50	
S15-16-17/E15	0	19	64	50	58
S15-16-17/E16	0	19	64	50	
S15-16-17/E17	0	19	64	50	
S18-19-20/E18	0	19	64	50	58
S18-19-20/E19	0	19	64	50	
S18-19-20/E20	0	19	64	50	
S21-22-23/E21	0	19	64	50	58
S21-22-23/E22	0	19	64	50	
S21-22-23/E23	0	19	64	50	
S24-25-26/E24	0	19	57	45	58
S24-25-26/E25	0	19	59	45	
S24-25-26/E26	0	19	57	45	
S27-28-29/E27	0	19	60	45	58
S27-28-29/E28	0	19	60	45	
S27-28-29/E29	0	19	60	45	
S30-31/E30 (hasta 23 de Marzo a las 17:15)	0	19	55	45	58
S30-31/E30 (desde 23 de Marzo a las 17:30)	0	19	57	45	
S30-31/E31	0	19	57	45	

Tabla 55- Temperaturas de consigna de fase 1 y fase 2

7.5.4. Subestaciones FASE 1

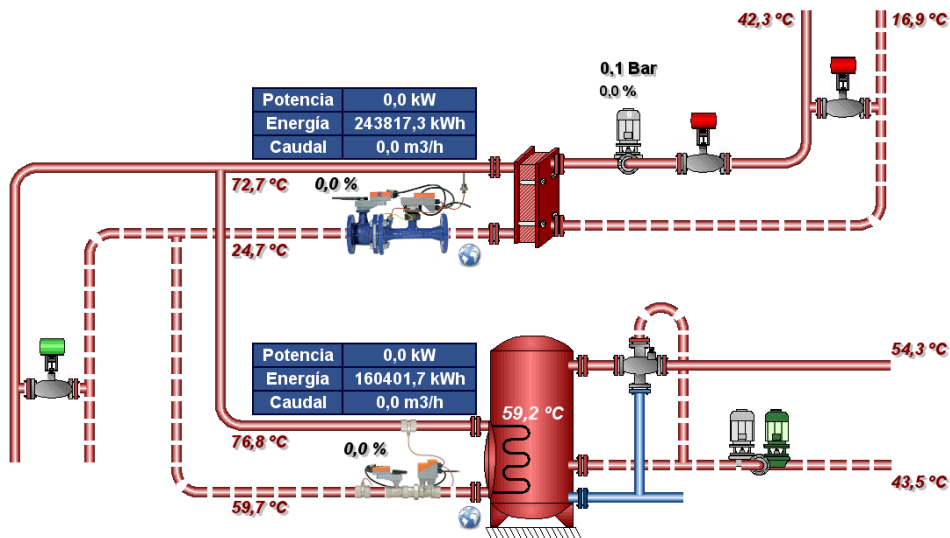


Ilustración 41 - Subestación fase 1

La válvula del depósito funciona a todo/nada según la temperatura del mismo es menor (abre) o mayor (cierra) de la consigna. Tiempo de apertura/cierre 90s.

La válvula que regula el funcionamiento del intercambiador regula la apertura/cierre (en horario de calefacción) en función de la temperatura consignada según la "Temperatura Exterior" para que esta consigna sea la misma que "Temp IMP calefacción" en cada subestación.

Las bombas de calefacción están consignadas a una "Presión Diferencial Subcentral" de 1,5 bar (en horario de calefacción). El resto del tiempo están paradas y con las válvulas cerradas. La válvula de by-pass se encuentra siempre cerrada, excepto si se cerrasen todos los circuitos de calefacción de la subcentral de golpe, abriendo esta para aliviar la sobrepresión.

Si la temperatura exterior sobrepasa los 20°C no existirá servicio de calefacción y no se volverá a arrancar hasta que se baje de los 19°C de temperatura exterior. Esto es, la temperatura de corte será de 19,5°C y la histéresis de 1°C.

7.5.5. Subestaciones fase 2

En las subestaciones de la fase 2 se ha realizado un ajuste de sensación térmica. Este consiste en desplazar hacia la derecha la curva, es decir, sumar a los parámetros T_{e1} y T_{e2} de la fase 2 el valor de la sensación térmica ajustada, manteniendo los valores T_{i1} y T_{i2} invariables.

Los parámetros para toda la fase 2 serán:

Periodo		Ajuste Sensación Térmica
Desde 21 de Marzo a las 00:00	Hasta 21 de Marzo a las 18:00	+2,5 °C
Desde 21 de Marzo a las 18:15	Hasta 22 de Marzo a las 14:00	+1,0 °C
Desde 22 de Marzo a las 14:15	Hasta 22 de Marzo a las 15:15	+2,5 °C
Desde 22 de Marzo a las 15:30	Hasta 22 de Marzo a las 18:00	+1,0 °C
Desde 22 de Marzo a las 18:15	Hasta 23 de Marzo a las 13:45	+2,5 °C
Desde 23 de Marzo a las 14:00	Hasta 23 de Marzo a las 16:00	+0,0 °C
Desde 23 de Marzo a las 16:15	Hasta 29 de Marzo a las 13:15	+2,5 °C
Desde 29 de Marzo a las 13:30	Hasta 30 de Marzo a las 14:00	+1,0 °C
Desde 30 de Marzo a las 14:15	Hasta 31 de Marzo a las 23:45	+0,0 °C

Tabla 56- Ajuste de sensación térmica en la consigna

Temp. Impulsión

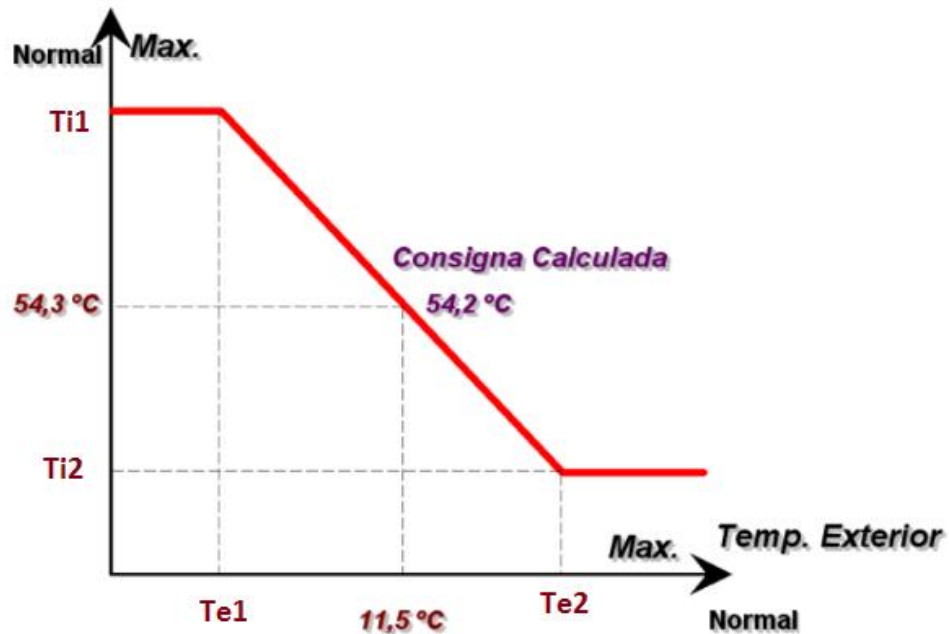


Gráfico 25- Cálculo de la temperatura de consigna

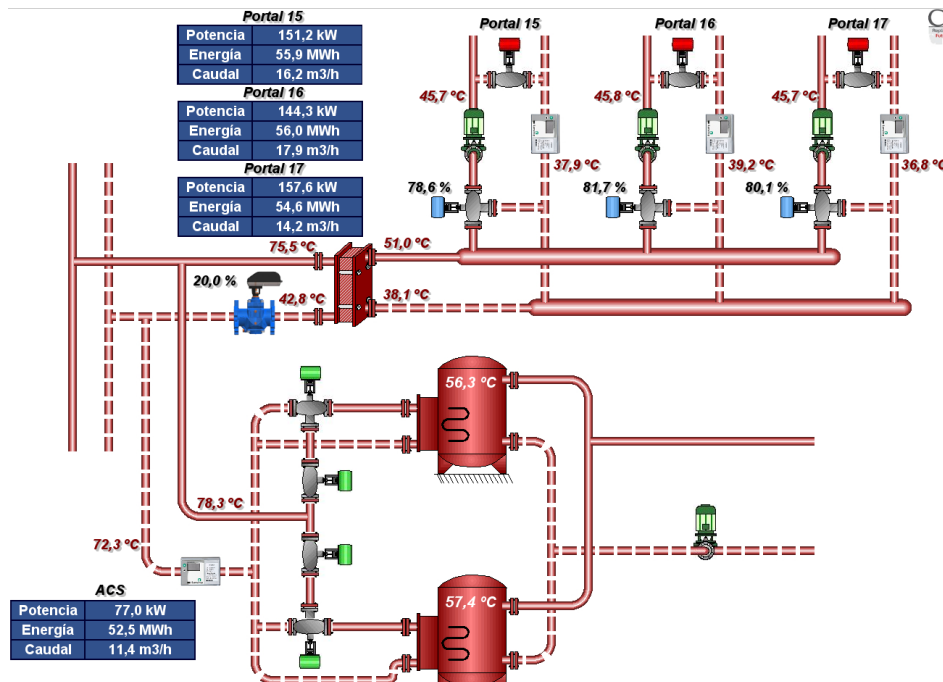


Ilustración 42- Subestación fase 2

La válvula del depósito funciona a todo/nada según la temperatura del mismo es menor (abre) o mayor (cierra) de la consigna.

La válvula de equilibrado que regula el funcionamiento del intercambiador regula la apertura/cierre (en horario de calefacción) en función de la temperatura consignada según la "TEMPERATURA EXTERIOR". La temperatura "TEMP SALIDA 2º INTERC CALEFAC" de cada subestación se ajustará con la válvula de equilibrado para que sea 5º mayor que la mayor de la "CONSIGNA CALEFACCIÓN" de los diferentes portales en cada subestación.

La "V3V CALEFACCIÓN PORTAL" de cada uno de los portales, regulará mediante su apertura o cierre, la recirculación parcial del retorno de calefacción de forma que se alcance en todos los casos la "CONSIGNA CALEFACCIÓN" de cada portal.

Si la temperatura exterior sobrepasa los 20°C no existirá servicio de calefacción y no se volverá a arrancar hasta que se baje de los 19,5°C de temperatura exterior. Esto es, la temperatura de corte será de 19,75°C y la histéresis de 0,5°C.

Finalmente, y para concluir el funcionamiento de la fase 2, se tiene el control antihielo de esta fase. A las 6.00 a.m. el controlador consulta la temperatura exterior. Si esta es inferior a 1°C, se activa durante 2 horas (hasta las 8.00 a.m.) el funcionamiento en horario reducido en todas las subcentrales de la fase 2 (no se para pese a que suba la temperatura exterior de 1°C). La Tª IMPULSIÓN ANILLO es de 82°C.

7.6. Calibración del modelo TRNSYS en base a contadores de energía

7.6.1. RMSE (Root Mean Square Error)

Para calcular el error cometido entre las simulaciones que se dan a continuación y la situación real, se ha utilizado el parámetro estadístico RMSE [12]. Este parámetro es una desviación estándar de los valores residuales, esto es, una predicción del error, donde estos valores residuales son el valor de lo lejos que están los valores de la línea de regresión. El RMSE es muy utilizado en climatología, predicción de resultados y análisis de resultados experimentales.

El cálculo de dicho valor se hace de la siguiente manera:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{N}} \quad (6)$$

donde:

N \equiv número de muestras

y_i \equiv valor real

x_i \equiv valor simulado

A medida que se avance en los siguientes apartados, se irá incluyendo el RMSE en los resultados de las simulaciones en la medida que se vea conveniente.

- **Printer (type 25c):** type en el que se imprimen datos en forma de documento .txt.

Mediante este modelo y variando la temperatura de consigna de la caldera para valores de $T=85^{\circ}\text{C}$, $T=88^{\circ}\text{C}$ y $T=92^{\circ}\text{C}$ se ha simulado para los días del 21 al 31 de Marzo 2017, obteniendo los siguientes resultados:

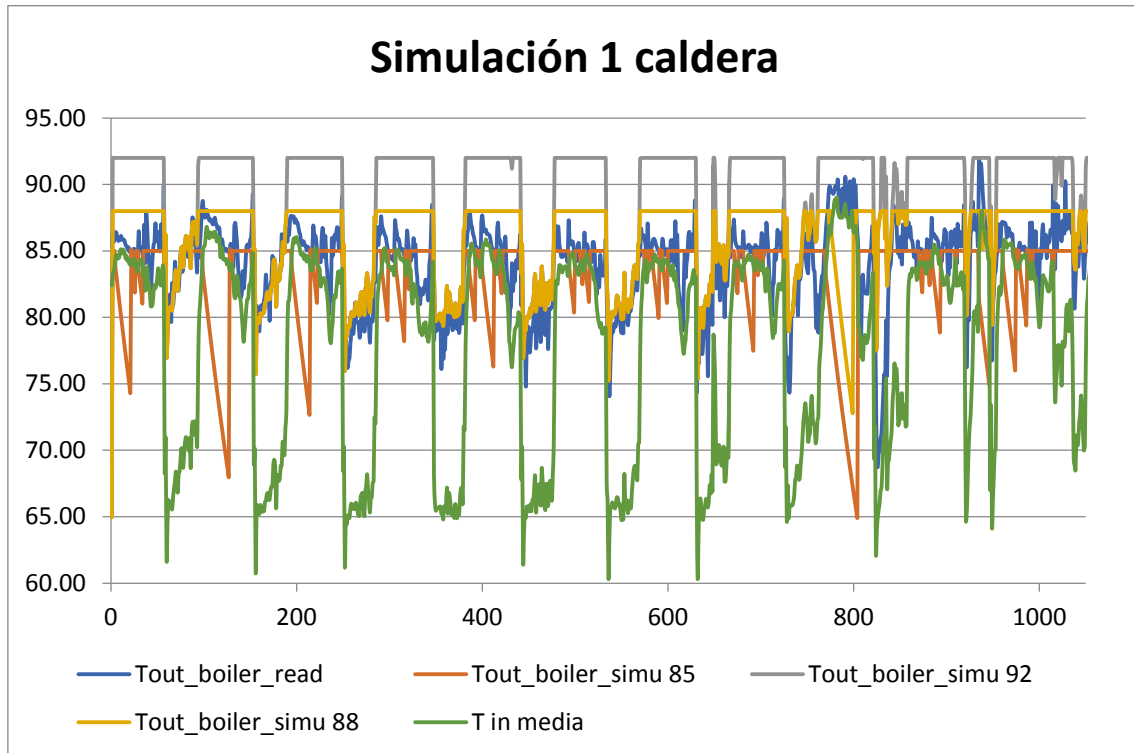


Gráfico 26- Temperaturas de simulación para una caldera con consignas de 85°C , 88°C y 92°C ($T_{out_boiler_simu85}$, $T_{out_boiler_simu88}$, $T_{out_boiler_simu92}$), y la T de impulsión ($T_{out_boiler_read}$) y de retorno ($T_{in\ media}$) de la caldera

En todas las simulaciones, independientemente de la T de consigna utilizada, se han obtenido para los tramos de la madrugada hasta el mediodía que la caldera ajustaba su temperatura de impulsión a la T de consigna propuesta, ajustándose en las horas de la tarde a la T de impulsión real.

Se ha observado que son las horas en las que la T de retorno media ($T_{in\ media}$) es más alta cuando la caldera sube a la T de consigna, ya que en dichos momentos la caldera real se encuentra en modo de conservación, mientras que la caldera simulada sigue en modo carga. Las horas en las que la T de retorno es más alta, en las que tenemos dichos escalones, coinciden exactamente con las horas de funcionamiento de calefacción, que se puede ver en el siguiente cuadro obtenido del control de la instalación para dichos días:

Día	FASE 1		FASE 2	
	Arranque	Parada	Arranque	Parada
21 de Marzo	14:30	22:30	14:00	23:00
22 de Marzo	14:30	22:30	14:00	23:00
23 de Marzo	14:30	22:30	14:00	23:00
24 de Marzo	14:30	22:30	14:30	23:00
25 de Marzo	14:30	22:30	14:00	23:00
26 de Marzo	13:30	21:30	13:00	22:00
27 de Marzo	13:30	21:30	13:00	22:00
28 de Marzo	13:30	21:30	13:00	22:00
29 de Marzo	13:30	21:30	13:00	22:00
30 de Marzo	13:30	21:30	20:00(13:30 arrancó pero se paró a las 14:00 para poner el nuevo horario)	22:00
31 de Marzo	13:30	21:30	18:30	22:00

Tabla 57- Horario calefacción fase 1 y fase 2

Por tanto, se ha decidido hacer un control de la T de consigna de la caldera para un día de esos 11 días, en este caso el día 22 de Marzo. Lo que se ha modelado es que la caldera trabaje a T de consigna cuando la calefacción está ON (de 14:00 a 23:00) y a $(T_{in\ media} + 2^{\circ}C)$ cuando la calefacción está OFF (de 00:00 a 14:00 y de 23:00 a 23:45). El modelo TRNSYS de dicho sistema es el siguiente:

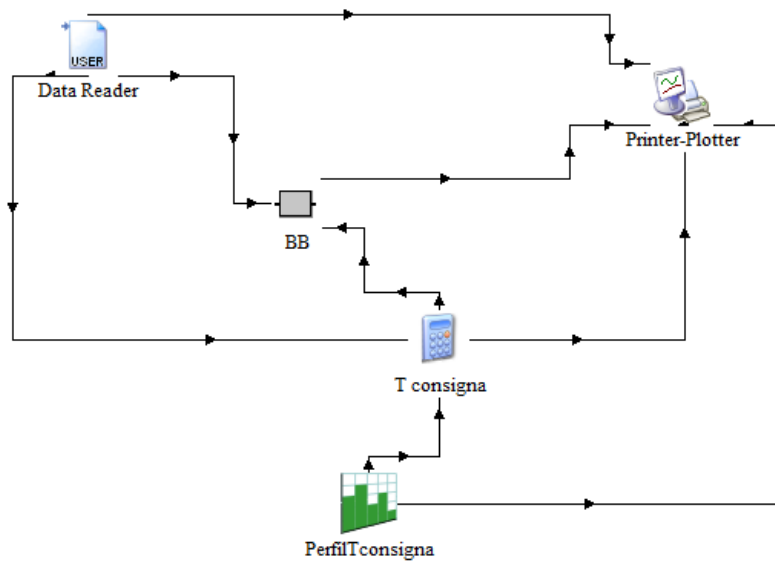


Ilustración 45- Modelo una caldera de biomasa con control de la T de consigna

Los nuevos componentes introducidos son:

- **Perfil T consigna (type 14h):** mediante este type se pueden crear perfiles de funciones escalón, de manera que se creen intervalos en los que este type te devuelva un valor de una función constante. En este caso, se ha creado una función que vale 0 desde las 00:00 hasta las 14:00 y desde las 23:00 hasta las 23:45, y vale 1 desde las 14:00 hasta las 23:00. Tiene la siguiente forma:

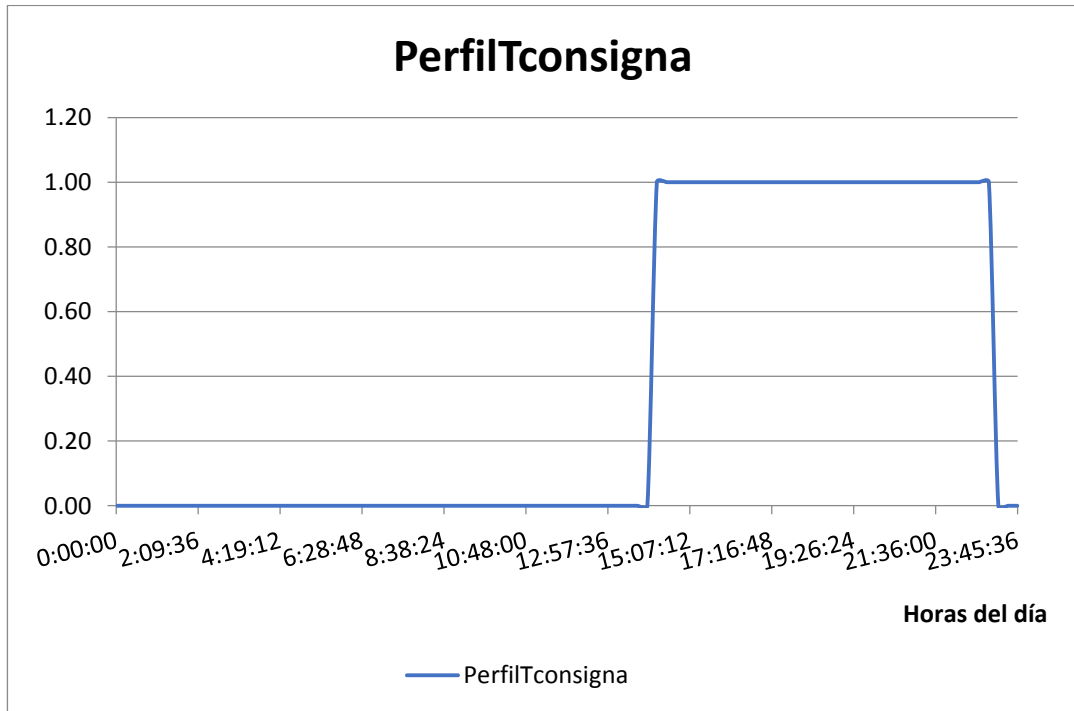


Gráfico 27- Perfil T de consigna en base a horario calefacción

- **T consigna (Calculadora):** mediante esta calculadora lo que se ha hecho es convertir el perfil de 0 y 1 en temperaturas. Para ello se ha definido un T de consigna de 88°C y se ha planteado la siguiente ecuación:

$$T_{consig} = GT(PerfilTconsig, 0) * T_{consigControl} + EQL(PerfilTconsig, 0) * (T_{inmedia} + 2)$$

Donde GT y EQL son funciones de la calculadora de TRNSYS. La primera te devuelve un 1 si la primera expresión es mayor que la segunda, y un 0 en caso contrario. EQL por su parte, devolverá un 1 si la primera expresión es igual a la segunda y un 0 en caso contrario. De manera que cuando el perfil tenga un valor nulo, la T de consigna sea $(T_{inmedia} + 2^{\circ}C)$ y cuando el perfil tenga un valor mayor que 0 (por descarte 1), la T de consigna tendrá un valor de 88°C.

Se grafican todas las temperaturas a continuación:

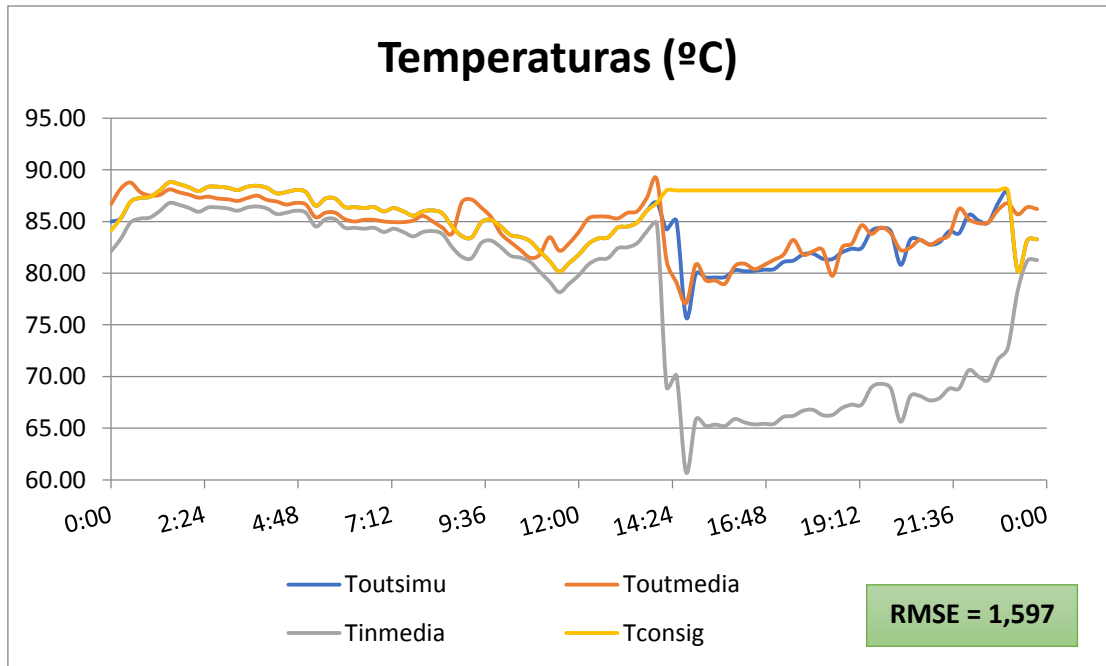


Gráfico 28- Temperaturas simulación

- **Printer-Plotter (type 65c):** se ha sustituido el printer del modelo sin control por un printer-plotter, que además de sacarte los datos de salida en un `.txt`, te los grafica en el propio TRNSYS.

Lo único que falta por graficar es el caudal que circula por la caldera:

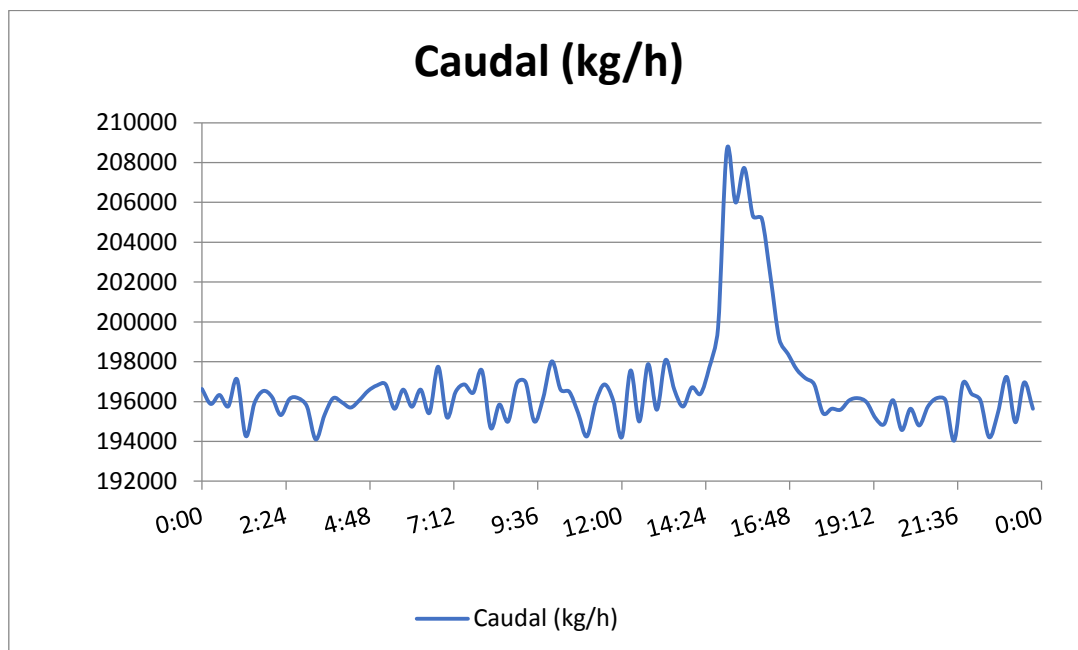


Gráfico 29- Caudal total por la caldera el 22 de marzo de 2017

Se ha realizado también para el día 22 de marzo de 2017 un balance de energía ($m \cdot cp \cdot \Delta T$) para el modelo simulado y se ha comparado dicho balance con la energía ($m \cdot cp \cdot \Delta T$) obtenida para el sistema real y para los contadores:

	$m \cdot cp \cdot \Delta T$ real	$m \cdot cp \cdot \Delta T$ simu	Contadores
MWh total	38.65	37.88	34.61
Error real/simu	2.05%		

Tabla 58- Balance de energía real vs simulado

Se puede deducir que la simulación es muy buena, dejando a un lado el error cometido entre contadores y caudalímetros que ya se ha considerado en apartados anteriores.

Una vez validado el modelo con una sola caldera, se procede a simular un modelo más real en el que se tienen 3 calderas, cuyas potencias son las que disponemos en realidad (950 kW, 1.250 kW y 1.250 kW). Además de la potencia, también se ha modificado el parámetro 10 de cada caldera, esto es, la masa del depósito de agua de cada caldera. Este parámetro estaba en 1000 kg, y se ha modificado a 300 kg, 350 kg y 350 kg para cada caldera, respectivamente. Finalmente, el último cambio realizado es el descenso de la temperatura de consigna a 87 °C. El modelo TRNSYS tendría la siguiente forma (con control de T de consigna incluido):

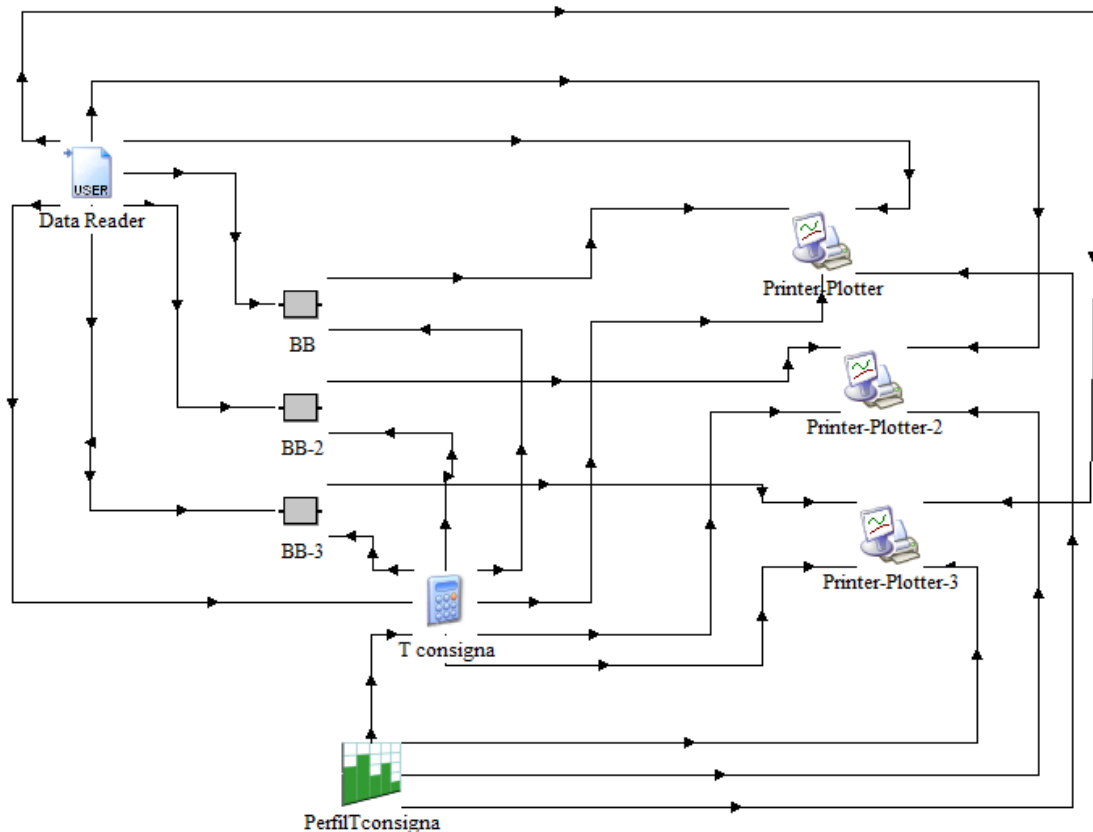


Ilustración 46- Modelo tres calderas de biomasa con control de T de consigna

Los componentes TRNSYS son los mismos, lo único que se ha hecho es multiplicar por 3 las calderas y los Printer-Plotter, de manera que en cada uno obtengamos la simulación de cada una de las calderas por separado.

Para este caso, se han realizado tres simulaciones diferentes, una para el día 22, otra para el día 27 y otra para los 11 días de los que disponemos datos en el mes de Marzo. Se ha obtenido lo siguiente:

- 22 de Marzo de 2017:

[MWh]	C1	C2	C3
m*cp*ΔT real	9.89	13.42	13.43
m*cp*ΔT simu	9.68	12.91	12.91
Contador	9.28	12.14	13.42
Error real/simu	-2.19%	-3.94%	-4.02%
Error simu/conta	-4.29%	-6.32%	3.82%

Tabla 59- Balance de energía para el 22 de marzo de 2017

En base a estos datos obtenidos, se deduce que las simulaciones para las calderas en base a balance de energías son correctas. En cambio, si analizamos los RMSE contra la temperatura de impulsión de cada una de ellas para este día 22 de marzo de 2017, se obtienen los siguientes resultados:

	C1	C2	C3
RMSE	1.649 °C	2.269 °C	2.263 °C

Tabla 60- RMSE para el 22 de marzo de 2017

Se tienen unos valores relativamente malos para las tres calderas. Esto ocurrirá en las simulaciones que se den de aquí en adelante, ya que en los balances de energía, los errores positivos y negativos se acaban anulando entre sí, mientras que en las temperaturas los errores con el RMSE, como están al cuadrado, se tienen en cuenta todos, los negativos y los positivos. Además, estos errores entre simulación y realidad son tan abultados debido a que como se ha explicado anteriormente, las medidas reales de temperatura vienen dadas cada 15 minutos. De esta manera, en 15 minutos la temperatura ha podido variar notablemente sin que el modelo lo sepa, generando unos picos de temperatura en la realidad que el modelo no contempla por falta de información. Esto se puede apreciar en la siguiente gráfica que se presentan las temperaturas de impulsión simulada y real de la caldera 2:

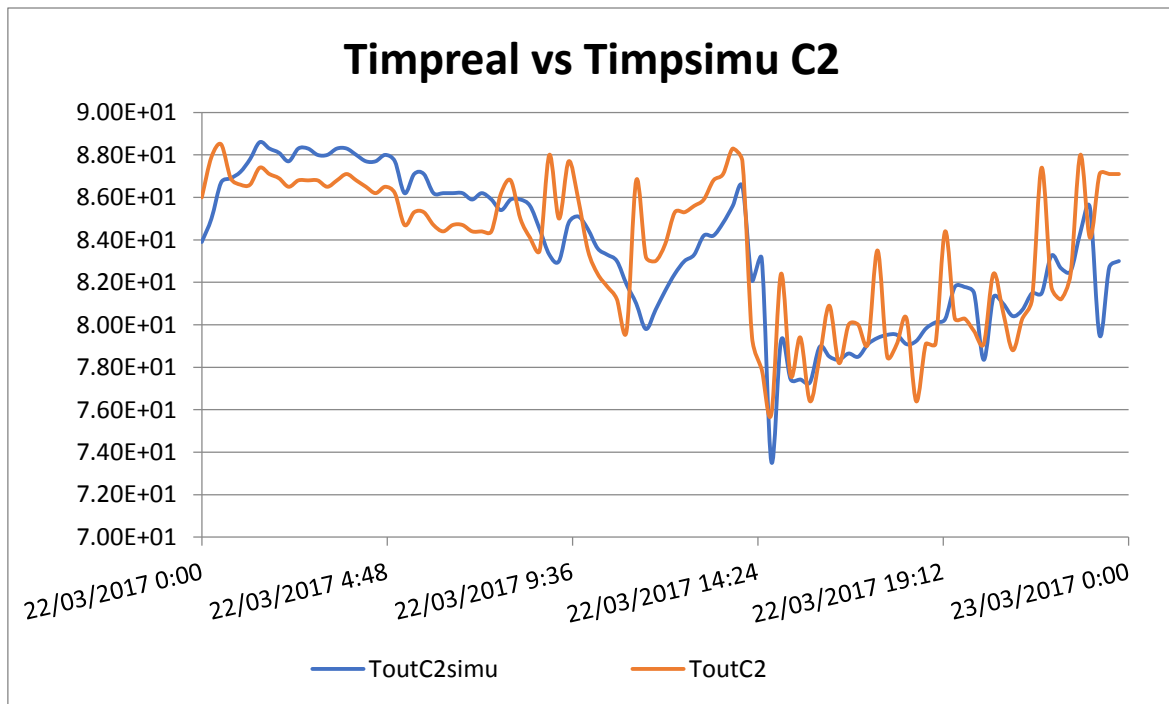


Gráfico 30- Temperaturas de impulsión real vs simulada para el 22 de marzo de 2017

En la gráfica se observa claramente, como la temperatura real (naranja) está llena de picos de temperatura, mientras que la simulada, sigue una tendencia mucho más intermedia, sin picos.

Este error lo tendremos que considerar de aquí en adelante, ya que nos generará fallos en la simulación muy poco deseados pero a su vez inevitables debido a la falta de datos de calidad de los que disponemos en lo que intervalos se refiere.

- o 27 de Marzo de 2017:

[MWh]	C1	C2	C3
$m \cdot cp \cdot \Delta T$ real	9.41	12.81	12.82
$m \cdot cp \cdot \Delta T$ simu	9.30	12.53	12.53
Contador	8.71	11.36	10.87
Error real/simu	-1.23%	-2.23%	-2.32%
Error simu/conta	-6.76%	-10.32%	-15.31%

Tabla 61- Balance de energía para el 27 de marzo de 2017

Para este día, se tiene una buenísima simulación para las tres calderas en cuanto a $m \cdot cp \cdot T$ se refiere, aunque el error cometido entre la simulación y la energía medida por contadores es realmente grande. Esto será debido a que como se ha explicado anteriormente, los contadores toman medidas medias de los 15 minutos que han transcurrido, mientras que al hacer $m \cdot cp \cdot \Delta T$, solo se consideran valores inicial y final, lo que puede conducirnos a errores grandes si en esos 15 minutos se ha dado una variación de ΔT muy grande.

En este caso, para el RMSE respecto a la T de impulsión en cada caldera se obtiene:

	C1	C2	C3
RMSE	1.869 °C	2.503 °C	2.494 °C

Tabla 62- RMSE para el 27 de marzo de 2017

De nuevo, ocurre lo mismo que en el día 22 de marzo, aunque los balances de energía son buenos, el RMSE descubre el verdadero error en las temperaturas puntuales.

Graficando las temperaturas de impulsión real y simulada se observa la misma situación que en el anterior día estudiado:

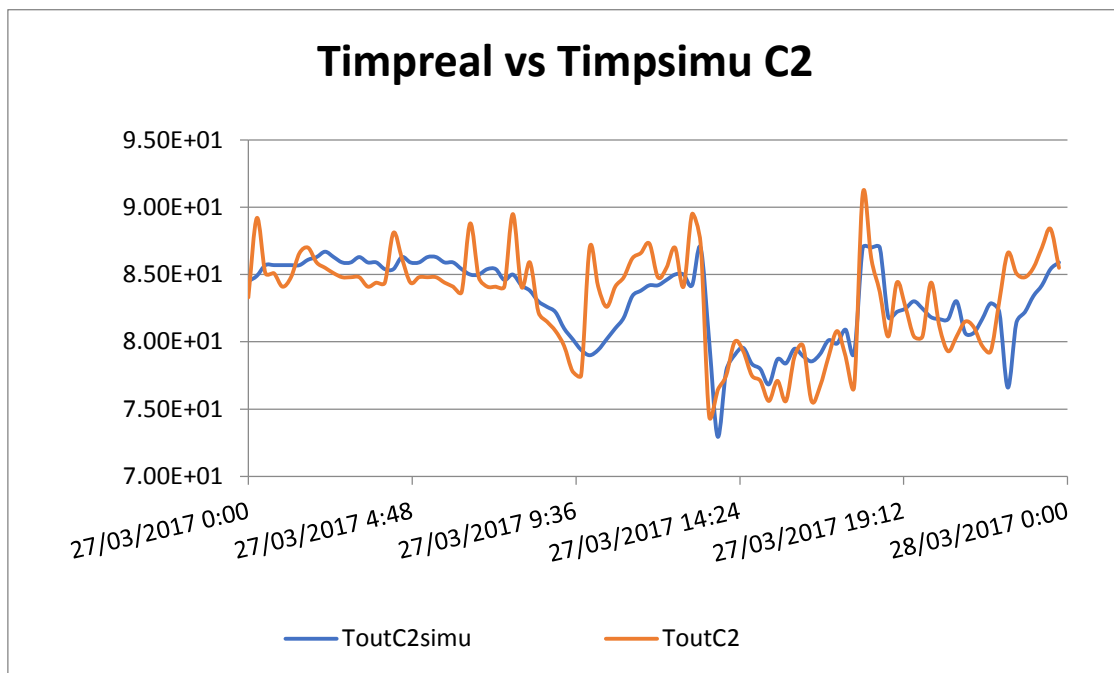


Gráfico 31- Temperaturas de impulsión real vs simulada para el 27 de marzo de 2017

- 21 al 31 de marzo de 2017:

Finalmente, y para cerciorar el buen comportamiento de las calderas en estos 11 días se ha realizado un análisis de todos los días. El modelo se ha mantenido con los mismos componentes, lo único que ha cambiado es el perfil para la T de consigna. Como los horarios de calefacción han cambiado en esos 11 días, se ha decidido tomar perfiles diferentes:

- Del 21 al 25 de marzo → de 14:00 a 23:00.
- Del 26 al 29 de marzo → de 13:00 a 22:00 (Cambio al horario de verano).
- 30 de marzo → de 13:30 a 14:00 y de 20:00 a 22:00.
- 31 de marzo → de 18:30 a 22:00.

La solución obtenida es la siguiente:

[MWh]	C1	C2	C3
$m \cdot cp \cdot \Delta T$ real	97.88	134.78	134.80
$m \cdot cp \cdot \Delta T$ simu	95.94	127.78	127.78
Contador	91.85	121.99	111.44
Error real/simu	-2.02%	-5.47%	-5.49%
Error simu/conta	-4.46%	-4.75%	-14.66%

Tabla 63- Balance de energía para el 21 al 31 de marzo de 2017

La simulación obtenida de nuevo es muy buena en cuanto a $m \cdot cp \cdot \Delta T$ se refiere. Para el caso de los contadores vs simulación ocurre lo anteriormente explicado, el error que se da en las medidas cada 15 minutos se va acumulando.

Si se analiza el RMSE contra la T de impulsión para las tres calderas en los 11 días se obtiene lo siguiente:

	C1	C2	C3
RMSE	2.051 °C	3.030 °C	3.028 °C

Tabla 64- RMSE para el 21 al 31 de marzo de 2017

Son valores más altos de lo esperado, y por ello bastante sorprendentes. Por este motivo se decidió analizar el RMSE respecto a la T de impulsión día por día, y se encontró lo siguiente:

Día de marzo 2017	RMSE (°C)		
	C1	C2	C3
21	1.696	2.149	2.148
22	1.649	2.269	2.263
23	1.619	2.245	2.243
24	1.572	2.199	2.196
25	1.711	2.378	2.384
26	1.477	2.273	2.288
27	1.869	2.503	2.494
28	1.723	2.280	2.273
29	1.773	5.485	5.483
30	3.406	3.584	3.581
31	3.046	4.018	4.012

Tabla 65- RMSE por calderas para el 21 al 31 de marzo de 2017

El problema de un RMSE tan alto en los 11 días está en los días 29, 30 y 31, sobre todo en el día 29.

El tramo que presenta ciertas diferencias respecto a los demás es el tramo desde el día 28 a las 22:00 hasta el día 29 a las 9:00, en el que el caudal que circula por la caldera 3 es nulo, y por tanto las temperaturas de impulsión y retorno de dicha caldera (líneas gris y amarilla del gráfico respectivamente) se disparan, mientras que la temperatura de impulsión simulada se queda en 87°C, que es la consigna fijada. Se observa en la siguiente gráfica:

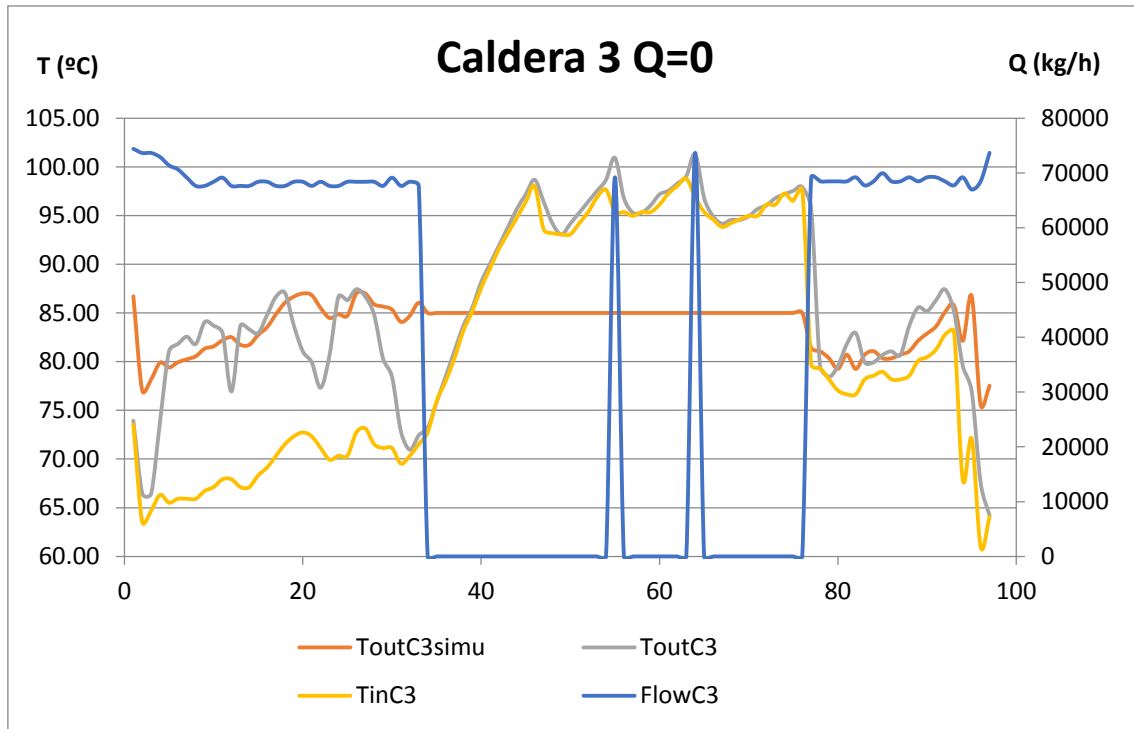


Gráfico 32- Funcionamiento C3 para cierto tramo de la madrugada del 29 de marzo de 2017

Si se observa el modo de funcionamiento, esto ocurre porque la caldera 3 en ese tramo entra en modo de funcionamiento 10 primero, que significa que se ha apaga por avería o por orden de mantenimiento, y en modo 0 después, que es sinónimo de caldera OFF.

Por este motivo, la caldera 1 también altera su funcionamiento, ya que para mantener la cantidad de energía generada, empieza a funcionar a mayor carga.

Finalmente, existe otro tramo en esos días en los que el funcionamiento es anormal, que será entre las 13:30 y las 17:00 del día 29, en el que las calderas 2 y 3 se apagan. Es en este tramo del día 29 de marzo de 2017 en el que la “Interconexión” invierte su sentido de flujo aportando el calor que necesita la fase 1 debido a la desconexión de las calderas 2 y 3.

Estos dos cambios en el funcionamiento habitual de la caldera son los que propician estos errores tan grandes sobre todo en el día 29 de marzo de 2017.

7.6.3. Calibración de las calderas de biomasa con depósitos de inercia

Una vez validado el modelo de las calderas de biomasa por separado, se ha creado un nuevo modelo que combina dichas calderas con los depósitos de inercia. Para simplificar el modelo, ya que no disponemos de datos entre los dos depósitos, se ha realizado el modelo considerando ambos depósitos como uno solo, de la siguiente manera:

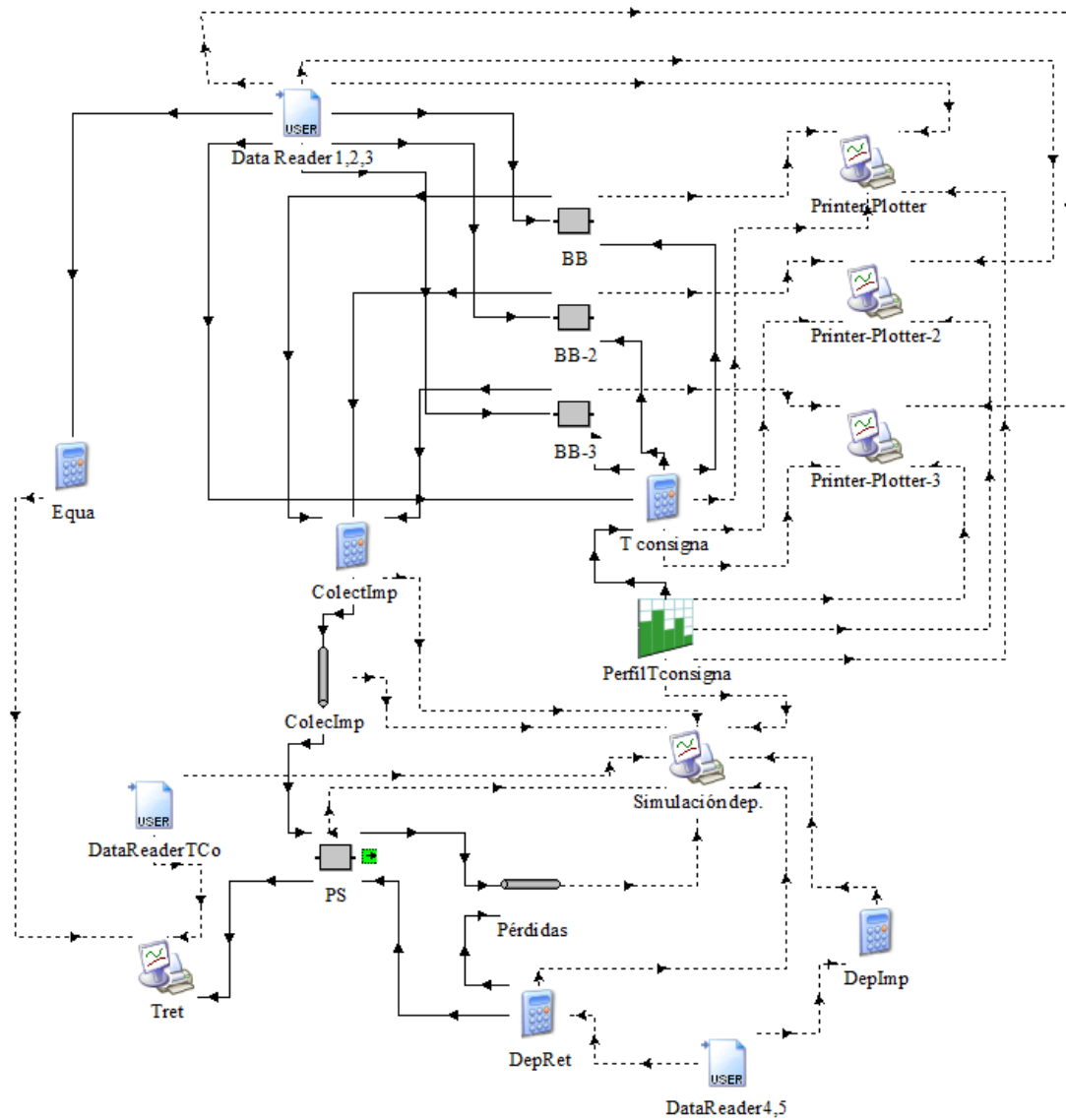
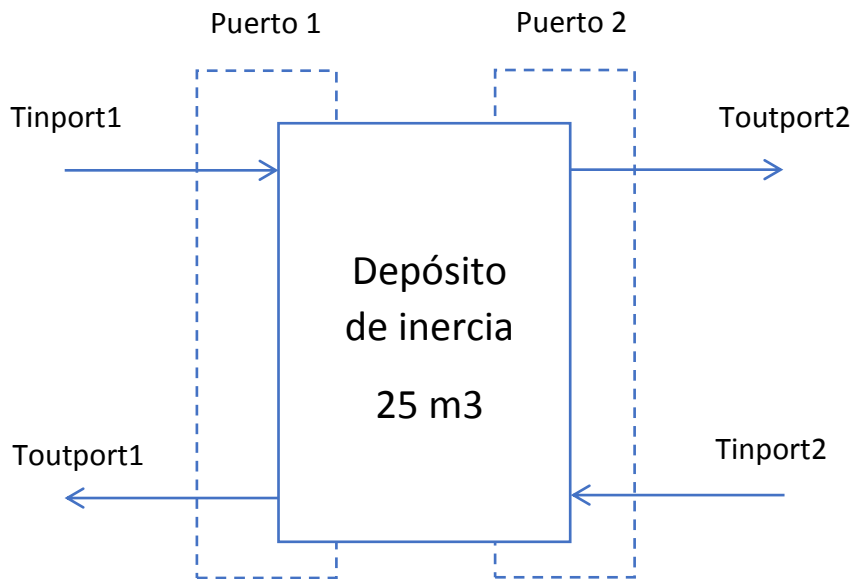


Ilustración 47- Modelo de tres calderas de biomasa con control de T de consigna y depósitos de inercia

Para la simulación del depósito se han tenido en cuenta las siguientes temperaturas:



$$T_{inport1} = T_{imp123media} = \frac{T_{impC1} * FlowC1 + T_{impC2} * FlowC2 + T_{impC3} * FlowC3}{FlowC1 + FlowC2 + FlowC3} \quad (7)$$

$$T_{inport2} = T_{ret45media} = \frac{T_{retFASE1} * FlowFASE1 + T_{retInterconexión} * FlowInterconexión}{FlowFASE1 + FlowInterconexión} \quad (8)$$

$T_{outport1}$ y $T_{outport2}$ son las temperaturas que queremos simular y comparar con las temperaturas reales, donde las T_{impC1} , T_{impC2} y T_{impC3} , son las temperaturas de impulsión obtenidas de la simulación de las calderas.

Todas las variables utilizadas se encuentran definidas en el Anexo 2.

En una primera simulación se han considerado los siguientes datos para los colectores, tanto para el situado antes del depósito de inercia como el que se encuentra después, antes de la separación a las fases, respectivamente:

(Validación BB 3 calderas y depósitos con control.tpf) ColecImp

Parameter	Input	Output	Derivative	Special Cards	External Files	Comment
Name	Value	Unit	More	Macro		
1 Inside diameter	0.206	m	More...	<input checked="" type="checkbox"/>		
2 Pipe length	100	m	More...	<input checked="" type="checkbox"/>		
3 Loss coefficient	1.79	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$	More...	<input checked="" type="checkbox"/>		
4 Fluid density	1000.0	kg/m^3	More...	<input checked="" type="checkbox"/>		
5 Fluid specific heat	4.190	kJ/kg.K	More...	<input checked="" type="checkbox"/>		
6 Initial fluid temperature	80	C	More...	<input checked="" type="checkbox"/>		

Ilustración 48- Características colector de impulsión

(Validación BB 3 calderas y depósitos con control.tpf) Pérdidas

Parameter	Input	Output	Derivative	Special Cards	External Files	Comment
Name	Value	Unit	More	Macro		
1 Inside diameter	0.206	m	More...	<input checked="" type="checkbox"/>		
2 Pipe length	68	m	More...	<input checked="" type="checkbox"/>		
3 Loss coefficient	1.79	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$	More...	<input checked="" type="checkbox"/>		
4 Fluid density	1000.0	kg/m^3	More...	<input checked="" type="checkbox"/>		
5 Fluid specific heat	4.190	kJ/kg.K	More...	<input checked="" type="checkbox"/>		
6 Initial fluid temperature	80	C	More...	<input checked="" type="checkbox"/>		

Ilustración 49- Características del colector antes de fase 1 e interconexión

Para estas condiciones de simulación se ha obtenido el siguiente perfil de temperaturas de impulsión a los contadores EnCo4 y EnCo5:

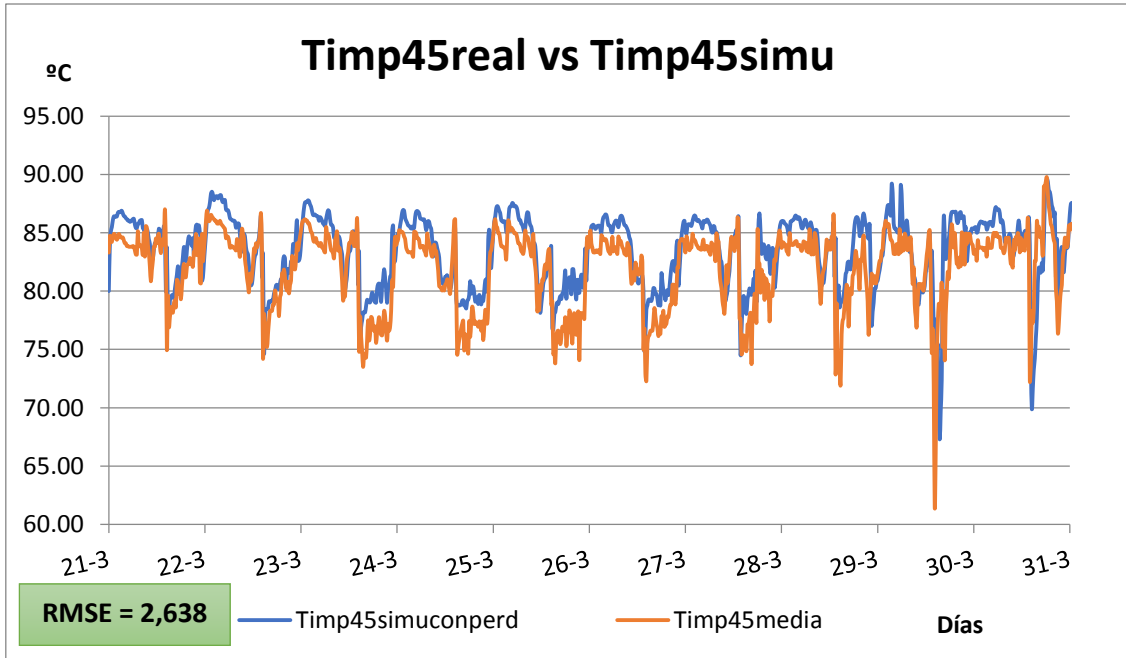


Gráfico 33- Temperaturas de impulsión real vs simulada de los contadores 4 y 5

Se observa que las diferencias son notables, tanto en el tramo de picos como en el de valles. La temperatura conseguida en la simulación es mayor que la que realmente se tienen en los contadores.

Se ha realizado el mismo perfil de temperaturas, pero para el retorno a las calderas de biomasa. En este caso el resultado es el siguiente:

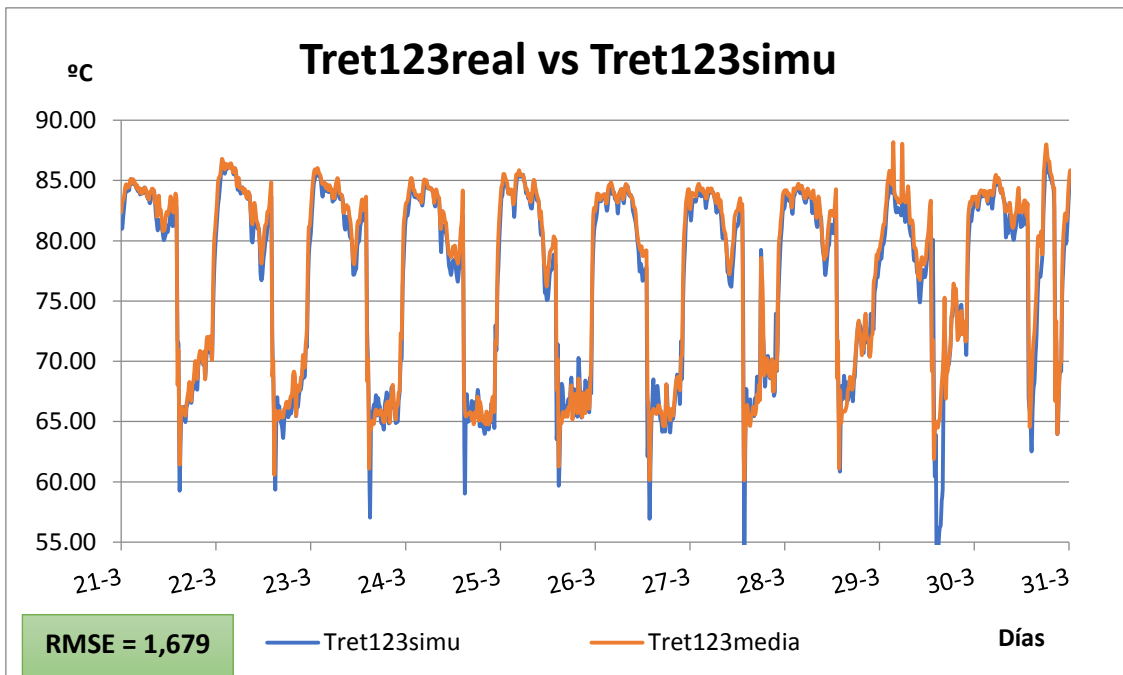


Gráfico 34- Temperaturas reales vs simulada de retorno a las calderas de biomasa

En este caso, la simulación es de mucha calidad y la temperatura obtenida se ajusta casi de manera perfecta a la real en dicho punto del sistema.

Esto es debido a que el retorno a las calderas se compara con un valor de temperatura media obtenido con las temperaturas utilizadas anteriormente en el principio de la simulación, mientras que la impulsión hacia las fases se compara con una media de temperaturas que nada tienen que ver con la simulación, por tanto en la comparación el error será mayor.

Como las imprecisiones se tienen en la parte de impulsión a los contadores 4 y 5, se ha tratado de corregir esa T de impulsión sin perder precisión en la temperatura de retorno a las calderas. Para ello se ha decidido aumentar el coeficiente de pérdidas del colector anterior a dichos contadores (colector prefases). Para el cálculo de la k necesaria, se ha hecho lo siguiente:

Pérdidas (MWh)			
Caudalímetros total	35,71	Diferencia	28,93
Depósito	5,72	kJ/h	416643775
Colector impulsión	0,426		
Colector prefases	0,628		

Tabla 66- Pérdidas en los depósitos de inercia

Dónde:

- *Caudalímetros total* → Pérdidas totales entre la generación en calderas de biomasa y los contadores EnCo4 y EnCo5, calculadas mediante caudalímetros.
- *Depósito* → Acumulación y pérdidas en el depósito de inercia:

$$\text{Port1in} + \text{Port2in} = \text{Port1outsimu} + \text{Port2outsimu} + \text{Acumulado y pérdidas}$$

Acumulado y pérdidas = 5,72 MWh

- *Colector de impulsión* → Pérdidas en el colector de impulsión proporcionadas por el type de la simulación.
- *Colector prefases* → Pérdidas en el colector previo a EnCo4 y EnCo5 proporcionadas por el type de la simulación.
Este será el valor a modificar, de manera que aumente hasta completar los 35.71 MWh de pérdidas que se obtienen con caudalímetros.
- *Diferencia* → Cantidad de MWh a añadir al colector anterior:

Diferencia= Caudalímetros total – Depósito – Colector de impulsión – Colector prefases

Después, como para el cálculo de la k se necesita este valor en kJ/h, se ha realizado la conversión, multiplicando por 3600 s que corresponden a 1 h.

Como se sabe el diámetro y la longitud del colector, se ha calculado el área exterior en m²:

$$\text{Área exterior} = 2 * \text{PI} * R * L = 44.01 \text{ m}^2$$

Y la T utilizada es la Timp45simu, en K.

Con todo eso, la k necesaria para conseguir las pérdidas necesarias es $k = 25.121 \text{ kJ}/(\text{h} * \text{m}^2 * \text{K})$

Simulando con $k=25,2 \text{ kJ}/(\text{h} * \text{m}^2 * \text{K})$:

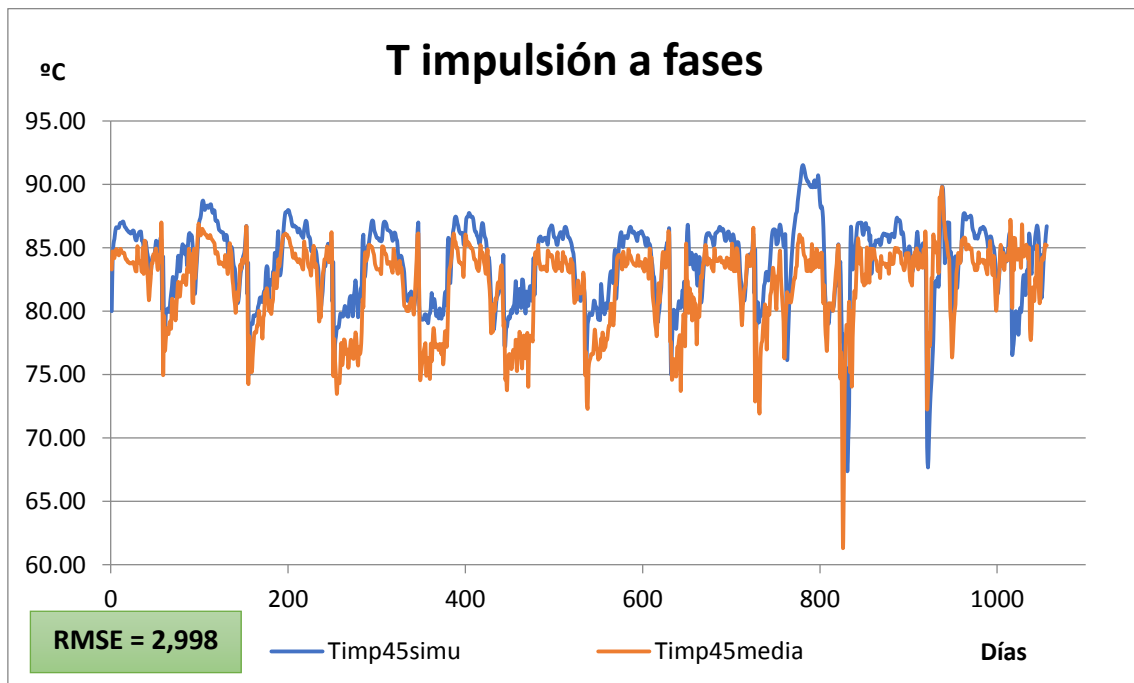


Gráfico 35- Temperaturas de impulsión real vs simulada con pérdidas en los contadores 4 y 5

Se observa que la simulación no ha mejorado, ya que el RMSE es de mayor valor que antes. Por tanto, se deduce que el problema de la simulación no se encuentra en no considerar las pérdidas.

Para comprobar realmente la veracidad de la simulación, en vez de comparar las temperaturas reales y simuladas, se va a comparar la energía real y la simulada. Como $Q = m * c_p * \Delta T$, y solo obtenemos de la simulación una T y Q, si la Q simulada y la real coinciden, se dará por buena la simulación.

Se hace un balance de energías global entre generación y salida a las fases, esto es un balance del VC1 con los resultados obtenidos en la simulación:

	Q SIMULADA	Q REAL	CONTADORES
MWh	367.46	351.51	325.28

Tabla 67- Energía generada en calderas de biomasa

	Q SIMULADA	Q REAL
MWh	382.41	335.29

Tabla 68- Energía que llega a los contadores 4 y 5

Se observa claramente que se da una situación imposible, ya que la energía obtenida para la simulación en los contadores 4 y 5 es mucho mayor que la que se genera en las calderas de biomasa simuladas.

Esto es debido a que el error se ha ido acumulando en la simulación, y como se ha visto la temperatura simulada ha ido superando a la real según avanzaba la simulación cada vez en mayor medida. Esto ha propiciado un error mayor al final, de manera que se ha llegado a una situación en la que no es únicamente problema de errores en la simulación sino que los mayores errores se acumulan por los datos de los que se dispone.

Una forma de corregir eso, sería suponer la Q en contadores de las calderas de biomasa, de ahí sacar las temperaturas de impulsión y simular con esa temperatura, pero supondría trampear el modelo de una manera que no llevaría a ninguna conclusión verídica.

7.6.4. Calibración del intercambiador de calor para calefacción de la fase 1

Debido a la falta de datos de la zona de ACS de la fase 1 (ya que solo se dispone de las temperaturas de impulsión y retorno y el caudal de lado primario) para su modelado, se ha decidido calibrar únicamente la parte del intercambiador de calor para calefacción. Para ello se ha realizado en TRNSYS el siguiente modelo:

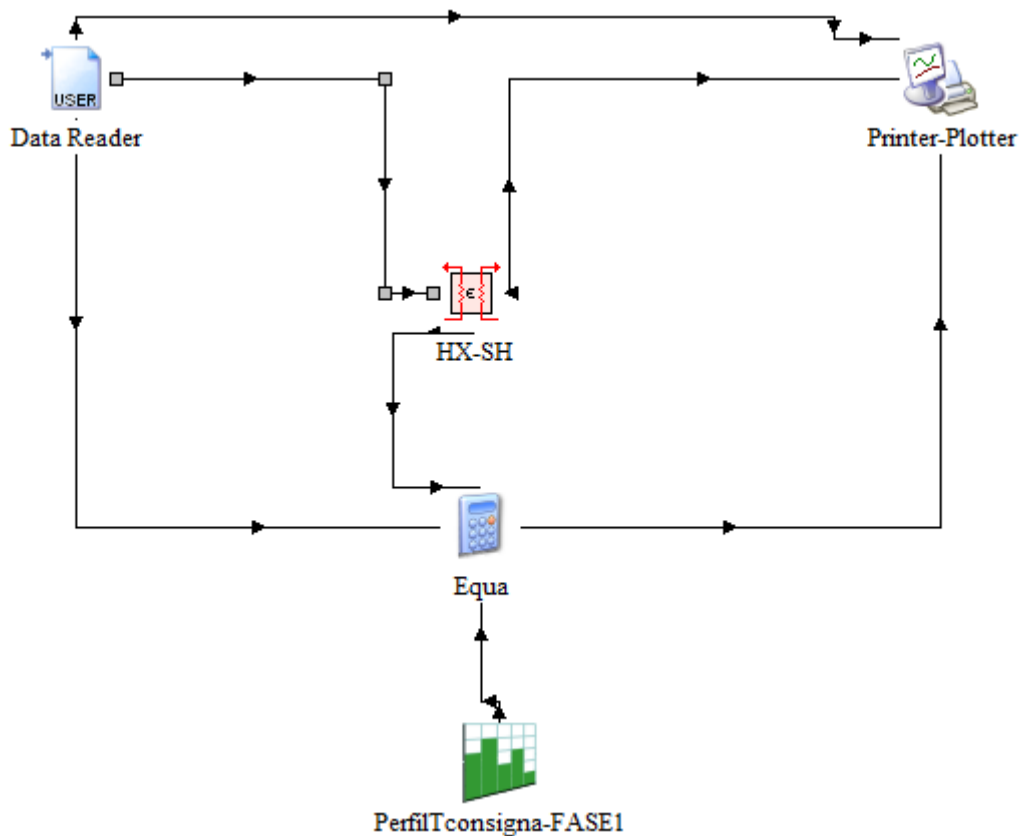


Ilustración 50- Modelo subestación fase 1

El único type que todavía no se ha visto es el type utilizado para el intercambiador de calor:

- **HX-SH (type 91):** mediante este type se pretende simular un intercambiador de calor de placas, en nuestro caso de flujo a contracorriente. La única característica a introducir en el intercambiador es su efectividad. Este parámetro no se debe confundir con el rendimiento del intercambiador, ya que la efectividad (ϵ) se calcula mediante:

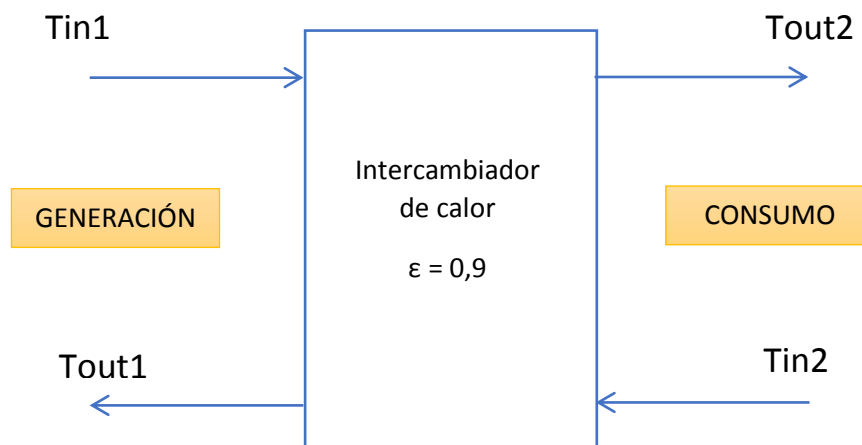
$$\epsilon = \frac{Q}{Q_{max}} \quad (9)$$

Donde Q es el calor intercambiado y Q_{mas} es el máximo calor que se podría intercambiar con el mayor salto de temperatura posible.

En este caso, la efectividad media con la calefacción en ON es de 0,895, por tanto se ha supuesto una efectividad igual a 0,9.

Para todos los datos de temperatura leídos en el DataReader, se ha utilizado una media de todas las subestaciones. Para el caso de los flujos se ha utilizado la suma total de todas las subestaciones. De esta manera se pretende simular una subestación que sea un resumen de la suma de todas.

Las entradas y salidas del intercambiador son las siguientes:



Como INPUTS se han introducido las dos entradas, y las dos salidas son las que se han simulado para compararlas posteriormente. La comparación entre temperaturas de salida reales y simuladas son las siguientes:

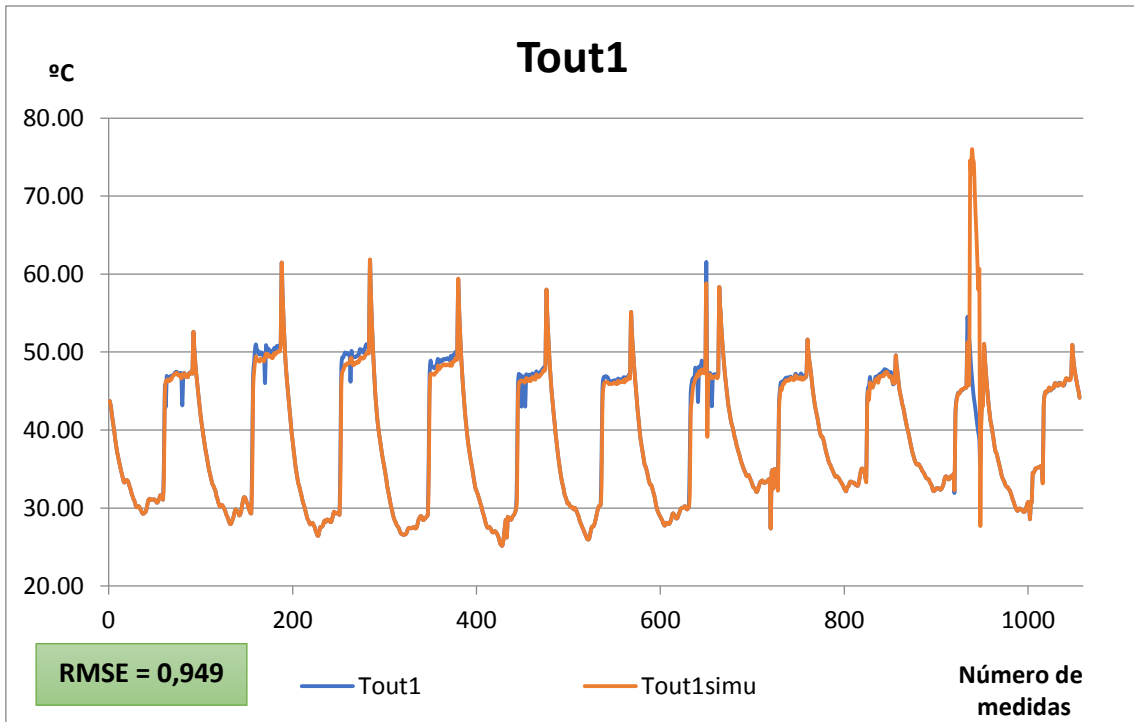


Gráfico 36- Temperatura de salida en el primario en la simulación de fase 1 real vs simulada

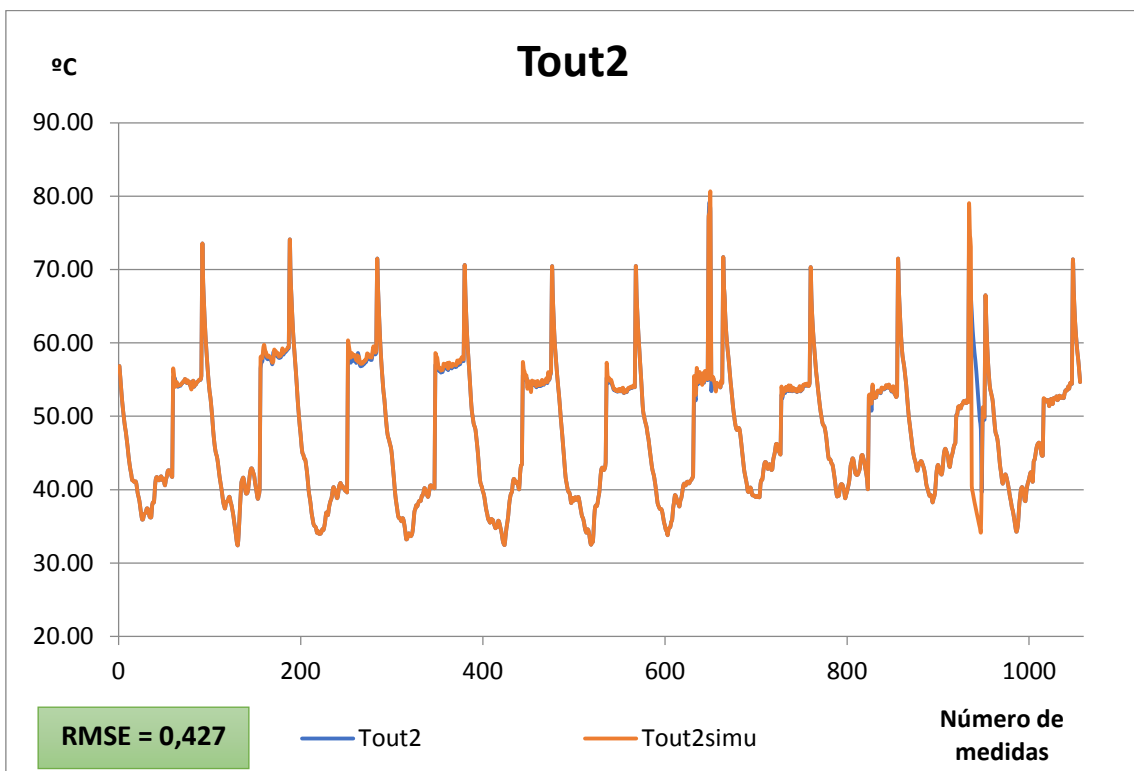


Gráfico 37- Temperatura de salida en el secundario para la subestación 1 real vs simulada

Se observa que la simulación es realmente buena, las temperaturas simuladas siguen muy de cerca a las reales en todo momento. El RMSE ha sido calculado teniendo en cuenta únicamente los periodos de calefacción ON, ya que al poner el control de temperatura mediante el perfil de consigna, en los periodos de calefacción OFF el RMSE era nulo y no era una resultado válido para la simulación.

Para realizar una comparación completa, se ha hecho un balance energético:

	MWh	Contadores	m*cp*ΔT real	m*cp*ΔT simu
Contadores	119.63		100.27%	97.94%
m*cp*ΔT real	119.31	99.73%		97.68%
m*cp*ΔT simu	122.14	102.10%	102.38%	

Tabla 69- Balance de energía para la simulación de fase 1

Se observa que la diferencia entre contadores y m*cp*ΔT real es mínima, y de ambos con la simulación es muy pequeña.

Por todo esto, se da por válida la simulación en TRNSYS de la parte de calefacción de la fase 1.

7.6.5. Calibración del intercambiador de calor para calefacción de la fase 2

Como se ha realizado en el apartado anterior, se va proceder al análisis de la simulación de la fase 2. De nuevo, únicamente podremos modelar la zona de la calefacción, debido a la falta de datos en la zona de ACS. En este caso, existe diferente sistema de calefacción que en la fase 1, ya que en la fase 1 se tiene un intercambiador por cada portal (esto es, una subestación por cada portal), y en la fase 2, para cada subestación tenemos un intercambiador pero el cual alimenta a dos o tres portales, dependiendo de la subestación. El sistema de una subestación de tres portales tiene la siguiente forma:

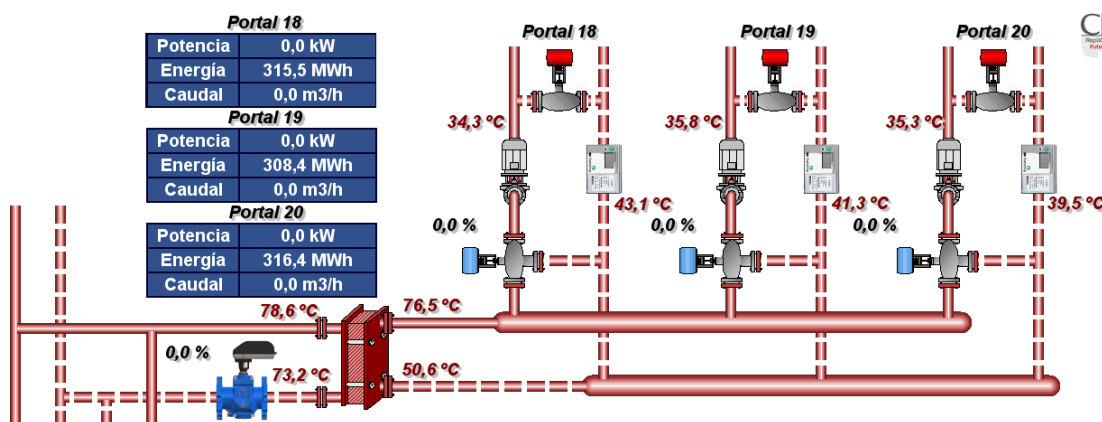


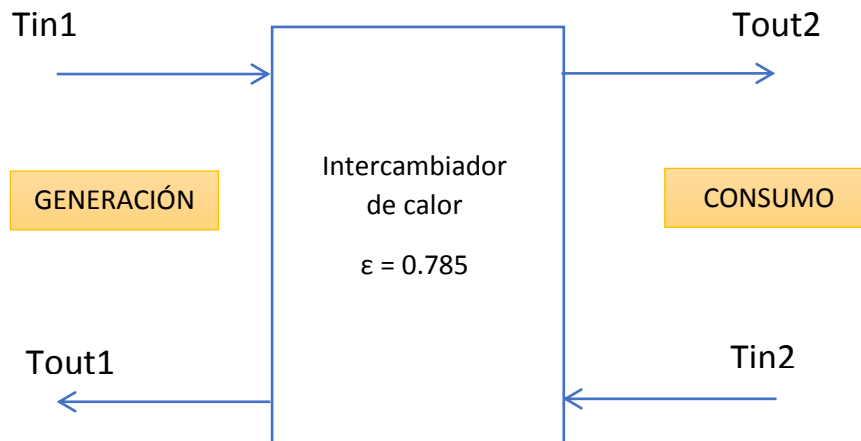
Ilustración 51- Subestación de fase 2

En este caso, por tanto, se dispone del caudal en el secundario, ya que tenemos los contadores, caudalímetros y potenciómetros colocados en cada portal, antes del consumo. Pero dicho caudal no podrá ser considerado como el del secundario, ya que habrá que restarle cierta cantidad que se va por el bypass.

Para el cálculo de dicho caudal secundario, tal y como se ha explicado en el apartado “7.3.2. Calderas de gas y fase 2 (del 21 al 31 de Marzo de 2017)” de forma detallada y justificada, existen dos métodos: uno haciendo balance entre primario y suma de los portales suponiendo que la subestación se encuentra en una sala, y el otro haciendo balance de masa y energía en la válvula de tres vías.

Mediante el primero, el RMSE obtenido es de 2,766, mientras que en el segundo se obtiene un valor para este parámetro de 5,185. Por tanto, para la simulación utilizaremos los valores de caudal del primer método.

Como una primera simulación más sencilla, se ha decidido simular únicamente el intercambiador, con sus cuatro temperaturas y sus dos caudales, de la misma manera que se hizo en la fase 1, pero en este caso debido a la complejidad de cada subestación se ha realizado una primera simulación de la subestación correspondiente a los portales 24-25-26. Para esta situación y considerando únicamente los valores de calefacción ON, la eficiencia del intercambiador tiene una media de 0,785:



El modelo tiene la siguiente forma:

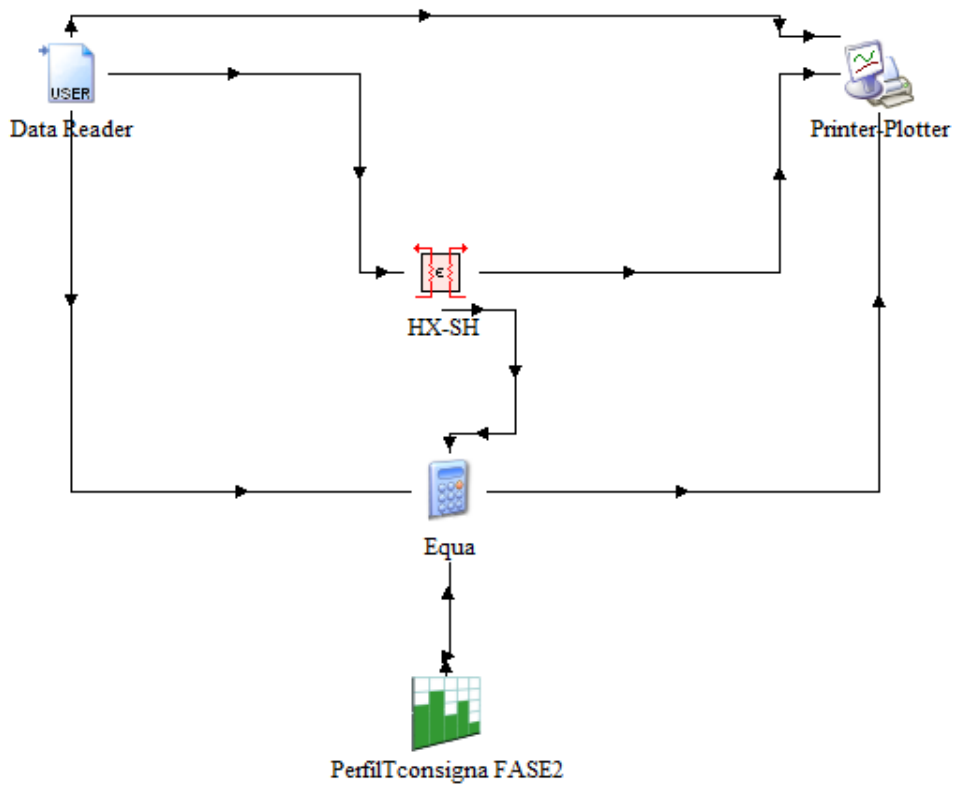


Ilustración 52- Modelo subestación fase 2 con control de T de consigna

Así, se obtiene:

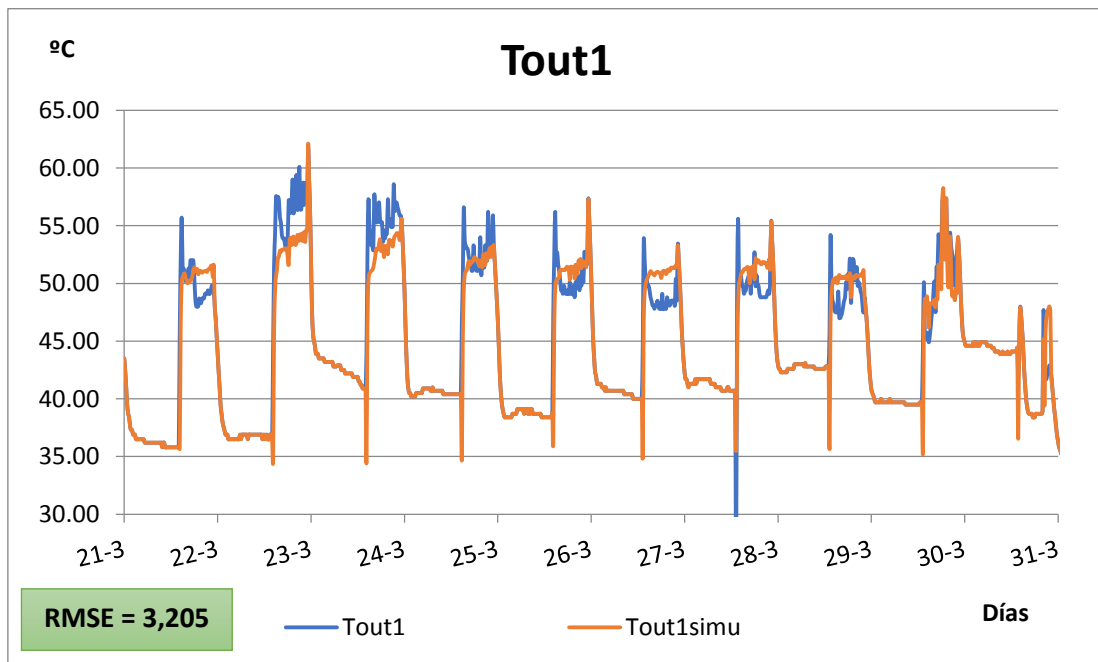


Gráfico 38- Temperatura de salida del primario portales 24-25-26 de fase 2 real vs simulada

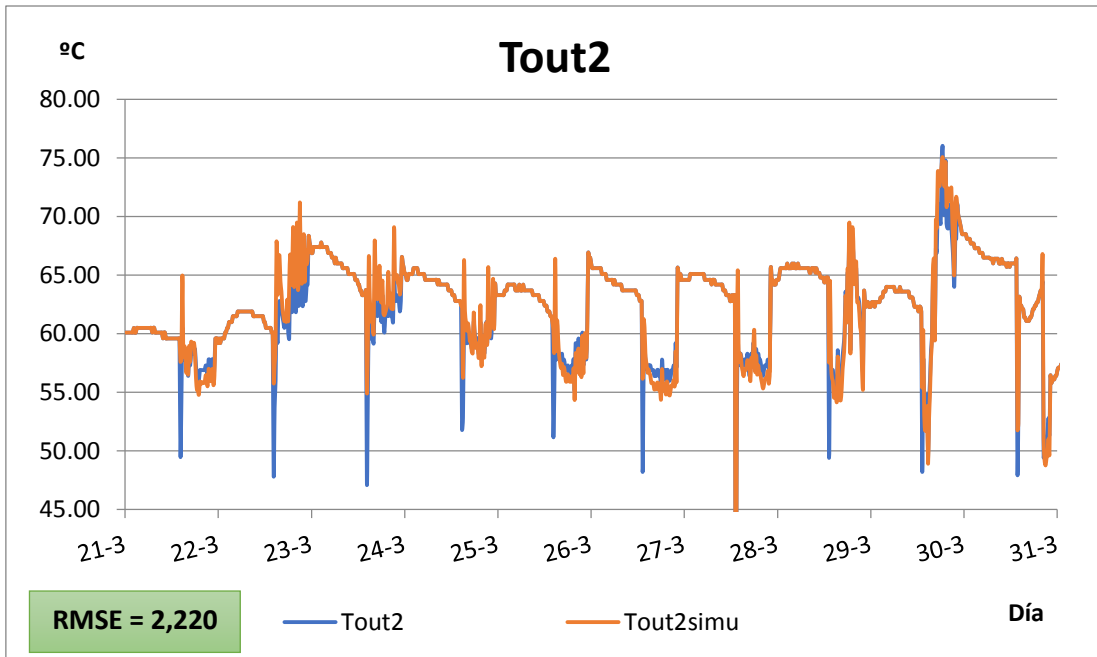


Gráfico 39- Temperatura de salida del secundario portales 24-25-26 de fase 2 real vs simulada

Para el cálculo del RMSE se han utilizado únicamente los valores significativos para darle mayor veracidad a la simulación, de manera que únicamente se han tenido en cuenta los valores calculados en periodos de calefacción ON.

Debido a la complejidad de los datos y a la necesidad de utilizar temperaturas medias, se considera una simulación bastante buena.

Una vez simulada una subestación, se ha simulado la fase 2 completa mediante medias de temperatura y sumas de caudales para todas las subestaciones. La eficiencia calculada para un intercambiador que simule todos los portales es de 0,723. El resultado de la simulación es el siguiente:

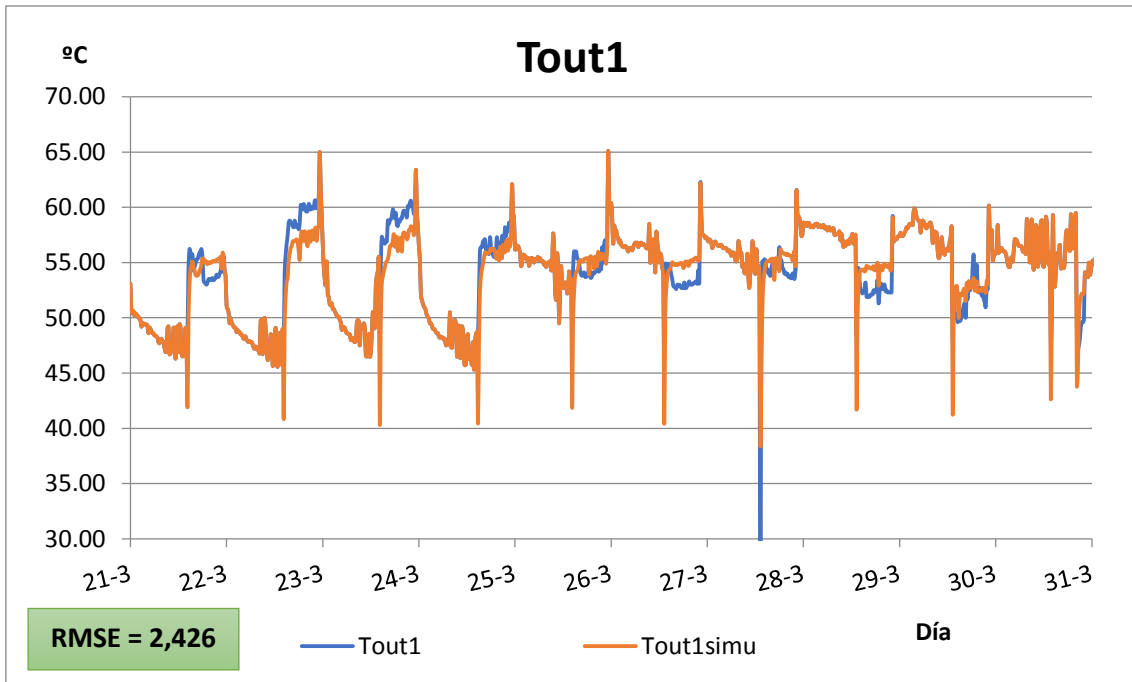


Gráfico 40- Temperatura de salida de del primario fase 2 real vs simulada

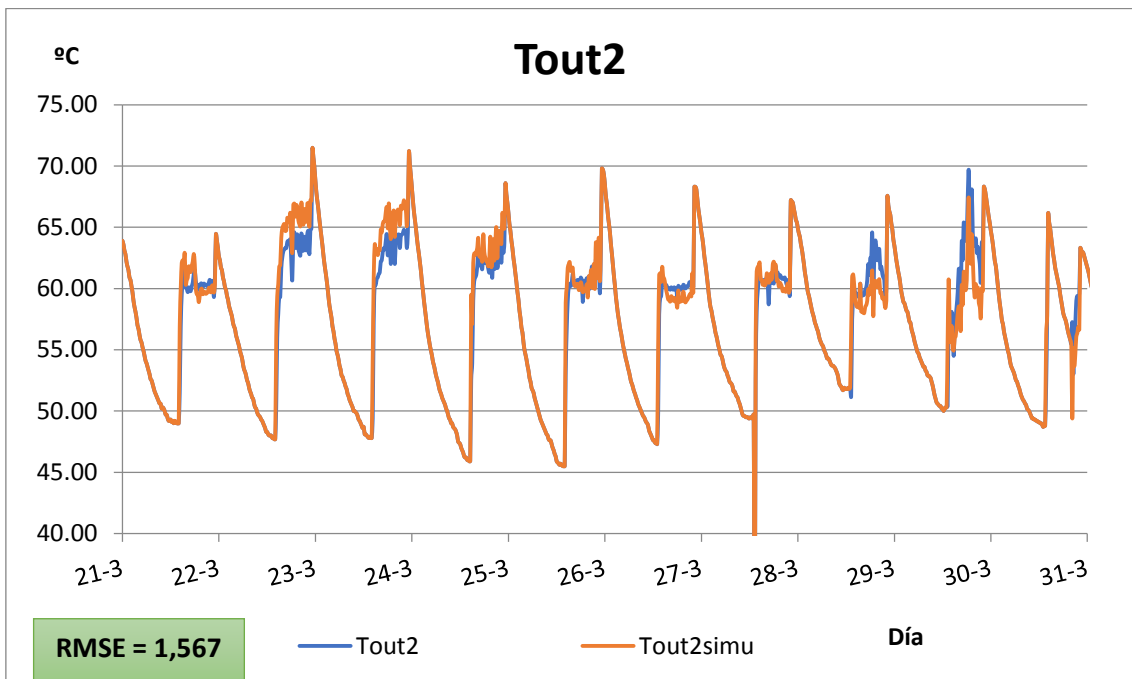


Gráfico 41- Temperatura de salida del secundario fase 2 real vs simulada

Los resultados obtenidos en esta simulación son realmente buenos, teniendo en cuenta que las temperaturas introducidas son una media de todos los portales y subestaciones y que los caudales en el primario se han calculado experimentalmente.

7.6.6. Calibración de las calderas de gas

Para la simulación de las calderas de gas no se dispone de datos suficientes. Los datos de los que se dispone son únicamente el contador con sus temperaturas a la salida de las tres calderas de gas, por tanto no tendría mucho sentido realizar simulaciones de esta parte de la instalación debido a la simplicidad del modelo, que sería el que se observa en la figura:

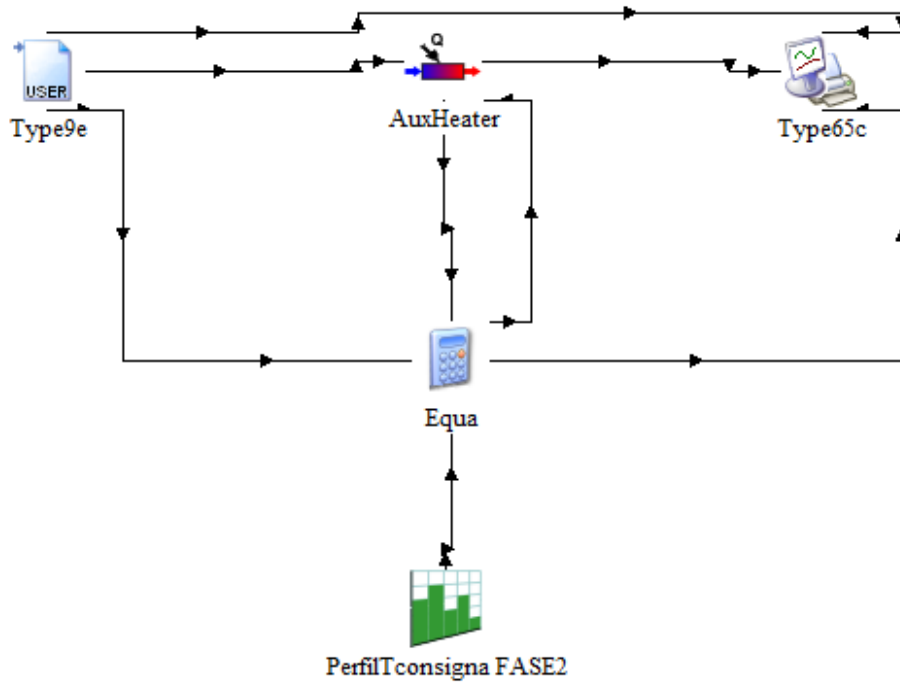


Ilustración 53- Modelo caldera de gas con control de T de consigna

En cuanto a temperaturas, la simulación del día 22 de marzo de 2017 no es nada buena ya que el RMSE es 3.095:

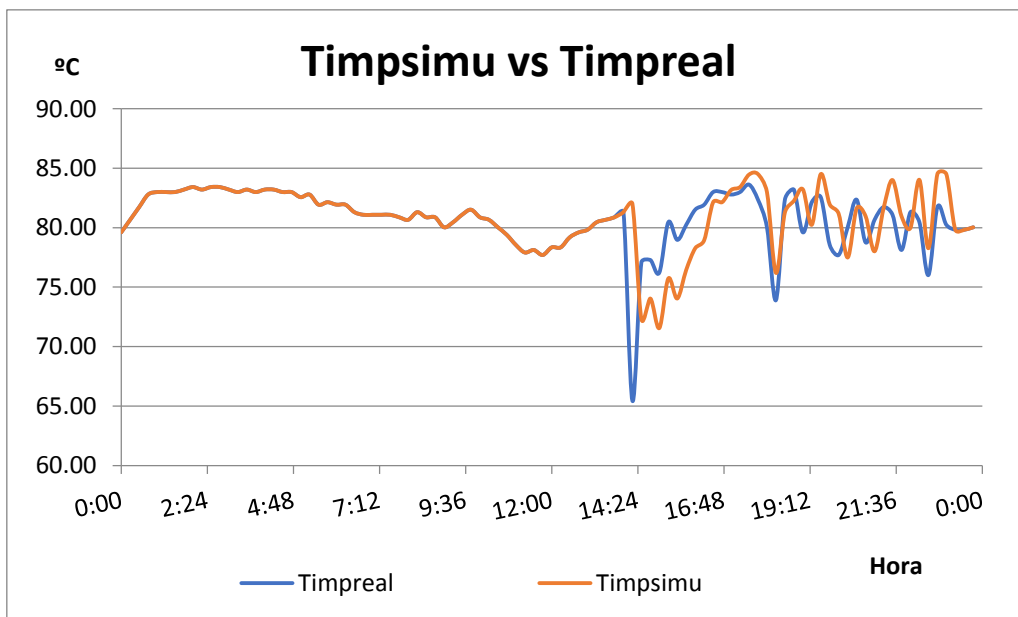


Gráfico 42- Temperaturas de impulsión caldera de gas real vs simulada para el 22 de marzo de 2017

Se observa que la tendencia de simulación es buena, pero que al tener temperaturas medidas en momentos tan separados como 15 minutos, la simulación presenta errores notables. En cambio, si se analiza la energía generada por esta caldera:

	Simulación	Real
MWh	26.55	27.36

Tabla 70- Balance de energía calderas de gas simulada vs real

De nuevo se ve claramente que el balance de energía hace que la simulación sea mejor de lo que las temperaturas reflejan.

7.7. Interpretación de resultados

Es realmente difícil hacer una interpretación de los resultados obtenidos en la simulación. El objetivo de estas simulaciones era obtener un modelo completo de la instalación para después poder simularla en conjunto y optimizarla. En cambio, los resultados obtenidos han imposibilitado esta labor.

Como se ha ido analizando a lo largo de las simulaciones de los diferentes subsistemas, las temperaturas obtenidas de la plataforma habilitada para ello no son las idóneas para poder validarlas en TRNSYS sin crear un control realmente complejo, ya que los valores de temperatura cada 15 minutos pueden tener picos intermedios. Por ello se han obtenido RMSE tan altos.

Por otra parte, los resultados obtenidos en los balances de energía aportan otra visión de la situación, ya que compensan los errores cometidos tanto por arriba como por abajo, obteniendo un mejor resultado en cuanto a números se refiere, pero a la vez poco completo para poder validar el sistema en conjunto.

Finalmente, los peores resultados se han obtenido en el subsistema de las calderas de biomasa junto con el depósito de inercia. Al ser un modelo más complejo, los errores sobre todo debido a los datos disponibles, pero también los que se han ido acumulando a lo largo de la simulación, han imposibilitado la unión de este primer subsistema a todos los demás.

8. Presupuesto

El presupuesto del proyecto es bastante reducido, ya que se trata de un análisis y una simulación, y los gastos en general son bastante pequeños.

Por otro lado, para la realización de este proyecto se ha viajado aproximadamente una vez por semana a las instalaciones de Tecnalia Azpeitia, con los gastos que ello conlleva.

Además, se ha considerado la amortización de la licencia TRNSYS así como del ordenador utilizado a lo largo de todo el proyecto.

Finalmente, como gastos indirectos se ha considerado un 7% de los gastos totales.

Todo esto se resume en la siguiente tabla:

PRESUPUESTO				
				TOTAL
Convenio EUSKOIKER	680 horas			1.600,00 €
Licencia TRNSYS	2.250,00 €	8.760 h de vida	680 h de uso	174,66 €
Material utilizado				
<i>Ordenador</i>	500 €	8.600 h de vida	680 h de uso	39,53 €
<i>Material oficina</i>				50,00 €
Desplazamientos				
<i>Getxo - Azpeitia</i>	14 viajes		48,3€/viaje	676,20 €
<i>Getxo - Bilbao</i>				244,00 €
TOTAL				2.784,39 €
Costes indirectos				194,91 €
GASTOS TOTALES				2.979,30 €

Tabla 71- Presupuesto del proyecto

9. Conclusiones

La primera conclusión obtenida es que la biomasa es un combustible en crecimiento en Europa, y en menor medida en España, sin acercarse a niveles de los grandes combustibles fósiles, pero con una gran proyección futura, solo hace falta que tanto la sociedad como los gobernantes se planteen la situación energética con previsión futura, y no pensando únicamente en la mejor solución en el presente.

También los sistemas de district heating están presentes cada vez en más instalaciones de países a lo largo y ancho del planeta, debido a beneficios como el ahorro energético o la disminución de emisiones de contaminantes. En España se ha duplicado en tres años el número de instalaciones, pero aún queda mucho camino que recorrer hasta llegar a la altura de los países nórdicos, si la ley sobre energías renovables lo permite.

En cuanto a la realización del proyecto, el primer objetivo era recopilar los datos reales de la instalación y realizar un análisis de los mismos. Se han descargado y agrupado dichos datos por meses, haciendo balance de tres periodos a lo largo de año y medio, dos inviernos y un verano. De cada periodo se han obtenido tanto energía consumida como generada, obteniendo en todo momento el rendimiento del sistema.

Además se han analizado todos los sensores posibles, comprobando tanto la coherencia de su medida como su exactitud mediante balances de energía tanto en contadores como utilizando $m \cdot c_p \cdot \Delta T$. Se ha obtenido un análisis de sensores completo, deduciendo que varios de ellos no están colocados correctamente, y por tanto, ciertas medidas son incoherentes como se explicará a continuación.

Primero, analizando los datos disponibles, las primeras complicaciones surgieron al principio, a la hora de empezar a extraer los datos de la plataforma. Costó mucho empezar ya que ni los datos de la fase 2 ni de las calderas de gas estaban subidos a la plataforma (se subieron los primeros datos el 21 de marzo de 2017), ni los de la fase 1 estaban completos del todo, ya que faltaban datos de casi todos los meses.

En el análisis de sensores de temperatura se ha visto que las medidas proporcionadas por estos cuando las calderas están apagadas, no deben ser significativas a la hora de realizar análisis y simulaciones, ya que al no circular caudal por las tuberías, estos sensores se pueden enfriar más o menos debido a su colocación en la instalación (más cerca del exterior o en una corriente de aire), e indicarnos medidas inexactas o erróneas. Esto no ocurre cuando circula

caudal por ellas, ya que los sensores medirán realmente lo que ocurre en el funcionamiento aunque se pueda producir algún error por factores externos como ya se ha comentado.

La siguiente adversidad se encontró cuando al hacer los balances y las simulaciones, al tener datos en intervalos de 15 minutos, es un intervalo tan grande que la temperatura puede subir y bajar, y descompensar la energía que aportan los contadores que miden todo lo que ocurre y no tan solo el valor inicial y final de esos 15 minutos. Por ello, para los balances de energía se utilizaron los datos de contadores.

Esto se podría haber evitado con una mejor comunicación entre los interesados en tener unas medidas de temperaturas exactas para poder analizar correctamente el funcionamiento del sistema y los que les interesa un análisis macro del mismo.

Junto con este análisis se han generado archivos de demandas de calefacción y ACS para todos los meses entre invierno de 2016 y verano de 2017, en todo momento en que los datos disponibles lo han permitido.

En cuanto a los simuladores energéticos, sorprende la cantidad de alternativas que dispone el mercado. Hay simuladores para todo tipo de situaciones, pero el TRNSYS es uno de los más completos a la vez que complejo, sobre todo en la introducción de datos.

En lo que se refiere al análisis de la simulación de la instalación de Torrelago, se han obtenido varias conclusiones que nos han ayudado a entender un poco más la instalación.

En primera instancia, se ha realizado modelos sencillos de cada subsistema. El subsistema que más complicaciones ha aportado es el formado por las calderas de biomasa y los depósitos de inercia, ya que es el más complejo de todos. Los modelos de las subestaciones tanto de la fase 1 como de la fase 2 han sido satisfactorios, mientras que para el modelo de la caldera de gas se requerían más datos para obtener resultados más precisos.

Por tanto, y como se ha comprobado en el análisis de sensores, las medidas de temperaturas proporcionadas por el sistema real son poco precisas, que sumadas a los errores en el modelo, se deduce que de momento no tiene sentido juntar todos los subsistemas porque no obtendríamos valores lógicos. Por tanto, se propone como trabajo futuro crear un modelo mucho más complejo en cuanto a control se refiere, de manera que se pueda juntar todo el modelo.

El objetivo de validar el modelo completo para después optimizarlo ha sido imposible de conseguir, debido a todas las complicaciones que se han explicado.

Se concluye el proyecto pensando que a veces es mejor invertir un poco más en sensorización y volumen de datos, ya que luego se acaba amortizando a la hora de hacer un análisis en profundidad del sistema.

Finalmente, en el ámbito personal, ha supuesto un cambio muy radical a la hora de realizar un proyecto. Me he dado cuenta de lo complejo que puede resultar a veces trabajar con datos y elementos de medida reales, en los que hay necesidad de analizar todo lo que ocurre en cada momento, y habiendo diferentes empresas implicadas, dicha complejidad se multiplica. Aun así, se ha intentado cumplir con los plazos previstos aun teniendo dificultades debidas a diversos factores imprevistos con los que no se contaba.

10. Bibliografía

- [1] Empresas implicadas en el proyecto CITYFIED (Mayo 2013). *CITYFIED PART B*.
- [2] *La oportunidad de rehabilitar en el escenario económico actual*
<http://www.tendenciasenenergia.es/la-oportunidad-de-rehabilitar-en-el-escenario-economico-actual/2519>
- [3] *Top District Heating Countries – Euroheat & Power 2015 Survey Analysis* Euroheat & Power
<https://www.euroheat.org/news/district-energy-in-the-news/top-district-heating-countries-euroheat-power-2015-survey-analysis/>
- [4] EuroHeat (2015). *2015 Country by country Statistics Overview*
- [5] Miguel Perez de Lema (2012). *Desarrollo de los District heating en España*
- [6] *Centro de Noticias de la ONU - FAO debate si Protocolo de Kyoto ofrece oportunidad para países pobres* <http://www.un.org/spanish/News/story.asp?newsID=4943#.WcYhPtIUnIU>
- [7] IDAE (Octubre 2008). *Energía de la biomasa*
- [8] *El uso de biomasa en España evita 3,68 millones de toneladas de emisiones Gases de Efecto Invernadero en 2016* <https://www.caloryfrio.com/energias-renovables/biomasa/uso-biomasa-espana-evita-emisiones-gases-efecto-invernadero-2016.html>
- [9] *Trnsys 18 - Simulación energética – Aiguasol* <https://aiguasol.coop/es/energy-software/trnsys-18-simulacion-energetica/>
- [10] *District Heating & Cooling o redes urbanas de calor y frío; ventajas de un sistema eficiente*
<https://www.caloryfrio.com/ahorro-energia/eficiencia-energetica/district-heating-cooling-redes-urbanas-calor-y-frio-ventajas-de-sistema-eficiente.html>
- [11] Empresas implicadas en el proyecto CITYFIED
CITYFIED_D4.4_Implementation_plan_of_the_Spanish_demonstrator VEO
- [12] RMSE Root Mean Square Error <http://www.statisticshowto.com/rmse/>

ANEXO 1: Lista de variables del sistema utilizadas

- Calderas de biomasa y depósitos de inercia:

Variable	Unidad	Comentario
MFC1	Valor control	Modo de funcionamiento caldera 1
MFC2	Valor control	Modo de funcionamiento caldera 2
MFC3	Valor control	Modo de funcionamiento caldera 3
EnCo1	MWh	Energía Contador 1 (Temperaturas y caudales)
EnCo2	MWh	Energía Contador 2 (Temperaturas y caudales)
EnCo3	MWh	Energía Contador 3 (Temperaturas y caudales)
TimpCoPrim	°C	Temperatura de Impulsión Colector Primario
TRetCoPrim	°C	Temperatura de Retorno Colector Primario
TDEpln1Bot	°C	Temperatura del Deposito de Inercia 1 en la zona Baja
TDEpln1Top	°C	Temperatura del Deposito de Inercia 1 en la zona Alta
TDEpln2Bot	°C	Temperatura del Deposito de Inercia 2 en la zona Baja
TDEpln2Top	°C	Temperatura del Deposito de Inercia 2 en la zona Alta
TimpContFase1	°C	Temperatura de Impulsión Contador FASE 1
TretContFase1	°C	Temperatura de RetornoContador FASE 1
EnCo4	MWh	Energía Contador 4 (Temperaturas y caudales)
EnCo5	MWh	Energía Contador 5 (Temperaturas y caudales)

- Fase 1:

Variable	Unidad	Comentario
T1S#AcsImp	°C	Temperatura Primario Acs Impulsión Subestación #
T1S#AcsRet	°C	Temperatura Primario Acs Retorno Subestación #
T1S#CalImp	°C	Temperatura Primario Calefacción Impulsión Subestación #
T1S#CalRet	°C	Temperatura Primario Calefacción Retorno Subestación #
T2S#AcsImp	°C	Temperatura Secundario Acs Impulsión Subestación #
T2S#AcsRet	°C	Temperatura Secundario Acs Retorno Subestación #
TDeps#Acs	°C	Temperatura Deposito Acs Subestación #
T2S#CalImp	°C	Temperatura Secundario Calefacción Impulsión Subestación #
T2S#CalRet	°C	Temperatura Secundario Calefacción Retorno Subestación #
AbsPowerS#Acs	kW	Potencia Instantánea Acs Subestación #
AbsPowerS#Cal	kW	Potencia Instantánea Calefacción Subestación #
AbsFlowS#Acs	m3/h	Caudal volumétrico Acs Subestación #
AbsFlowS#Cal	m3/h	Caudal volumétrico Calefacción Subestación #
EnerS#Acs	kWh	Energía Contador ACS Subestación #
EnerS#Cal	kWh	Energía Contador Calefacción Subestación #

El signo # indicará el número de subestación al que nos referimos.

- Calderas de gas:

Variable	Unidad	Comentario
T Imp Gas	°C	Temperatura de Impulsión Calderas de Gas
T Ret Gas	°C	Temperatura de Retorno Calderas de Gas
Ener Cont Gas	MWh	Contador Energía Calderas de Gas
Q Gas	m ³ /h	Caudalímetro Calderas de Gas
Pot Gas	MW	Potencia Instantanea Calderas de Gas
Cal ON/OFF	%	Porcentaje de encendido Calderas de Gas
Ener Fase 2	MWh	Contador Energía fase 2
Q fase 2	m ³ /h	Caudalímetro fase 2
Pot fase 2	MW	Potencia Instantanea fase 2
T imp Fase 2	°C	Temperatura de Impulsión a fase 2
T ret Fase 2	°C	Temperatura de Retorno de fase 2

- Fase 2:

Variable	Unidad	Comentario
T imp 2 ^o CAL Port #	°C	Temperatura de Impulsión en el Secundario de Calefacción Portal #
T ret 2 ^o CAL Port #	°C	Temperatura de Retorno en el Secundario de Calefacción Portal #
Pot 2 ^o CAL Port #	kW	Potencia Instantanea en el Secundario de Calefacción Portal #
Cont Ene 2 ^o Port #	MWh	Contador Energía en el Secundario de Calefacción Portal #
Q CAL 2 ^o Port #	m3/h	Caudalímetro en el Secundario de Calefacción Portal #
T imp 2 ^o CAL Port *	°C	Temperatura de Impulsión en el Secundario de Calefacción Portal *
T ret 2 ^o CAL Port *	°C	Temperatura de Retorno en el Secundario de Calefacción Portal *
Pot 2 ^o CAL Port *	kW	Potencia Instantanea en el Secundario de Calefacción Portal *
Cont Ene 2 ^o Port *	MWh	Contador Energía en el Secundario de Calefacción Portal *
Q CAL 2 ^o Port *	m3/h	Caudalímetro en el Secundario de Calefacción Portal *
T imp 1 ^o CAL Subc #-*	°C	Temperatura de Impulsión en el Primario de Calefacción Portal #-*
T ret 1 ^o CAL Subc #-*	°C	Temperatura de Retorno en el Primario de Calefacción Portal #-*
T ret 2 ^o CAL Subc #-*	°C	Temperatura de Retorno en el Secundario de Calefacción Portal #-*
T imp 2 ^o CAL Subc #-*	°C	Temperatura de Impulsión en el Secundario de Calefacción Portal #-*
T imp 1 ^o ACS Subc #-*	°C	Temperatura de Impulsión en el Primario de Calefacción Portal #-*
T ret 1 ^o ACS Subc #-*	°C	Temperatura de Retorno en el Primario de Calefacción Portal #-*
T Dep 1 ACS Subc #-*	°C	Temperatura depósito de ACS 1 #-*
T Dep 2 ACS Subc #-*	°C	Temperatura depósito de ACS 2 #-*
Pot 1 ^o ACS Subc #-*	kW	Potencia Instantanea en el Primario de ACS Portal #-*
Cont Ener 1 ^o ACS Subc #-*	MWh	Contador Energía en el Primario de ACS Portal #-*
Q 1 ^o ACS Subc #-*	m3/h	Caudalímetro en el Primario de ACS Portal #-*

Los signos # y * indicarán el número de portal o conjunto de portales al que nos referimos.

ANEXO 2: Planos y esquemas

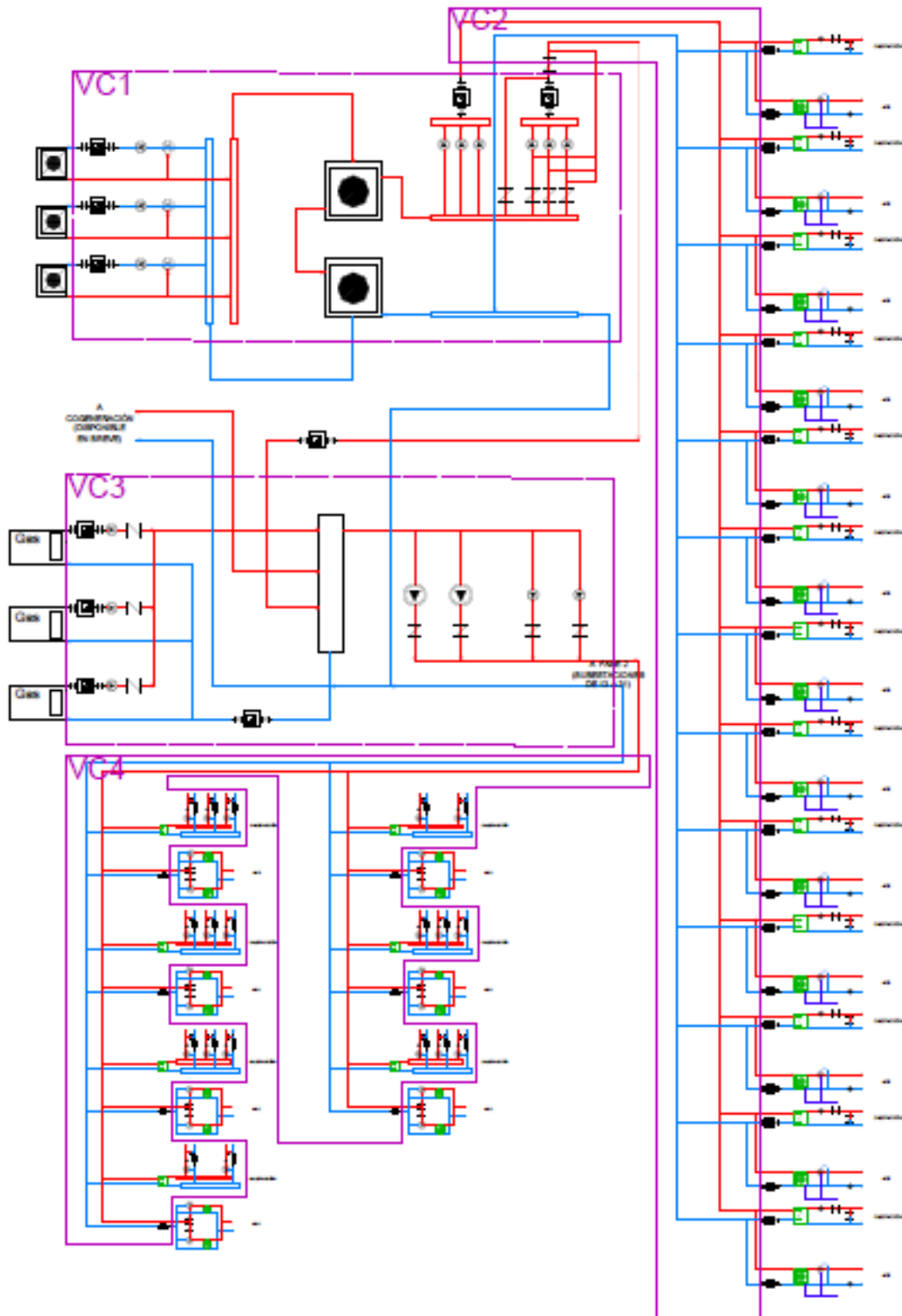


Ilustración 54- AutoCad de los cuatro volúmenes de control

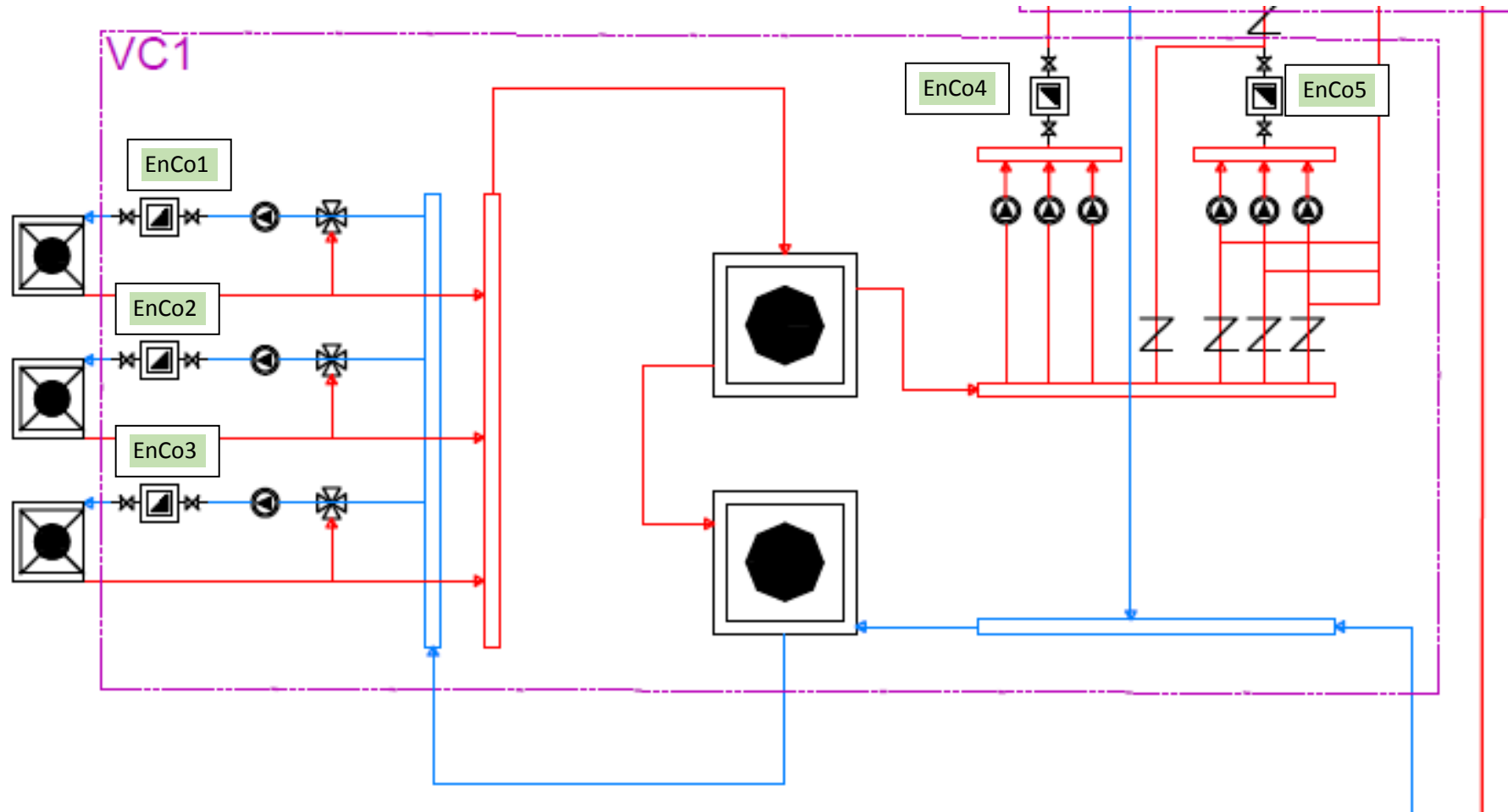


Ilustración 55- AutoCad VC1

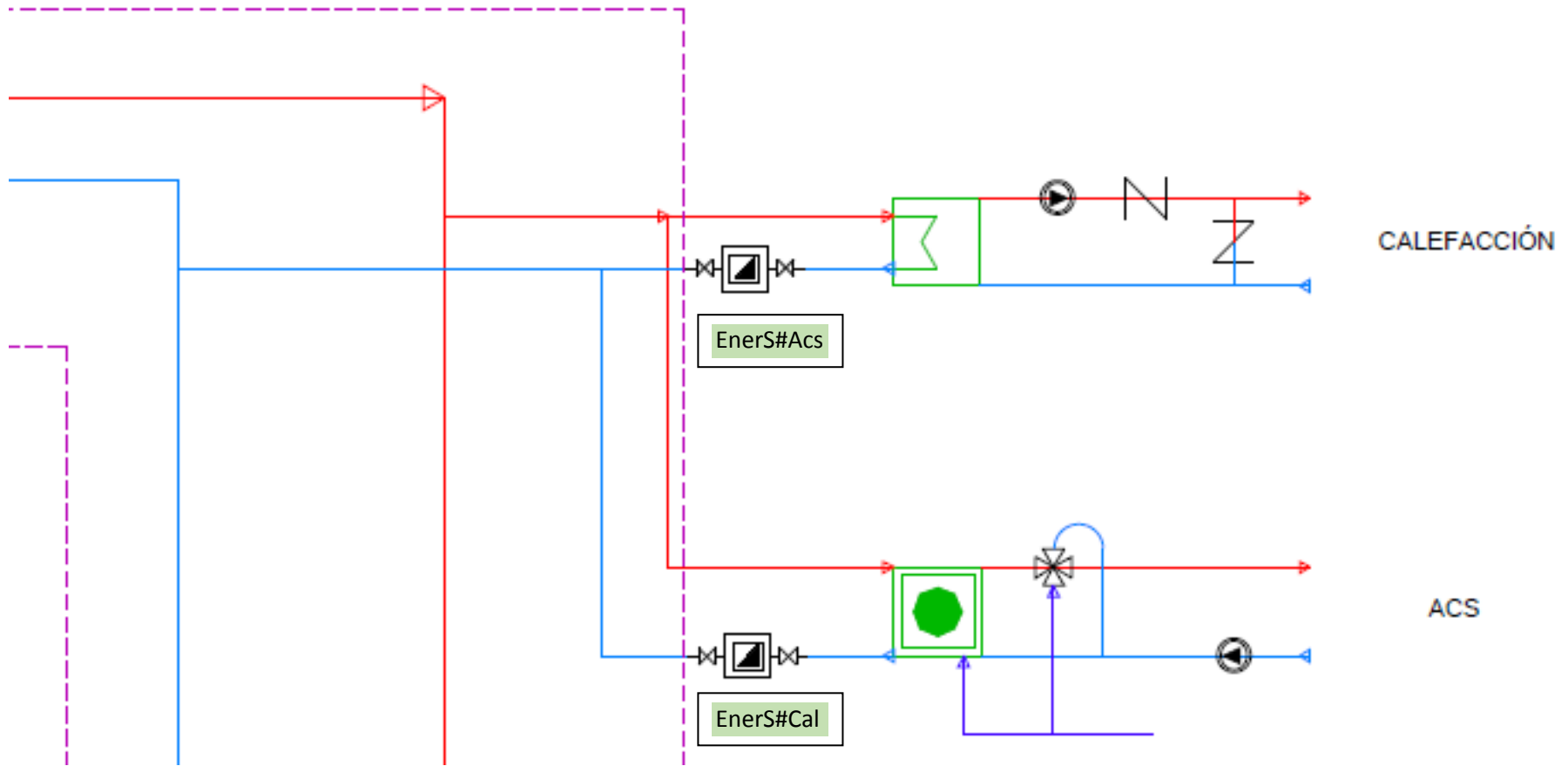


Ilustración 56- AutoCad una subestación de la fase 1 y parte de VC2

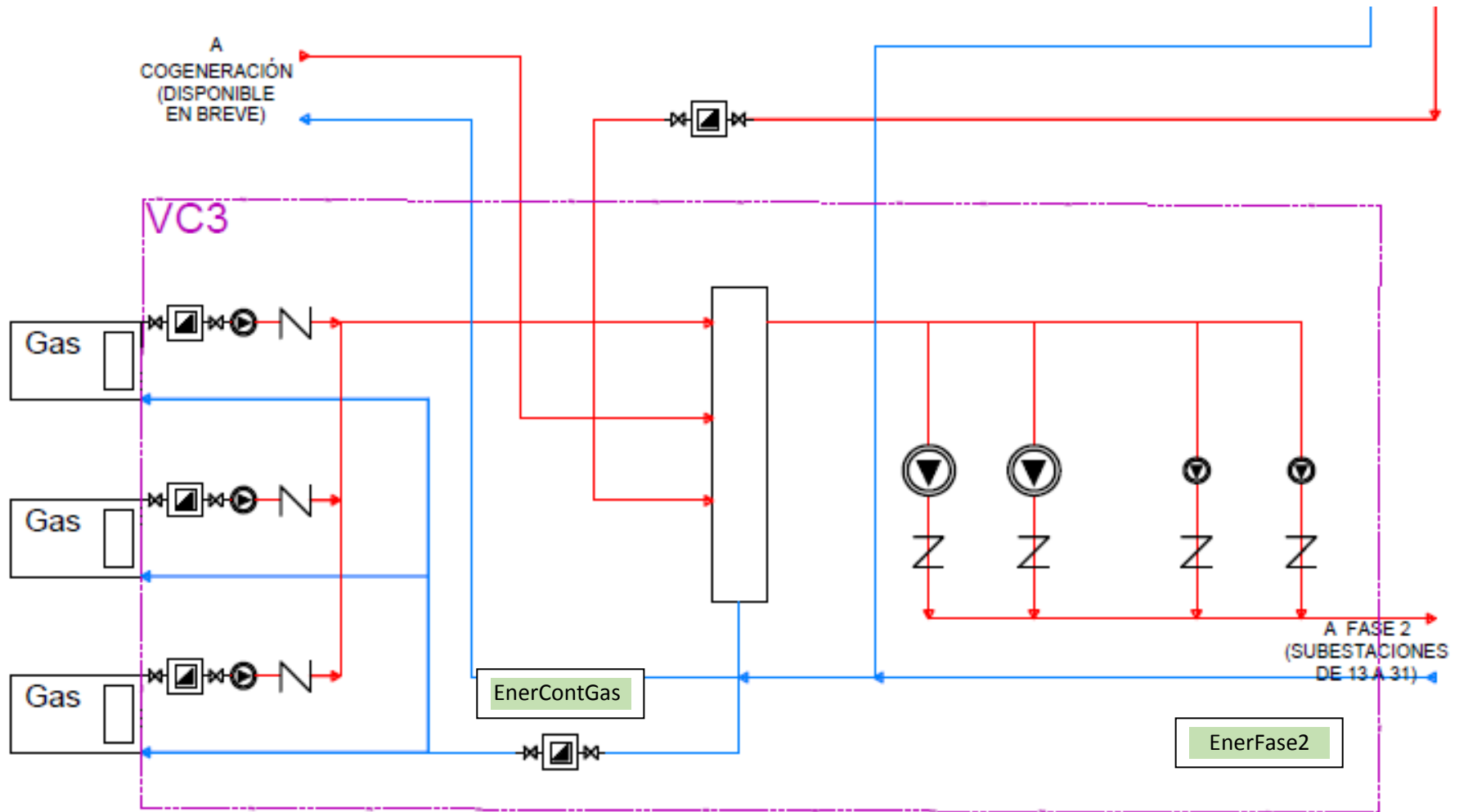


Ilustración 57- AutoCad VC3

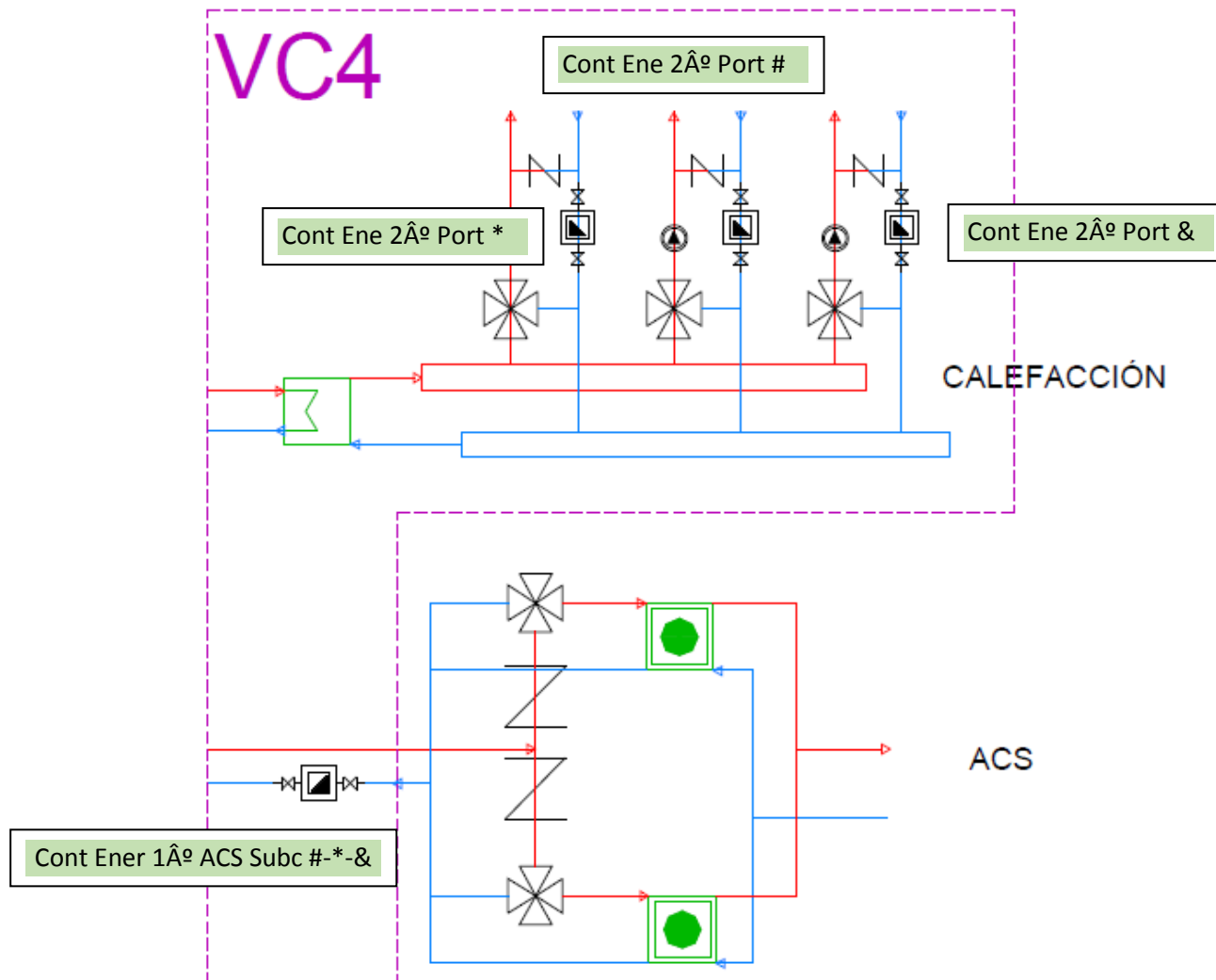


Ilustración 58- AutoCad una subestación de la fase 2 y parte de VC4