



**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES**

**Grado en Ingeniería Eléctrica**

**OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO EN INSTALACIONES  
INDUSTRIALES CON PERFILES DE DEMANDA ESTACIONALES MEDIANTE  
ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA Y ALMACENAMIENTO  
ENERGÉTICO**

**Autor:**

**Martín Uceró, David**

**Tutor:**

**Baeyens Lázaro, Enrique**

**Valladolid, junio 2019**



*A Luis Platón Arias, mi tutor de empresa, por todos los conocimientos y tiempo compartido y por el gran ejemplo profesional que ha sido.*

*A Enrique Baeyens Lázaro, mi tutor académico, por haber sido, en todo momento, una fuente de consejos y sabiduría.*

*A mi familia, por haberme brindado siempre todo su apoyo.*





## RESUMEN:

El objetivo de este proyecto es desarrollar una solución técnica para el problema del gasto en penalizaciones por excesos de potencia activa en PYMEs industriales que trabajan por campañas, ya que los sistemas de tarificación actuales no son suficientemente flexibles para adaptarse a sus necesidades de consumo.

Este Trabajo Fin de Grado, se ha centrado en estudiar los datos reales medidos de una empresa de este tipo, en concreto de una Bodega de vino ubicada en la Comunidad Autónoma de Navarra. Previsiblemente, las conclusiones de este estudio serán fácilmente extrapolables a otras empresas del sector o de otro sector en el que exista este mismo problema.

Para llegar a una solución se ha procedido a estudiar todas las alternativas existentes, comenzando por aquellas que suponen la menor inversión, y después estudiando aquellas con costes de implantación más altos. Además, se ha hecho uso, cuando ha sido conveniente, de herramientas de simulación para la obtención de soluciones más precisas.

Finalmente se ha llegado a una conclusión, que ha sido la alternativa o mezcla de alternativas que suponen la solución óptima a tomar por el propietario de la instalación.

## PALABRAS CLAVE:

Ingeniería Eléctrica, optimización, recortado de picos, eficiencia, almacenamiento energético.

## ABSTRACT:

The main goal of this project is to develop a technical solution to the penalties costs problem due to active power overages in industrial SMEs with seasonal consumption, because the existing pricing systems are not flexible enough to adapt to their consumption needs.

This final project has focused on study the real measured data from one of this type of business, specifically, a wine cellar located in Navarra in the north of Spain. We can predict that we will be able to easily extrapolate the conclusions of this project to other enterprises in this sector and others with the same issue.

To reach a solution, it has been analyzed all the existing alternatives starting with those which involve the smallest investments and then those with a higher implantation cost. In addition, simulation tools have been used, when convenient, to obtain more accurate solutions.

Eventually, a conclusion has been reached, like the alternative or mix of them that will be the optimal solution to take for the installation owner.

## KEYWORDS:

Electric Engineering, optimization, peak shaving, efficiency, energy storage.





## ÍNDICE

1	NOMENCLATURA .....	11
2	JUSTIFICACION DEL PROYECTO .....	13
3	NORMATIVA DE APLICACIÓN:.....	16
4	CUANTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	17
4.1	INTRODUCCIÓN A LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	17
4.2	TARIFAS DE ACCESO VIGENTES .....	17
4.3	TARIFAS 3.0 A Y 3.1 A .....	19
4.3.1	Término de potencia .....	19
4.3.2	Término de energía .....	20
4.3.3	Energía reactiva.....	20
4.3.4	Períodos horarios .....	20
4.3.5	Precios actuales .....	21
4.4	CASO PARTICULAR DE AGOSTO.....	23
4.5	CUANTIFICACIÓN DE LAS PENALIZACIONES .....	26
4.5.1	Datos de partida.....	26
4.5.2	Cálculo del término de potencia.....	27
4.5.3	Cálculo del peaje del término de energía .....	28
4.5.4	Cálculo del coste de la energía .....	29
4.5.5	Cálculo del resto de costes de la Factura.....	30
4.6	Diferentes escenarios .....	31
4.6.1	ESCENARIO 1.....	32
4.6.2	ESCENARIO 2.....	33
4.6.3	ESCENARIO 3.....	34
4.7	CONCLUSIONES.....	36
5	FACTURA DE PARTIDA .....	38
5.1	Introducción.....	38
5.2	Criterios de partida.....	38
5.3	Cálculo de la factura de partida .....	38
5.3.1	Valores de partida .....	38
5.3.2	Término de potencia .....	39
5.3.3	Término de energía .....	40
5.3.4	Impuesto eléctrico y resumen factura .....	40
6	ESTRATEGIAS ANALIZADAS.....	42



6.1	Introducción.....	42
6.2	Optimización del término de potencia.....	42
6.2.1	Cálculo de la potencia óptima.....	43
6.2.2	Inversión a realizar y rentabilidad.....	44
6.2.3	Análisis de sensibilidad.....	46
6.2.4	Conclusiones.....	48
6.3	SUMINISTRO DE TEMPORADA.....	49
6.3.1	Introducción.....	49
6.3.2	Funcionamiento normativo de los suministros de temporada.....	49
6.3.3	Estimación de suministro de temporada.....	50
6.3.4	Análisis de rentabilidad.....	58
6.3.5	Otros escenarios: Suministro de temporada reducido.....	58
6.3.6	Inversión necesaria.....	60
6.3.7	Conclusiones.....	63
6.4	CAMBIO A TARIFA 6 PERÍODOS.....	64
6.4.1	Introducción.....	64
6.4.2	Las tarifas 6.X.....	64
6.4.3	Cálculo de la factura.....	66
6.4.4	Estudio económico.....	70
6.4.5	Posible escenario normativo futuro.....	73
6.4.6	Conclusiones.....	74
6.5	GENERACIÓN DIÉSEL.....	76
6.5.1	Introducción.....	76
6.5.2	Estrategia funcionamiento.....	76
6.5.3	Explicación de la simulación.....	76
6.5.4	Análisis de resultados.....	78
6.5.5	Precio de la energía generada con diésel.....	80
6.5.6	Rentabilidad.....	81
6.5.7	Análisis de sensibilidad.....	81
6.5.8	Conclusiones.....	83
6.6	ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO.....	85
6.6.1	Introducción.....	85
6.6.2	Tecnologías almacenamiento.....	85
6.6.3	Estrategia de funcionamiento.....	86
6.6.4	Sistemas de almacenamiento utilizados.....	87



6.6.5	Resultados de la simulación.....	89
6.6.6	Inversión necesaria .....	101
6.6.7	Rentabilidad .....	101
6.6.8	Análisis de sensibilidad.....	102
6.6.9	Conclusiones .....	103
6.7	GESTIÓN DE LA DEMANDA .....	105
6.7.1	Introducción.....	105
6.7.2	Estudio preliminar .....	105
6.7.3	Consumo de frío .....	105
6.7.4	Estrategia de funcionamiento .....	106
6.7.5	Explicación de la simulación.....	107
6.7.6	Coeficiente de eficiencia energética (EER).....	108
6.7.7	Factura de partida año 2017 .....	108
6.7.8	Sistema de almacenamiento térmico para limitar a 164 kWter.....	109
6.7.9	Sistema de almacenamiento térmico para limitar a 225 kWter.....	113
6.7.10	Conclusiones .....	115
6.8	GENERACIÓN RENOVABLE.....	117
6.8.1	Introducción.....	117
6.8.2	Estrategia de funcionamiento y metodología.....	117
6.8.3	Normativa de aplicación .....	118
6.8.4	Instalación Fotovoltaica .....	119
6.8.5	Instalación Eólica .....	139
6.8.6	Conclusiones .....	158
7	CONCLUSIONES.....	159
7.1	Líneas futuras de trabajo.....	163
8	ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	165
9	BIBLIOGRAFÍA .....	167



# 1 NOMENCLATURA

La siguiente tabla recoge los acrónimos, abreviaturas y nomenclatura anglosajona utilizados en este proyecto.

Abreviatura o acrónimo	Término completo	Nomenclatura anglosajona
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia	
RD	Real Decreto	
REE	Red Eléctrica de España	
OMIE	Operador del mercado ibérico de la electricidad - polo español	
DH	Discriminación horaria	
ATR	Acceso de terceros a redes	
BT	Baja tensión	
AT	Alta tensión	
Pc	Potencia contratada	
kV	kilovoltio	
kVA	kilovoltio-amperio	
kW	kilovatio	
kWter	kilovatio térmico	
kWp	kilovatio-pico	
T.P.	Término de potencia	
T.E.	Término de energía	
Pfact	Potencia facturada	
P1	Período tarifario 1	
P2	Período tarifario 2	
P3	Período tarifario 3	
P	Período Punta (P1)	
LI	Período Llano (P2)	
V	Período Valle (P3)	
PRI	Periodo simple de retorno de la inversión	
VAN	Valor actual neto	
TIR	Tasa interna de retorno	
ST	Suministro de temporada	
%DoD	Profundidad de descarga (%)	Depth of discharge (%)
ESP		Emergency standby power
PRP		Prime Rated Power
LTP		Limited-Time Power
COP		Continuos Operating Power
SB	En espera	Stand-by
	Recortado de picos	Peak-shaving
CAES	Almacenamiento energético mediante aire comprimido	Compressed Air Energy Storage
PCS	Sistema de control de potencia	Power Control Supply
EER	Coefficiente de eficiencia energética para máquinas de frío	Energy Efficiency Ratio



h.h.e.e.	horas equivalentes
h.s.p.e.	horas solares pico equivalentes
FV	Fotovoltaica
MWh	Megavatio-hora

## 2 JUSTIFICACION DEL PROYECTO

El sector eléctrico mundial está actualmente en una etapa de grandes cambios. Esto es consecuencia de los diferentes acuerdos internacionales en materia de reducción de emisiones y de cambio climático. Fruto de estos acuerdos, muchos países están, desde hace años y a través de la normativa, empujando el sector hacia la integración de renovables y la eficiencia energética lo que ha traído consigo grandes avances tecnológicos en energías renovables, almacenamiento energético y en herramientas de control y simulación de sistemas eléctricos. Esta evolución ha hecho que, en muy poco tiempo, estén disponibles un gran número de nuevas herramientas que pueden usarse para resolver cuestiones y problemas para los que no había solución hasta ahora.

En el presente proyecto se aborda el problema que suponen las penalizaciones por excesos de potencia activa en instalaciones con perfiles de demanda estacionales debido a la imposibilidad normativa de variar la contratación de potencia activa más de una vez al año. Los costes de estas penalizaciones llegan a suponer un alto porcentaje de la factura eléctrica (30-35%).

El principal motivo para abordar esta cuestión es que las penalizaciones por exceso de potencia incrementan los costes de explotación, lo que reduce la competitividad de una empresa. Si se quiere permanecer en un mercado globalizado como es el actual, cualquier mejora en la eficiencia, ya sea energética o de las actividades industriales, debe ser considerada.

En concreto, el problema de las penalizaciones por exceso de potencia es muy frecuente ya que puede producirse en cualquier PYME con una demanda estacional, muy típico en la industria agroalimentaria. En particular, se encontrarán con este problema aquellas empresas que trabajen por campañas y tengan contratada una tarifa de acceso 3.0 o 3.1, es decir, aquellas con un tamaño pequeño o mediano. Para grandes consumidores la tarificación cambia y los excesos de potencia activa no se facturan igual.

Según el Informe anual de la industria alimentaria española 2014-2016 del Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, El sector agroalimentario en España supone la primera rama industrial con un 20,5% de las ventas de producto y con 28.101 empresas supone el 14,3% del total del sector industrial español. Según este informe la distribución de empresas por subsectores del sector agroalimentario es la siguiente:

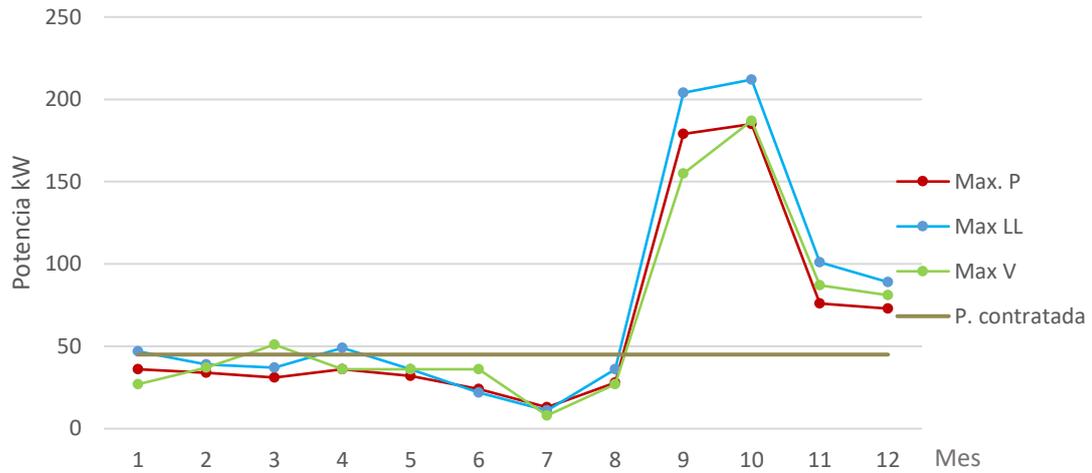
Subsectores	menos de 10		de 10 a 49		De 50 -199		Más de 200		TOTAL	
	Nº	%	Nº	%	Nº	%	Nº	%	Nº	%
Industrias cárnicas	2.705	12	958	20,2	158	20,4	47	19,2	3.868	13,7
Transformación de Pescado	340	1,5	203	4,3	65	8,4	17	6,9	625	2,2
Conservas de Frutas y Hortalizas	923	4,1	312	6,6	99	12,8	39	15,9	1.373	4,9
Grasas y Aceites	1.283	5,7	281	5,9	29	3,7	6	2,4	1.599	5,7
Industrias Lácteas	1.309	5,8	189	4	40	5,2	21	8,6	1.559	5,5
Productos Molinería	340	1,5	100	2,1	11	1,4	6	2,4	457	1,6
Pan, Pastelería, Pastas alimenticias	8.938	39,7	1.172	24,8	134	17,3	28	11,4	10.272	36,3
Azúcar, Chocolate y confitería	489	2,2	156	3,3	32	4,1	17	6,9	694	2,5
Otros Productos Diversos	1.411	6,3	405	8,6	69	8,9	26	10,6	1.911	6,8
Productos Alimentación Animal	514	2,3	238	5	42	5,4	4	1,6	798	2,8
Vinos	3.412	15,1	571	12,1	60	7,7	9	3,7	4.052	14,3
Otras Bebidas Alcohólicas	663	2,9	77	1,6	15	1,9	11	4,5	766	2,7
Aguas y Bebidas Analcohólicas	198	0,9	70	1,5	22	2,8	14	5,7	304	1,1
<b>TOTAL INDUSTRIA ALIMENTARIA</b>	<b>22.525</b>	<b>100</b>	<b>4.732</b>	<b>100</b>	<b>776</b>	<b>100</b>	<b>245</b>	<b>100</b>	<b>28.278</b>	<b>100</b>
<b>TOTAL INDUSTRIA</b>	<b>168.465</b>		<b>23.536</b>		<b>4.051</b>		<b>1.139</b>		<b>197.191</b>	

Tabla: Distribución de empresas del sector agroalimentario. Fuente: informe anual de la industria alimentaria española 2014-2016 del Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente.

Como se ve en la tabla, el sector vinícola cuenta en España con 4.052 bodegas. De ellas el 98.3% son de menos de 50 trabajadores, por lo que se le puede atribuir casi con seguridad una tarifa de acceso del tipo 3.X. Además, otros sectores como, por ejemplo, la industria conservera y la del aceite de oliva son susceptibles de tener este mismo problema por su típico funcionamiento por campañas.

En el caso de la bodega de vino objeto de estudio, los meses en los que el consumo se dispara son los meses de la época de vendimia y procesado de uva, es decir septiembre, octubre y en menor medida noviembre y diciembre. En el siguiente gráfico están representados los valores reales de los máxímetros mensuales del año 2016 por períodos tarifarios.

### Maxímetros mensuales (año 2016)



Durante los meses de vendimia y procesado la potencia máxima demandada supera ampliamente la contratada, lo que da lugar a elevadas penalizaciones en la factura. Esto hace que la bodega de vino sea un ejemplo perfecto para estudiar el problema de las penalizaciones por exceso de potencia.



### 3 NORMATIVA DE APLICACIÓN:

Para la realización de este Trabajo fin de Grado, se ha tenido en cuenta, en todo momento, la legislación vigente del sector eléctrico. Los principales textos, por orden cronológico de publicación que se han utilizado se recogen a continuación:

Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, texto consolidado con última modificación el 3 de noviembre de 2016, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Real Decreto 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Otros textos oficiales consultados:

Circular 3/2014 de la CNMC, de 2 de julio, Por el que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

## 4 CUANTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

### 4.1 INTRODUCCIÓN A LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Antes de entrar en el estudio de cuánto está pagando innecesariamente la Bodega en la factura eléctrica, se estudiará los tipos de tarifas que hay en España y más detalladamente la que la Bodega de Vino tiene contratada.

A final de mes, toda persona o empresa conectada a red deberá asumir unos costes por consumir energía que están formados por los siguientes conceptos:

**La retribución de la energía**, que es el coste por la energía consumida, puede comprarse directamente en el mercado o, lo que es más común, a través de una comercializadora, en cuyo caso su precio unitario puede ser un precio fijo por período o un precio indexado, normalmente al precio que queda establecido cada hora en el pool o mercado diario. Este precio horario depende de numerosos factores como la temperatura, el viento o el tipo de día (laborable, festivo).

**Los peajes de acceso**, también denominados ATR (acceso de terceros a la red), son los cargos adicionales que se le aplican a consumidores y productores de energía eléctrica para soportar, junto con el resto de los ingresos del sistema eléctrico, todos los costes derivados del funcionamiento y operación de este. Según el artículo 13.3 de la ley 24/2013 del sector eléctrico, estos costes son:

- Los costes de transporte y distribución
- Régimen especial
- Extracoste de generación en territorios no peninsulares
- Artículo 25.1 de generación autóctona
- Mecanismos de capacidad
- Moratoria nuclear
- Plan de residuos radiactivos
- Tasa CNMC y MINETUR
- Pérdidas al cierre del mercado
- Las anualidades del déficit del sistema eléctrico
- Medidas de gestión de la demanda (interrumpibilidad)
- Desajustes en el pago de la gestión técnica y económica del sistema (REE y OMIE)
- Cualquier otro definido en norma de rango legal

**El impuesto eléctrico**, que es un impuesto de tipo especial que desde el año 1998, se aplica sobre la suma del coste de la potencia y de la energía.

**El alquiler de los equipos**, es el coste que hay que pagar mensualmente por utilizar equipos de medida que son propiedad de la distribuidora.

### 4.2 TARIFAS DE ACCESO VIGENTES

Existen diferentes tarifas de acceso y éstas se clasifican en función de la tensión de suministro y la potencia contratada.

En la siguiente tabla están definidas las tarifas a las que los usuarios de las redes pueden acogerse:

	Denominación	Condiciones
BT (V < 1kV)	2.0 A 2.0 DHA 2.0 DHS	$P_c \leq 10 \text{ kW}$
	2.1 A 2.1 DHA 2.1 DHS	$10 < P_c \leq 15 \text{ kW}$
	3.0 A	$P_c > 15 \text{ kW}$
AT (V > 1kV)	3.1 A	$P_c \leq 450 \text{ kW}$ ( $1 < V \leq 36 \text{ kV}$ )
	6.1 A	$1 < V \leq 36 \text{ kV}$ ( $P_c > 450 \text{ kW}$ )
	6.2	$30 \leq V < 72,5 \text{ kV}$
	6.3	$72,5 \leq V \leq 145 \text{ kV}$
	6.4	$V \leq 145 \text{ kV}$
	6.5	Conexiones internacionales

La facturación de los peajes de acceso se compone de:

**El término de potencia**, un coste fijo por período que se paga por kW de potencia contratado al año. No depende del consumo y se cobra en cada período de facturación según el número de días de éste.

**El término de energía**, un coste en euros por kWh consumido, y se suele sumar al del precio de la energía.

Además de estos dos términos, puede existir, desde la tarifa 3.0 en adelante, otro cargo denominado **cargo por energía reactiva**. Éste se aplica solo en caso de que se sobrepase un límite y se paga solo por el exceso en el que se haya incurrido.

La estructura tarifaria de los peajes se estableció en el año 2001 en el Real Decreto 1164/2001 y ha permanecido prácticamente sin cambios hasta el día de hoy. Los precios de los peajes se actualizan anualmente mediante Orden ETU publicada en el B.O.E.

Como se verá más adelante, de las tarifas existentes, las que mayor importancia tienen para este proyecto, por la forma de calcular el término de potencia, son las tarifas 3.0 A y 3.1 A que se explicarán en detalle a continuación. A estas tarifas de acceso puede acogerse las siguientes instalaciones:

- Tarifa 3.0 A: Instalaciones B.T. > 15 kW de P. contratada
- Tarifa 3.1 A: Instalaciones A.T.  $\leq 450 \text{ kW}$  de P. contratada

Estas dos tarifas son las contratadas por la gran mayoría de las PYMES.

### 4.3 TARIFAS 3.0 A Y 3.1 A

La metodología de cálculo de las tarifas 3.0 A y 3.1 A es la misma, con la única diferencia de que la primera es para consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada mayor de 15 kW y la segunda para consumidores conectados en alta tensión. También se las denomina tarifas de 3 períodos.

#### 4.3.1 Término de potencia:

El término de potencia se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$TP(€) = \sum tp_i \cdot P_{fact}$$

Donde:

$tp_i$  es el precio anual del término de potencia para el período i en €/kW y año.

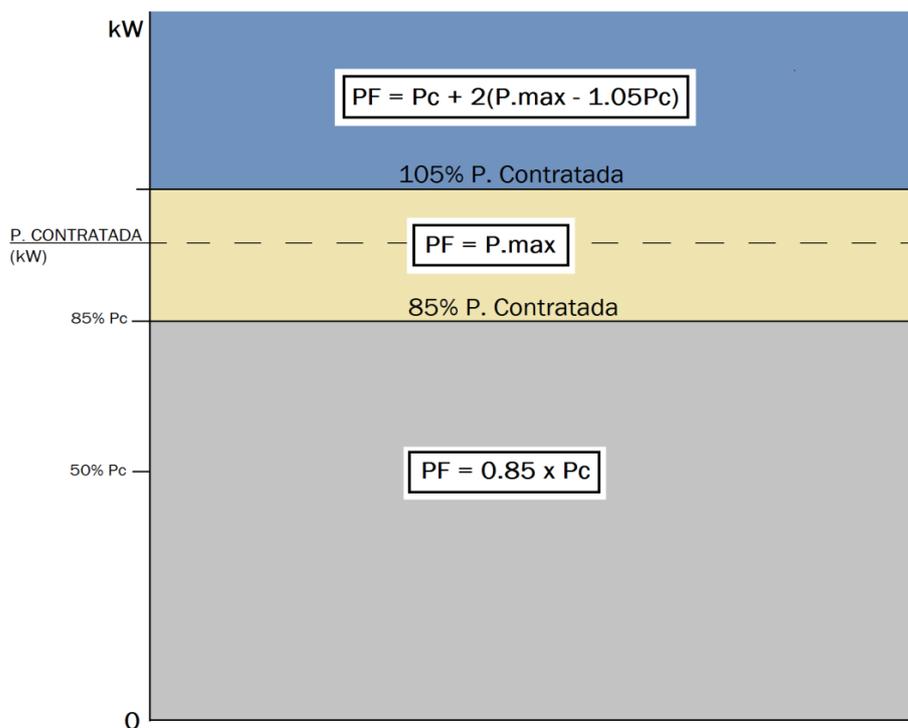
$P_{fact}$  es la potencia a facturar en el periodo i en kW.

Para determinar la potencia a facturar se realiza un control de potencia mediante un máxímetro que registra la potencia cuarto-horaria máxima demandada en cada período.

Si  $Pot_{max\ reg} < 0.85 \cdot P_{contratada}$  ; entonces  $P_{fact} = 0.85 \cdot P_{contratada}$  (1)

Si  $0.85 \cdot P_{contratada} < Pot_{max\ reg} < 1.05 \cdot P_{contratada}$  ; entonces  $P_{fact} = Pot_{max\ reg}$  (2)

Si  $Pot_{max\ reg} > 1.05 \cdot P_{contratada}$  ; entonces  $P_{fact} = Pot_{max\ reg} + 2(Pot_{max\ reg} - 1.05 \cdot P_{contratada})$  (3)



La fórmula (3) es la clave que hace interesante la realización de este proyecto, porque si en un consumo la potencia registrada es superior al 105% de la potencia contratada, se penaliza el exceso facturando el doble de la potencia adicional registrada. Esto hace que las penalizaciones lleguen a ser cuantiosas y se haga necesario encontrar una solución.

#### 4.3.2 Término de energía:

El término de energía se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$TE(€) = \sum E_i \cdot te_i$$

Donde:

$E_i$  es la energía demandada en el período  $i$  en kWh.

$te_i$  es el precio de la energía para el período  $i$  en €/kWh.

#### 4.3.3 Energía reactiva:

No se aplica en P3.

Se cobran los excesos de energía reactiva ( $Q$  (kVAr) =  $0.33P$  (kWh);  $\cos \varphi < 0.95$ )

#### 4.3.4 Períodos horarios:

Las tarifas 3.0 y 3.1 tienen 3 períodos, período punta, llano y valle o también P1, P2, P3 respectivamente. La duración de los períodos va en función del tipo de día (laborable o no laborable) y de la época del año (invierno o verano).

Para la tarifa 3.0 A:

LABORABLES					
Invierno			Verano		
Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
18-22	8-18 y 22-24	0-8	11-15	8-11 y 15-24	0-8

NO LABORABLES			
Invierno		Verano	
Llano	Valle	Llano	Valle
18-24	0-18	18-24	0-18

Para la tarifa 3.1 A:

LABORABLES					
Invierno			Verano		
Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
17-23	8-17 y 23-24	0-8	10-16	8-10 y 16-24	0-8

NO LABORABLES			
Invierno		Verano	
Llano	Valle	Llano	Valle
18-24	0-18	18-24	0-18

Para ambas tarifas, el cambio de verano/invierno coincidirá con la fecha del cambio oficial de hora:

- Entrada del verano: último domingo de marzo, a las 2 son las 3.
- Entrada del invierno: último domingo de octubre, a las 3 son las 2.

#### 4.3.5 Precios actuales:

Los precios de los peajes de acceso se actualizan cada año y para las tarifas 3.X su cuantía se ha mantenido desde el año 2014 en la publicación de la Orden IET 107/2014 y son los siguientes:

Para la tarifa 3.0 A:

	P.Punta	P. Llano	P. Valle
Termino potencia € /KW año	40,728885	24,43733	16,291555
Termino potencia € /KW día	0,11128111	0,06676866	0,04451245
Peaje termino energía €/kWh	0,018762	0,012575	0,00467

Para la tarifa 3.1 A:

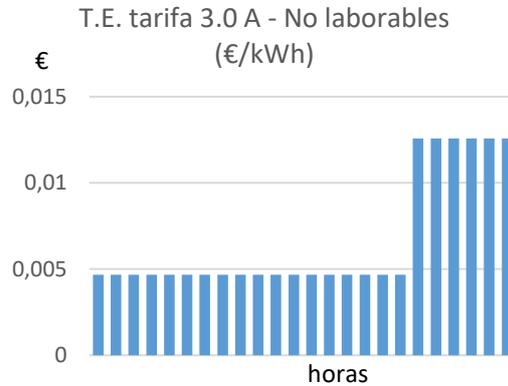
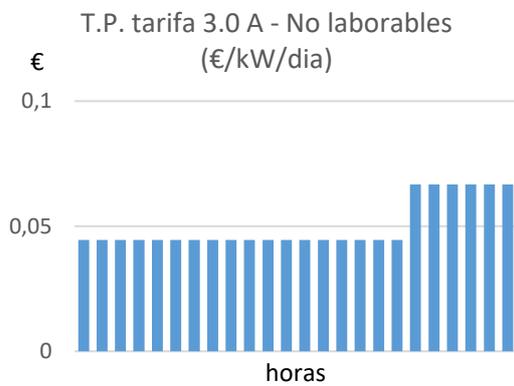
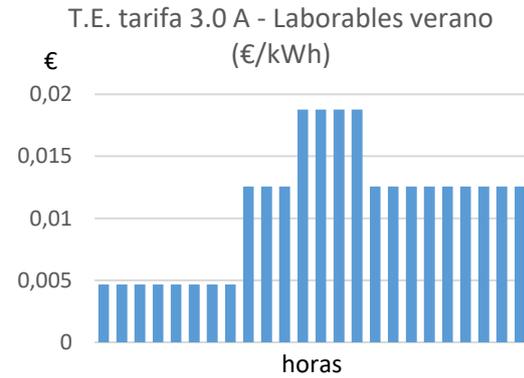
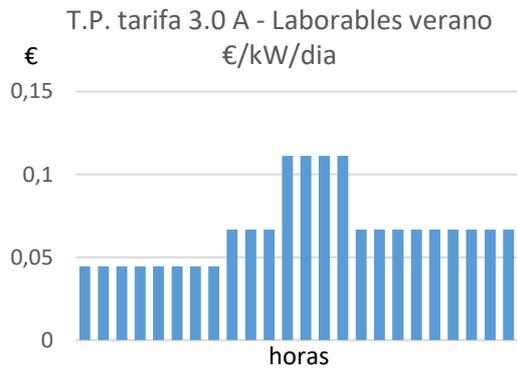
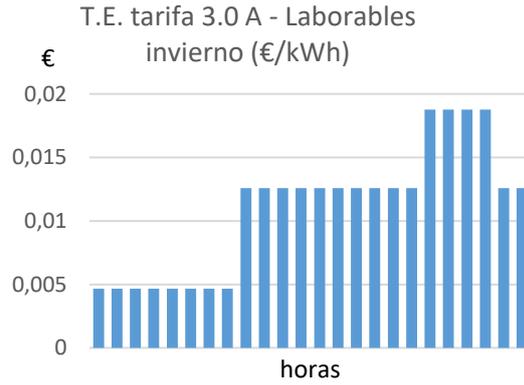
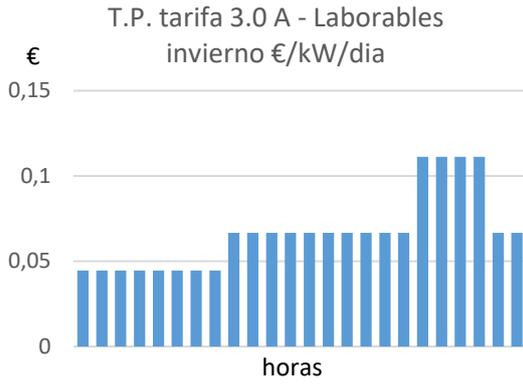
	P.Punta	P. Llano	P. Valle
Termino potencia € /KW año	59,173416	36,490566	8,367858
Termino potencia € /KW día	0,161676	0,099701	0,022863
Peaje termino energía €/kWh	0,014335	0,012754	0,007805

Precio de los excesos de energía reactiva:

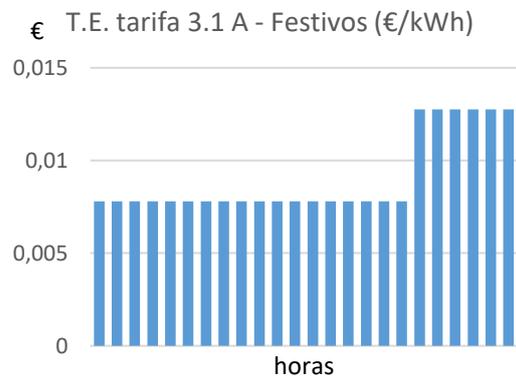
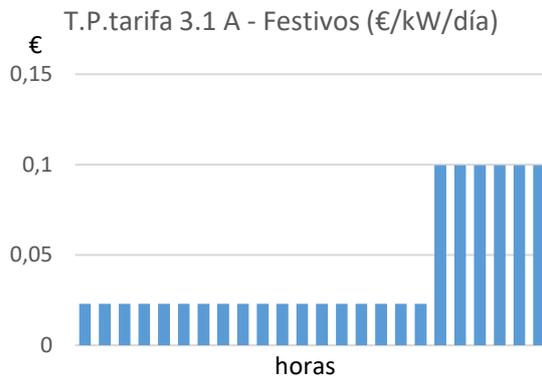
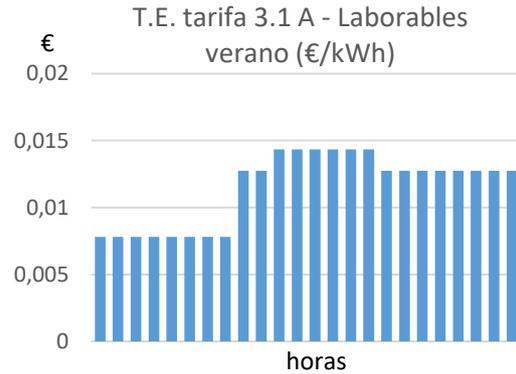
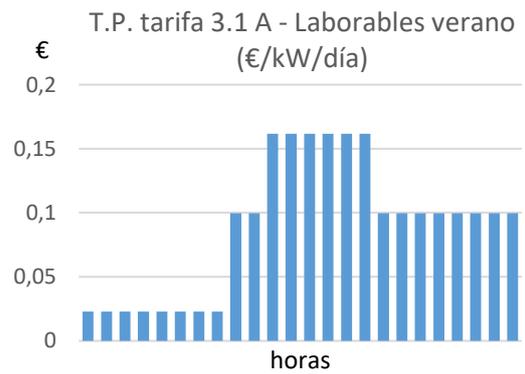
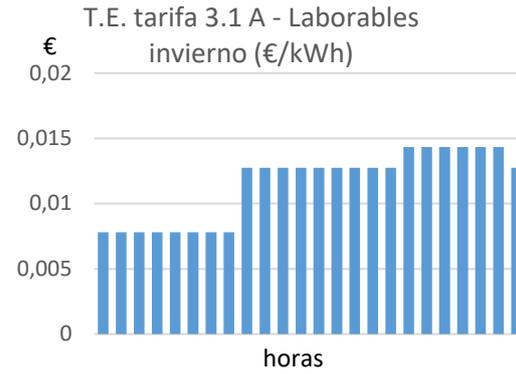
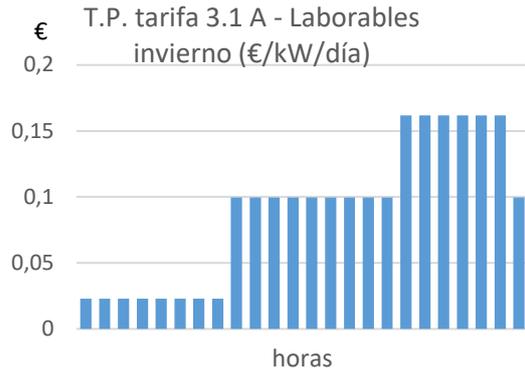
cos $\varphi$	€/kVAr
0.95 > cos $\varphi$ > 0.80	0.041554
cos $\varphi$ < 0.80	0.062332

A continuación, se representan gráficamente los precios de los peajes (T.P. y T.E.) teniendo en cuenta los períodos horarios.

Precios de los peajes por períodos horarios, para cada tipo de día y época del año para la tarifa 3.0 A:



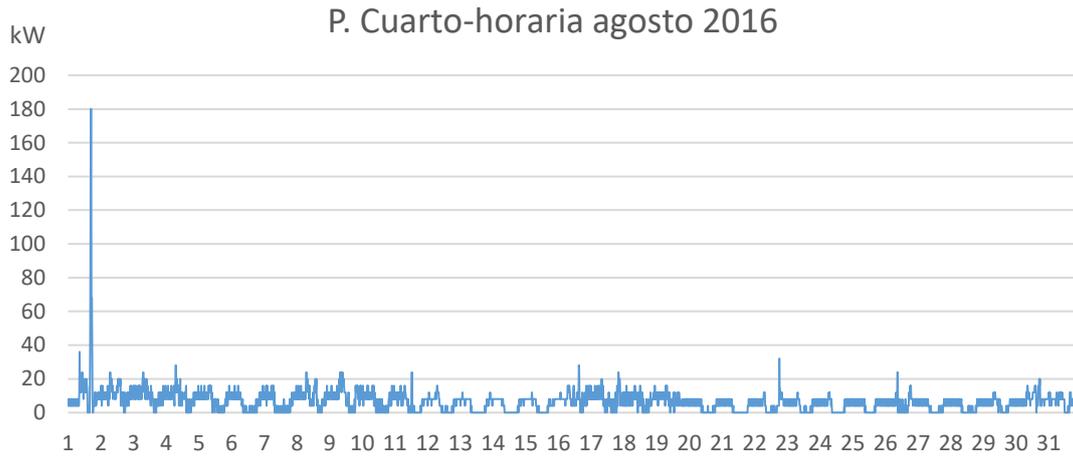
Precios de los peajes por períodos horarios para cada tipo de día y época del año para la tarifa 3.1 A:



#### 4.4 CASO PARTICULAR DE AGOSTO

El día 1 de agosto del año 2016 se produjo un pico de demanda debido a un arranque de prueba de las máquinas de frío. A continuación, se va a estudiar cómo este suceso aislado influyó en la factura.

En el siguiente gráfico está representada la curva de carga de todo el mes:



Se aprecia que, a excepción del día 1, la potencia demandada no superó apenas los 30 kW.

Para poder visualizarlo en detalle, el siguiente gráfico representa cuál fue el comportamiento del consumo el día 1 de agosto:



En el gráfico saltan claramente a la vista dos valores muy por encima del resto que corresponden con el arranque de prueba, que duró, como se aprecia en el gráfico, aproximadamente, desde las 16:15 hasta las 17:30 y en este tiempo se registró una potencia cuarto-horaria máxima de 180 kW.

Este valor de potencia (180kW) es, por supuesto, el que marcó la potencia a facturar en el período llano en el mes de agosto. La factura para este mes fue la siguiente:

	Factura Real		
	Punta	Llano	Valle
P. Max (kW)	28	180	27
P. Contratada (kW)	45	45	45

	P. Fact P(kW)	P. Fact LI(kW)	P. Fact V(kW)	T. P. P (€)	T. P. LL (€)	T. P. V (€)	T. P. (€)	T. E. (€)	I.E. (€)	TOTAL
Real	38,25	445,5	38,25	191,71	1.376,92	27,11	1.595,74	322,96	98,01	<b>2.019,75</b>

Para saber cuánto repercutió este arranque en la factura se va a realizar la siguiente estimación:

- El máxímetro del período llano se va a sustituir por el valor de potencia media entre enero y julio (36 kW).
- El término de energía permanece igual.

Con esta estimación la factura queda de la siguiente manera:

	Factura Estimada		
	Punta	Llano	Valle
P. Max (kW)	28	36	27
P. Contratada (kW)	45	45	45

	P. Fact P(kW)	P. Fact LI(kW)	P. Fact V(kW)	T. P. P (€)	T. P. LL (€)	T. P. V (€)	T. P. (€)	T. E. (€)	I.E. (€)	TOTAL
Estimado	38,25	38,25	38,25	191,71	118,22	27,11	337,04	322,96	33,74	<b>693,744</b>

En el mes de agosto, si no se hubiera realizado el arranque de prueba, la factura habría sido de 952,22 €. Comparando ambas facturas:

	T. P. (€)	T. E. (€)	I.E.	TOTAL
Real	1.595,74	322,96	98,10	<b>2.019,75</b>
Estimado	337,04	322,96	33,74	<b>693,74</b>
				<b>1.323,05</b>

El sobrecoste atribuible al arranque, según la estimación que se ha realizado, es de 1.323,05 €, un 191%. Esto es debido, como se ha explicado en el apartado anterior, a que las tarifas 3.X facturan el término de potencia mensual en cada período usando el valor máximo de potencia cuarto-horaria registrada en cada período, sin tener en cuenta la potencia media que se demanda en ese mes. A esto hay que sumar que, si ese máximo registrado está por encima del valor de potencia contratado en ese período, se penaliza facturando el doble de la diferencia entre el máximo y la contratada.



En la gráfica se aprecia que la diferencia entre la potencia registrada y la facturada es mucho mayor en la factura real que en la estimada debido a la penalización por excederse de la contratada.

Este caso particular de agosto es muy descriptivo y sirve para demostrar que cualquier suministro acogido a una tarifa 3.X debe tener un estricto control del perfil del consumo ya que según se ha visto, una simple comprobación de los equipos puede suponer un sobre coste en la factura superior al 100%.

#### 4.5 CUANTIFICACIÓN DE LAS PENALIZACIONES

A continuación, se realizará el análisis de las facturas eléctricas. Se calculará cada concepto por separado para ver su relevancia en el total.

En concreto, se va a analizar el período desde el 07/01/2016 hasta el 31/12/2016.

Después de realizar el cálculo, se evaluará si existe un problema en el consumo y se cuantificará en caso de que así sea.

##### 4.5.1 Datos de partida

###### 4.5.1.1 Datos del suministro y aspectos previos

Tarifa ATR: 3.1 A

Potencia contratada: Punta: 45kW Llano: 45kW Valle: 45kW

Conexión a red: Línea aérea Alta Tensión (13.2 kV)

Para realizar el análisis de las facturas se van a tener en cuenta los siguientes aspectos:

- No se han valorado los costes por excesos de energía reactiva por no ser de relevancia para este proyecto.
- No se han valorado los costes por alquiler de equipos por no ser de relevancia para este proyecto.

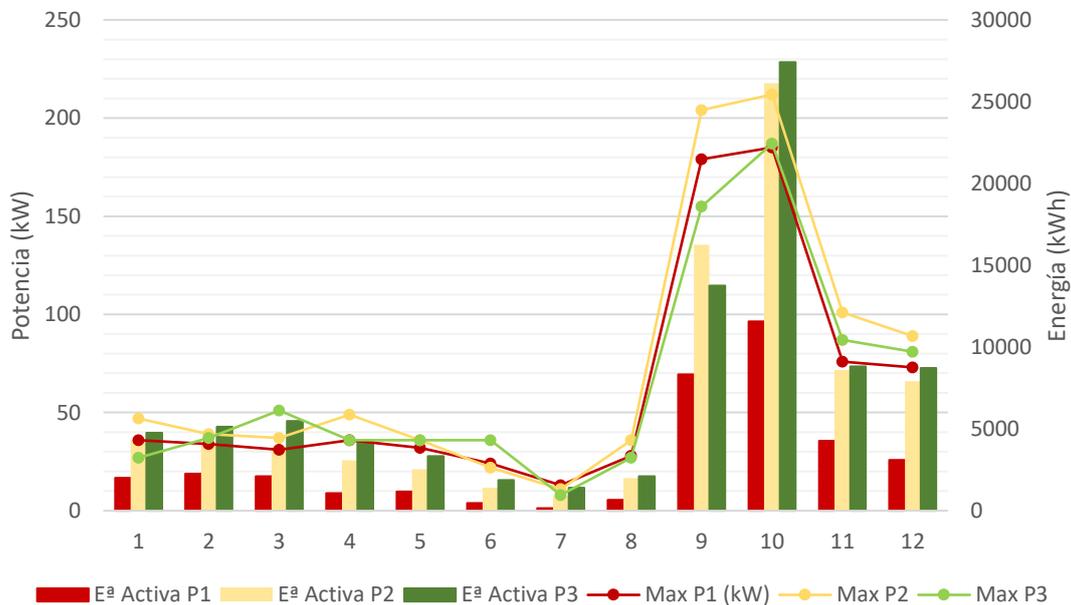
- En el mes de agosto, se sustituirá el máxímetro en llano por la potencia media entre enero y julio, que es 36 kW.

#### 4.5.1.2 Valores de partida

A partir de las facturas y teniendo en cuenta los aspectos previos, para el cálculo y posterior análisis de las facturas se parten de los siguientes valores mensuales:

MES	Período facturación			Datos medidos					
	Fecha inicio	Fecha fin	Días fact	Max P (kW)	Max LL (kW)	Max V (kWh)	Eª P (kWh)	Eª LI (kWh)	Eª V (kWh)
Ene	07/01/2016	02/02/2016	26	36	47	27	2.006	4.309	4.770
Feb	02/02/2016	02/03/2016	29	34	39	37	2.269	4.085	5.125
Mar	02/03/2016	05/04/2016	34	31	37	51	2.110	3.902	5.492
Abr	05/04/2016	03/05/2016	28	36	49	36	1.063	3.087	4.232
May	03/05/2016	02/06/2016	30	32	36	36	1.161	2.536	3.333
Jun	02/06/2016	30/06/2016	28	24	22	36	467	1.398	1.881
Jul	30/06/2016	31/07/2016	31	13	11	8	154	921	1.413
Ago	31/07/2016	31/08/2016	31	28	36	27	658	1.991	2.116
Sep	31/08/2016	30/09/2016	30	179	204	155	8.327	16.250	13.754
Oct	30/09/2016	31/10/2016	31	185	212	187	11.578	26.127	27.419
Nov	31/10/2016	30/11/2016	30	76	101	87	4.270	8.597	8.820
Dic	30/11/2016	31/12/2016	31	73	89	81	3.099	7.914	8.715

Datos de partida



Con estos datos, la metodología de cálculo y los precios de los peajes y la energía se calculará cuál es el coste de los peajes, la energía y el resto de los términos de la factura.

#### 4.5.2 Cálculo del término de potencia

	Punta	Llano	Valle
Potencias contratadas (kW)	45	45	45

Precios del término de potencia:

	P.Punta	P. Llano	P. Valle
Término potencia € /KW año	59,173416	36,490566	8,367858
Término potencia € /KW día	0,161676	0,099701	0,022863

Término de potencia:

MES	Días	Max P (kW)	P. Fact en P (kW)	T.P. P (€)	Max LI (kW)	P. Fact en LI (kW)	T.P. LI (€)	Max V (kW)	P. Fact en V (kW)	T.P. V (€)	T. P. (€)
Ene	26	36	38,25	160,79	47	47	121,83	27	38,25	22,74	305,36
Feb	29	34	38,25	179,34	39	39	112,76	37	38,25	25,36	317,46
Mar	34	31	38,25	210,26	37	38,25	129,66	51	58,5	45,47	385,39
Abr	28	36	38,25	173,15	49	52,5	146,56	36	38,25	24,49	344,20
May	30	32	38,25	185,52	36	38,25	114,41	36	38,25	26,24	326,17
Jun	28	24	38,25	173,15	22	38,25	106,78	36	38,25	24,49	304,42
Jul	31	13	38,25	191,71	11	38,25	118,22	8	38,25	27,11	337,04
Ago	31	28	38,25	191,71	36	38,25	118,22	27	38,25	27,11	337,04
Sep	30	179	442,5	2.146,25	204	517,5	1.547,86	155	370,5	254,12	3.948,23
Oct	31	185	460,5	2.308,01	212	541,5	1.673,63	187	466,5	330,63	4.312,27
Nov	30	76	133,5	647,51	101	208,5	623,63	87	166,5	114,20	1.385,34
Dic	31	73	124,5	623,99	89	172,5	533,15	81	148,5	105,25	1.262,39

13.565,31

4.5.3 Cálculo del peaje del término de energía:

Precios peajes del término de energía:

	P.Punta	P. Llano	P. Valle
Peaje termino energía €/kWh	0,014335	0,012754	0,007805

MES	Eª cons P (kWh)	Peaje T. Eª P (€)	Eª cons P (kWh)	Peaje T. Eª P (€)	Eª cons P (kWh)	Peaje T. Eª P (€)	TOTAL Peaje T.Eª (€)
Ene	2.006	28,76	4.309	54,96	4.770	37,23	120,95
Feb	2.269	32,53	4.085	52,10	5.125	40,00	124,63
Mar	2.110	30,25	3.902	49,77	5.492	42,87	122,89
Abr	1.063	15,24	3.087	39,37	4.232	33,03	87,64
May	1.161	16,64	2.536	32,34	3.333	26,01	74,99
Jun	467	6,69	1.398	17,83	1.881	14,68	39,20
Jul	154	2,21	921	11,75	1.413	11,03	24,99
Ago	658	9,43	1.991	25,39	2.116	16,52	51,34
Sep	8.327	119,37	16.250	207,25	13.754	107,35	433,97
Oct	11.578	165,97	26.127	333,22	27.419	214,01	713,20
Nov	4.270	61,21	8.597	109,65	8.820	68,84	239,70
Dic	3.099	44,42	7.914	100,94	8.715	68,02	213,38

2.246,88

#### 4.5.4 Cálculo del coste de la energía:

Precios del kWh sin peajes.

	P. Punta	P. Llano	P. Valle
Precio energía desde 1/1/2016 (€/kWh)	0,08226	0,074192	0,047978
Precio energía desde 30/6/2016 (€/kWh)	0,072833	0,065605	0,043986

MES	Eª cons P (kWh)	C. Eª P (€)	Eª cons P (kWh)	C. Eª LI (€)	Eª cons P (kWh)	C. Eª V (€)	TOTAL C. Eª (€)
Ene	2.006	165,01	4.309	319,69	4.770	228,86	713,56
Feb	2.269	186,65	4.085	303,07	5.125	245,89	735,61
Mar	2.110	173,57	3.902	289,50	5.492	263,50	726,57
Abr	1.063	87,44	3.087	229,03	4.232	203,04	519,51
May	1.161	95,50	2.536	188,15	3.333	159,91	443,56
Jun	467	38,42	1.398	103,72	1.881	90,25	232,39
Jul	154	11,22	921	60,42	1.413	62,15	133,79
Ago	658	47,92	1.991	130,62	2.116	93,07	271,61
Sep	8.327	606,48	16.250	1.066,08	13.754	604,98	2.277,54
Oct	11.578	843,26	26.127	1.714,06	27.419	1.206,05	3.763,37
Nov	4.270	311,00	8.597	564,01	8.820	387,96	1.262,97
Dic	3.099	225,71	7.914	519,20	8.715	383,34	1.128,25

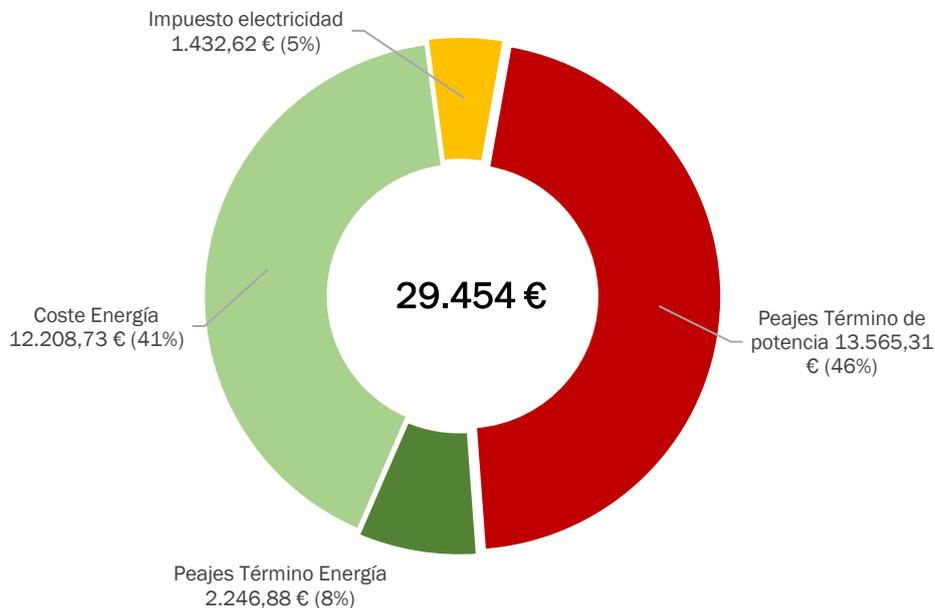
12.208,73

#### 4.5.5 Cálculo del resto de costes de la Factura:

El otro coste que se va a incluir en la factura es el **impuesto a la electricidad**, fijado en un 5,11269632% sobre el coste conjunto de peajes más energía.

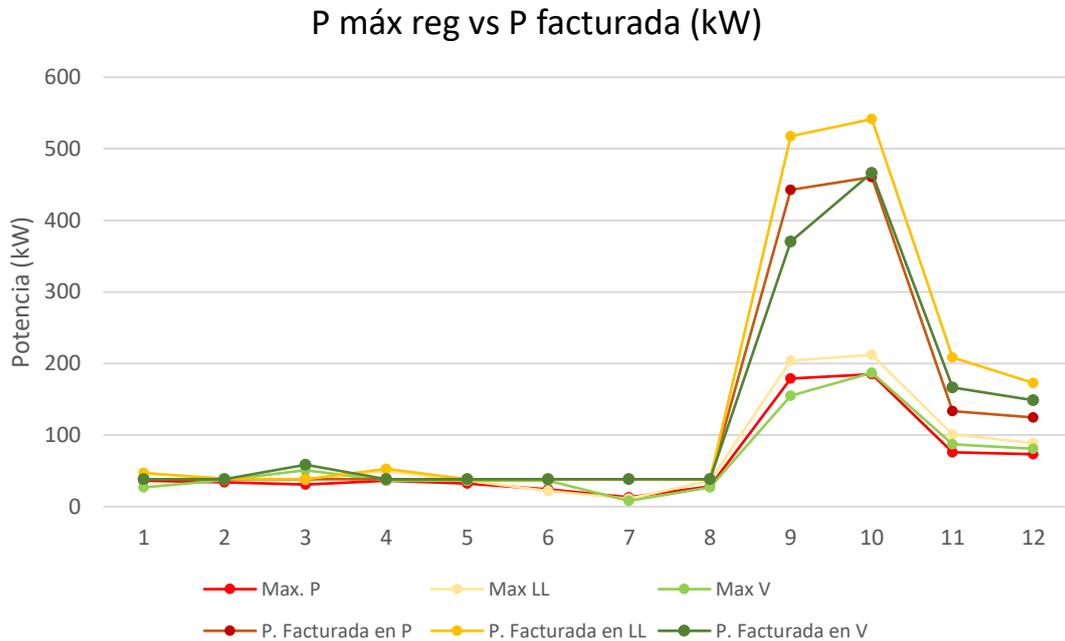
MES	T. P. (€)	Peajes T.Eª (€)	Coste T.Eª (€)	Impuesto Eléctrico (€)	Total (€)
Ene	305,36	120,95	713,56	58,28	1.198,15
Feb	317,46	124,63	735,61	60,21	1.237,91
Mar	385,39	122,89	726,57	63,13	1.297,98
Abr	344,20	87,64	519,51	48,64	999,99
May	326,17	74,99	443,56	43,19	887,91
Jun	304,42	39,20	232,39	29,45	605,46
Jul	337,04	24,99	133,79	25,35	521,17
Ago	337,04	51,34	271,61	33,74	693,73
Sep	3.948,23	433,97	2.277,54	340,49	7.000,23
Oct	4.312,27	713,20	3.763,37	449,35	9.238,19
Nov	1.385,34	239,70	1.262,97	147,66	3.035,67
Dic	1.262,39	213,38	1.128,25	133,14	2.737,16
<b>Total</b>	<b>13.565,31</b>	<b>2.246,88</b>	<b>12.208,73</b>	<b>1.432,62</b>	<b>29.453,54</b>

El total de la factura eléctrica ascendió en 2016 a 29.453,54 €. Cuyo desglose porcentual se muestra en el siguiente gráfico:



Las mayores contribuciones corresponden a la energía (41%) y al término de potencia (46%). En el término de potencia, una parte sustancial es debida a las penalizaciones pues, como se ha indicado en la fórmula (2) y en apartados anteriores cuando la potencia máxima excede del 105% de la potencia contratada, se penaliza facturando el doble de ese exceso. Para ver

con más claridad esto, en la siguiente gráfica se compara la diferencia entre potencia máxima registrada y potencia facturada en cada mes.



Cuando la potencia máxima no sobrepasa o sobrepasa por poco a la contratada las diferencias son pequeñas, pero cuando los consumos aumentan las dos líneas se separan y la diferencia entre P. consumida y P. facturada crece hasta llegar a ser de 329,5 kW.

#### 4.6 Diferentes escenarios

Como no se puede calcular de manera exacta qué cantidad del término de potencia debe atribuirse directamente a las penalizaciones, se estimarán éstas bajo distintos escenarios para obtener así un orden de magnitud. Se van a suponer los siguientes 3 escenarios.

- En el ESCENARIO 1, se va a suponer que no se sobrepasa la potencia contratada, es decir, la facturación de potencia será:

$$\text{Si } Pot_{\max \text{ reg}} < 0.85 \cdot P_{\text{contratada}} ; \text{ entonces } P_{\text{fact}} = 0.85 \cdot P_{\text{contratada}}$$

$$\text{Si } Pot_{\max \text{ reg}} > P_{\text{contratada}} ; \text{ entonces } P_{\text{fact}} = P_{\text{contratada}}$$

- En el ESCENARIO 2, se facturará la potencia máxima registrada, es decir, la facturación de potencia será:

$$\text{Si } Pot_{\max \text{ reg}} < 0.85 \cdot P_{\text{contratada}} ; \text{ entonces } P_{\text{fact}} = 0.85 \cdot P_{\text{contratada}}$$

$$\text{Si } Pot_{\max \text{ reg}} > 0.85 \cdot P_{\text{contratada}} ; \text{ entonces } P_{\text{fact}} = P_{\max \text{ reg}}$$

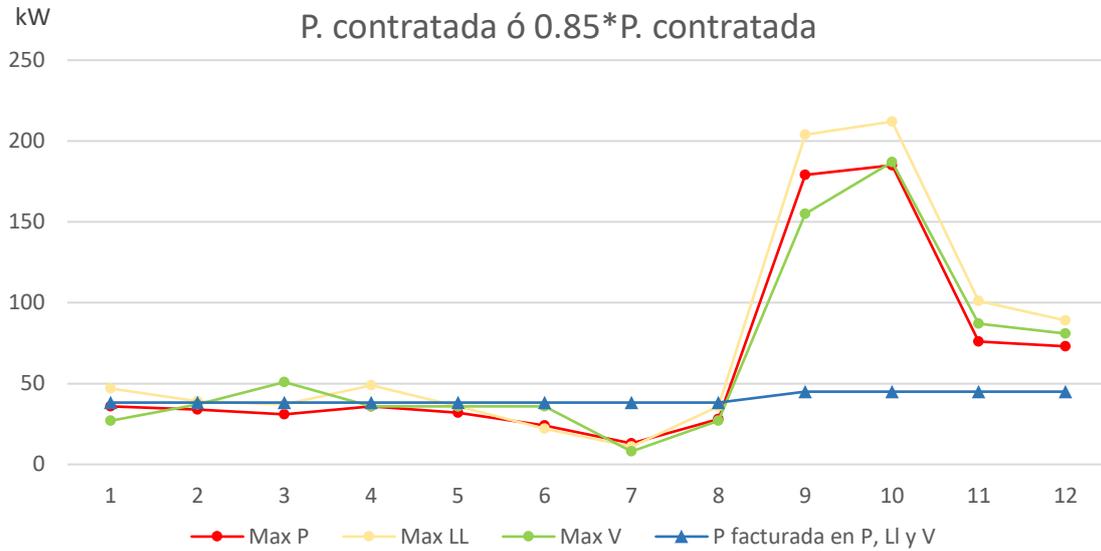
- En el ESCENARIO 3, se consumirá un nivel de energía constante durante todo el mes. La facturación de será de forma normal.

$$\text{Si } Pot_{\max \text{ reg}} < 0.85 \cdot P_{\text{contratada}} ; \text{ entonces } P_{\text{fact}} = 0.85 \cdot P_{\text{contratada}}$$

$$\text{Si } 0.85 \cdot P_{\text{contratada}} < Pot_{\max \text{ reg}} < 1.05 \cdot P_{\text{contratada}} ; \text{ entonces } P_{\text{fact}} = Pot_{\max \text{ reg}}$$

Si  $P_{\text{pot max reg}} > 1.05 \cdot P_{\text{contratada}}$ ; entonces  $P_{\text{fact}} = P_{\text{pot max reg}} + 2 \cdot (P_{\text{pot max reg}} - 1.05 \cdot P_{\text{contratada}})$

#### 4.6.1 ESCENARIO 1



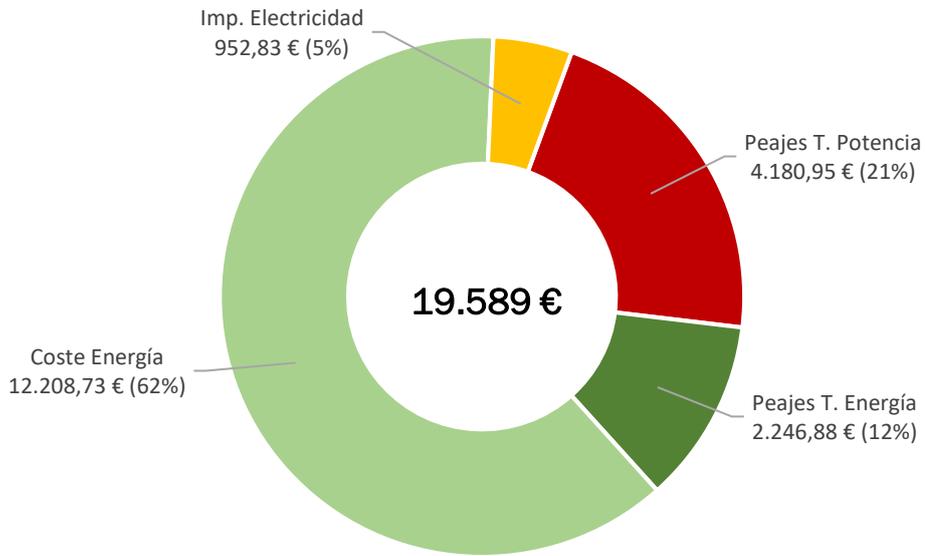
Término de potencia:

MES	P. Fact P (kW)	T.P. P (€)	P. Fact LI (kW)	T.P. LL (€)	P. Fact V (kW)	T.P. V (€)	TOTAL T.P. (€)
Ene	38,25	160,79	45,00	116,65	38,25	22,74	300,18
Feb	38,25	179,34	39,00	112,76	38,25	25,36	317,46
Mar	38,25	210,26	38,25	129,66	45,00	34,98	374,9
Abr	38,25	173,15	45,00	125,62	38,25	24,49	323,26
May	38,25	185,52	38,25	114,41	38,25	26,24	326,17
Jun	38,25	173,15	38,25	106,78	38,25	24,49	304,42
Jul	38,25	191,71	38,25	118,22	38,25	27,11	337,04
Ago	38,25	191,71	38,25	118,22	38,25	27,11	337,04
Sep	45,00	218,26	45,00	134,6	45,00	30,87	383,73
Oct	45,00	225,54	45,00	139,08	45,00	31,89	396,51
Nov	45,00	218,26	45,00	134,6	45,00	30,87	383,73
Dic	45,00	225,54	45,00	139,08	45,00	31,89	396,51

4.180,95

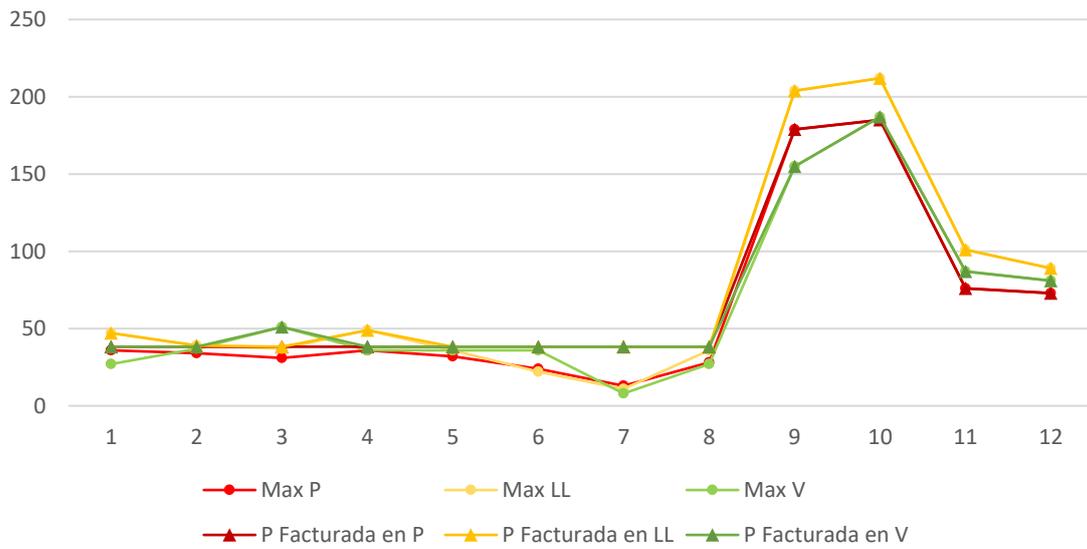
	T.P. (€)	T.E <sup>a</sup> (€)	E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)
ESCENARIO 1	4.180,95	2.247	12.208,73	952,84	19.589,39

### ESCENARIO 1



### 4.6.2 ESCENARIO 2

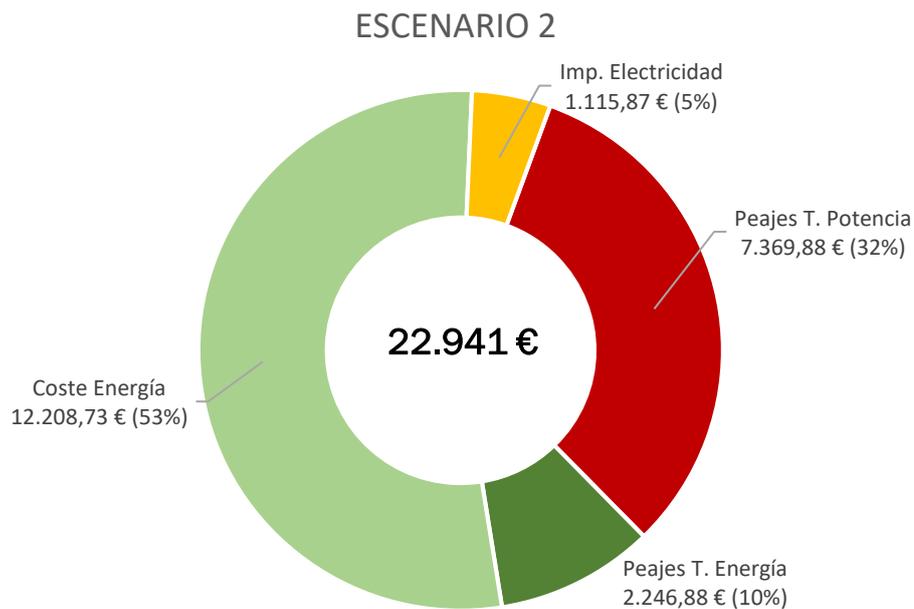
P. max ó 0.85\*P. contratada



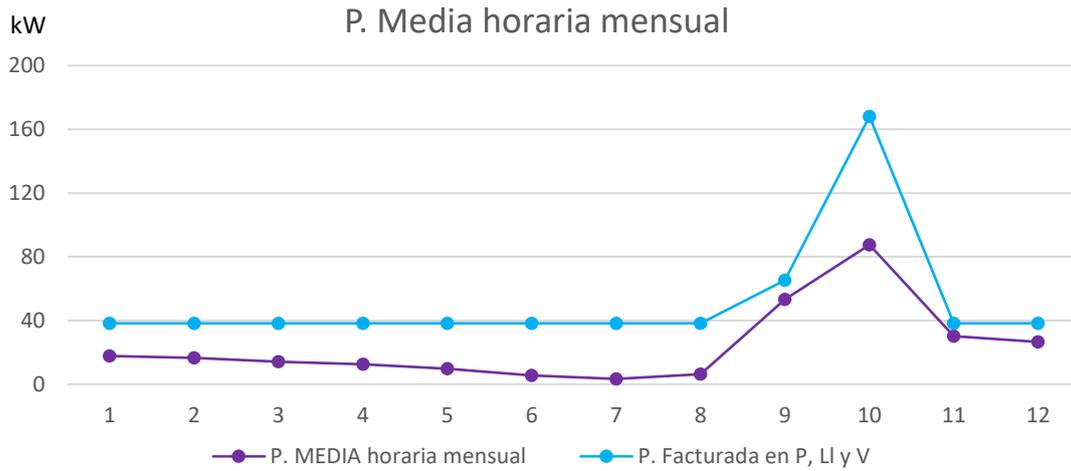
Término de potencia:

MES	P. Fact P (kW)	T.P. P (€)	P. Fact LI (kW)	T.P. LL (€)	P. Fact V (kW)	T.P. V (€)	T. P. (€)
Ene	38,25	160,79	47	121,83	38,25	22,74	305,36
Feb	38,25	179,34	39	112,76	38,25	25,36	317,46
Mar	38,25	210,26	38,25	129,66	51	39,64	379,56
Abr	38,25	173,15	49	136,79	38,25	24,49	334,43
May	38,25	185,52	38,25	114,41	38,25	26,24	326,17
Jun	38,25	173,15	38,25	106,78	38,25	24,49	304,42
Jul	38,25	191,71	38,25	118,22	38,25	27,11	337,04
Ago	38,25	191,71	38,25	118,22	38,25	27,11	337,04
Sep	179	868,2	204	610,17	155	106,31	1.584,68
Oct	185	927,21	212	655,23	187	132,54	1.714,98
Nov	76	368,62	101	302,09	87	59,67	730,38
Dic	73	365,87	89	275,08	81	57,41	698,36
							7.369,88

	T.P. (€)	T.E <sup>a</sup> (€)	E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)
ESCENARIO 2	7.369,88	2.247	12.208,73	1.115,88	22.941,34



#### 4.6.3 ESCENARIO 3

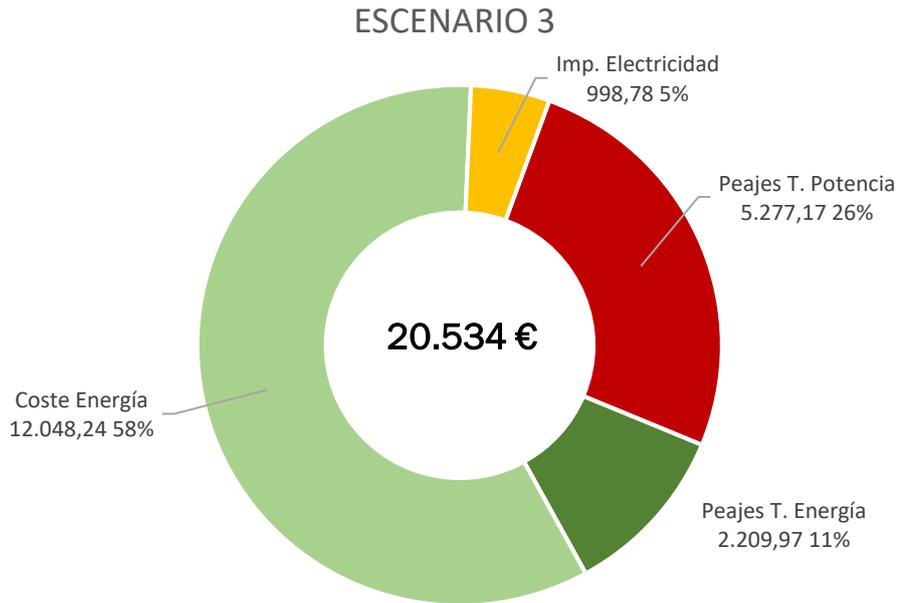


Término de potencia:

MES	P. M. horaria mensual	P. Fact P (kW)	T.P. P (€)	P. Fact LI (kW)	T.P. LI (€)	P. Fact V (kW)	T.P. V (€)	T. P. (€)
Ene	17,76	38,25	160,79	38,25	99,15	38,25	22,74	282,68
Feb	16,49	38,25	179,34	38,25	110,59	38,25	25,36	315,29
Mar	14,1	38,25	210,26	38,25	129,66	38,25	29,73	369,65
Abr	12,47	38,25	173,15	38,25	106,78	38,25	24,49	304,42
May	9,76	38,25	185,52	38,25	114,41	38,25	26,24	326,17
Jun	5,57	38,25	173,15	38,25	106,78	38,25	24,49	304,42
Jul	3,34	38,25	191,71	38,25	118,22	38,25	27,11	337,04
Ago	6,4	38,25	191,71	38,25	118,22	38,25	27,11	337,04
Sep	53,24	65,22	316,34	65,22	195,07	65,22	44,73	556,14
Oct	87,53	168,09	842,46	168,09	519,52	168,09	119,13	1.481,11
Nov	30,12	38,25	185,52	38,25	114,41	38,25	26,24	326,17
Dic	26,52	38,25	191,71	38,25	118,22	38,25	27,11	337,04

5.277,17

	T.P. (€)	T.E <sup>a</sup> (€)	E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)
ESCENARIO 3	5.277,17	2.209,97	12.048,24	998,78	20.540,5

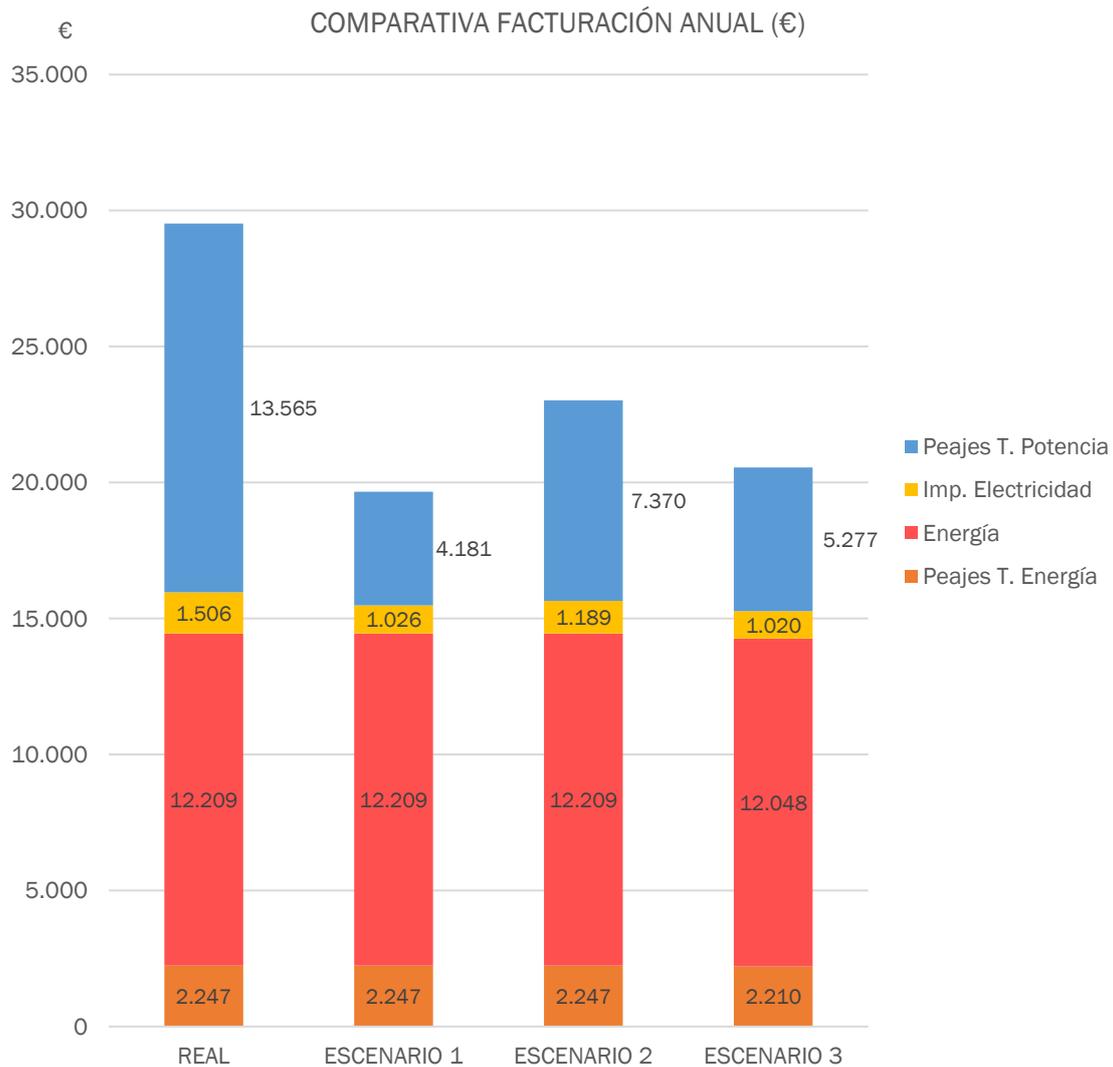


#### 4.7 CONCLUSIONES

Analizar estos tres escenarios permite sacar un orden de magnitud. Según los cálculos realizados las penalizaciones por excesos de potencia activa van desde 6.518,53€ hasta 9864,14€ lo que supone entre un 22,13% y un 33,48 % de la factura.

Comparativa de soluciones:

	REAL	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
Peajes T. Potencia (€)	13.565,31	4.180,95	7.370	5.277
Peajes T. Energía (€)	2.246,88	2.247	2.247	2.210
Energía (€)	12.208,73	12.208,73	12.208,73	12.048,24
Imp. Electricidad (€)	1.432,62	952,84	1.115,88	998,78
<b>TOTAL (€)</b>	<b>29.453,54</b>	<b>19.589,52</b>	<b>22.941,61</b>	<b>20.534,02</b>
Ahorro (€)	0	9.858	6.506	8.913
Ahorro (%)	0	33,47	22,09	30,26



### Cuantificación de penalizaciones por escenarios

	Penalizaciones (€)	%	€ penaliz/€ Factura
ESCENARIO 1	9.864,14	33,48	0,335
ESCENARIO 2	6.518,53	22,13	0,221
ESCENARIO 3	8.919,37	30,28	0,303

Según este análisis realizado, de cada euro gastado en energía eléctrica, hasta 33 céntimos pueden deberse a penalizaciones. De los 3 escenarios estudiados, se considera el escenario 2 como el más representativo ya que supone el escenario en el que se pague la potencia máxima registrada sin tener en cuenta la penalización.

Estos resultados obtenidos son los ahorros potenciales que se pueden llegar a obtener si se evitan las penalizaciones. Por lo tanto, estos valores serán los indicadores que se tomarán como referencia a la hora de estudiar alternativas.

## 5 FACTURA DE PARTIDA

### 5.1 Introducción

En los cálculos realizados en el Capítulo 4, Descripción del problema, donde se cuantifican las penalizaciones por excesos de potencia, se han utilizado los datos de las facturas reales del año 2016 emitidas por la comercializadora añadiendo alguna pequeña corrección.

En estas facturas, los periodos de facturación no coinciden con los meses naturales y a lo largo del año se tienen dos precios de energía.

Por otra parte, para que los cálculos de rentabilidad sean fiables, deben hacerse con los precios más actuales de la energía disponibles.

Además, hay algunos conceptos en la factura como, por ejemplo, el alquiler de equipos, que no interesan a efectos del propósito de este proyecto.

Por estas razones, para los cálculos que se lleven a cabo en las diferentes estrategias analizadas se partirá de una factura calculada directamente con el perfil de carga obtenido del contador general de la instalación.

### 5.2 Criterios de partida

La factura se va a llevar a cabo siguiendo los siguientes criterios:

- Los datos de consumo de partida serán los datos de potencia media (kW) cuarto-horaria correspondientes al año 2016 obtenidos del contador.
- Los días que se considerarán no laborables serán los festivos nacionales no sustituibles publicados por el B.O.E. para el año 2016.
- Los períodos de facturación serán los meses naturales.
- El precio de la energía (€/kWh) y del término de potencia (€/kW día) serán los más actualizados disponibles, en concreto, los ofertados para el año 2019.
- No se tendrá en cuenta el I.V.A., las penalizaciones por reactiva ni el alquiler de equipos de medida.
- La potencia contratada de partida será 45 kW en los tres periodos.

Además, se van a corregir los datos cuarto-horarios del 1 de agosto explicados en el capítulo 4 por ser un momento de demanda aislado anormalmente alto (180 kW) y que condiciona la factura de todo el mes. Este consumo, no corresponde al normal funcionamiento de la instalación ya que es debido a un arranque de prueba de los equipos de frío previo a comenzar la vendimia.

Los datos de ese corto período se van a sustituir por el valor medio de los máxímetros entre enero y julio (36 kW).

### 5.3 Cálculo de la factura de partida

#### 5.3.1 Valores de partida

A continuación, se recogen los datos de partida de energía y potencia máxima mensual por período obtenidos con los criterios descritos en el apartado anterior:

MES	Días facturación	ENERGÍA (kWh)			MAXIMOS (kW)		
		E. Activa P	E. Activa LL	E. Activa V	Max P	Max LL	Max V
Ene	31	2.115	4.833	6.142	36	48	28
Feb	29	2.293	4.207	5.069	36	40	36
Mar	31	1.889	3.624	5.022	32	40	52
Abr	30	1.235	3.423	4.599	36	48	36
May	31	1.222	2.674	3.634	36	36	36
Jun	30	501	1.478	2.069	28	24	36
Jul	31	156	918	1.415	12	12	8
Ago	31	653	1.924	2.115	28	36	28
Sep	30	8.326	16.250	13.755	176	204	156
Oct	31	11.578	26.126	27.420	188	216	188
Nov	30	4.266	8.603	8.817	76	100	84
Dic	31	3.099	7.913	8.716	76	88	84

### 5.3.2 Término de potencia

Los datos de partida para el cálculo del término de potencia son los siguientes:

Potencia contratada		
Punta (kW)	Llano (kW)	Valle (kW)
45	45	45
Precios término de potencia		
Punta (€/kW día)	Llano (€/kW día)	Valle (€/kW día)
0,161676	0,099701	0,022863

La siguiente tabla recoge el término de potencia resultante:

MES	Max P (kW)	Max LI (kW)	Max V (kW)	P. Fact P (kW)	T. P. P (€)	P. Fact LI (kW)	T. P. LI (€)	P. Fact V (kW)	T. P. V (€)	TOTAL T.P. (€)
Ene	36	48	28	38,25	191,71	49,5	152,99	38,25	27,11	371,81
Feb	36	40	36	38,25	179,34	40	115,65	38,25	25,36	320,35
Mar	32	40	52	38,25	191,71	40	123,63	61,5	43,59	358,93
Abr	36	48	36	38,25	185,52	49,5	148,06	38,25	26,23	359,81
May	36	36	36	38,25	191,71	38,25	118,22	38,25	27,11	337,04
Jun	28	24	36	38,25	185,52	38,25	114,41	38,25	26,23	326,16
Jul	12	12	8	38,25	191,71	38,25	118,22	38,25	27,11	337,04
Ago	28	36	28	38,25	191,71	38,25	118,22	38,25	27,11	337,04
Sep	176	204	156	433,5	2102,6	517,5	1.547,86	373,5	256,18	3.906,64
Oct	188	216	188	469,5	2.353,12	553,5	1.710,73	469,5	332,75	4.396,6
Nov	76	100	84	133,5	647,51	205,5	614,66	157,5	108,03	1.370,2
Dic	76	88	84	133,5	669,1	169,5	523,88	157,5	111,63	1.304,61
										<b>13.726,23</b>

### 5.3.3 Término de energía

El término de energía se ha calculado con el siguiente precio en €/kWh, que incluye el coste de los peajes del término de energía y el coste de la energía:

	Punta	Llano	Valle
Precio Energía (€/kWh)	0,101003	0,093428	0,071627
Peaje T. Energía (€/kWh)	0,014335	0,012754	0,007805
Coste Energía (€/kWh)	0,086653	0,080674	0,063822

La siguiente tabla recoge el término de energía resultante:

MES	Eª P (kWh)	T. Eª P (€)	Eª LI (kWh)	T. Eª LI (€)	Eª V (kWh)	T. Eª V (€)	TOTAL T. Eª (€)
Ene	2.226	224,83	4.866	454,62	5.998	429,62	1109,07
Feb	2.293	231,6	4.207	393,05	5.069	363,08	987,73
Mar	1.893	191,2	3.635	339,61	5.007	358,64	889,45
Abr	1.235	124,74	3.423	319,8	4.599	329,41	773,95
May	1.222	123,43	2.674	249,83	3.634	260,29	633,55
Jun	501	50,6	1.478	138,09	2.069	148,2	336,89
Jul	156	15,76	918	85,77	1.415	101,35	202,88
Ago	653	65,95	1.911	178,54	2.115	151,49	395,98
Sep	8.326	840,95	16.250	1.518,21	13.755	985,23	3.344,39
Oct	11.578	1.169,41	26.126	2.440,9	27.420	1.964,01	5.574,32
Nov	4.266	430,88	8.603	803,76	8.817	631,54	1.866,18
Dic	3.099	313,01	7.913	739,3	8.716	624,3	1.676,61
							<b>17.791,00</b>

### 5.3.4 Impuesto eléctrico y resumen factura

En la siguiente tabla se recogen el término de potencia y el término de energía calculados, el impuesto de electricidad y el total de la factura de partida:

MES	TOTAL T.P. (€)	TOTAL T. Eª (€)	Imp. Elec. (€)	FACTURA TOTAL (€)
Ene	371,81	1.109,07	75,71	<b>1.556,59</b>
Feb	320,35	987,73	66,88	<b>1.374,96</b>
Mar	358,93	889,45	63,83	<b>1.312,21</b>
Abr	359,81	773,95	57,97	<b>1.191,73</b>
May	337,04	633,55	49,62	<b>1.020,21</b>
Jun	326,16	336,89	33,90	<b>696,95</b>
Jul	337,04	202,88	27,60	<b>567,52</b>
Ago	337,04	395,98	37,48	<b>770,50</b>
Sep	3.906,64	3.344,39	370,72	<b>7.621,75</b>
Oct	4.396,60	5.574,32	509,78	<b>10.480,70</b>
Nov	1.370,20	1.866,18	165,47	<b>3.401,85</b>
Dic	1.304,61	1.676,61	152,42	<b>3.133,64</b>
	<b>13.726,23</b>	<b>17.791,00</b>	<b>1.611,38</b>	<b>33.128,61</b>



La factura de partida que se va a utilizar como referencia en este proyecto asciende a 33.128,61 €.

## 6 ESTRATEGIAS ANALIZADAS

### 6.1 Introducción

En el Capítulo 4, Cuantificación del problema, se ha demostrado que el consumo de potencia, si no se ciñe a lo contratado, conlleva penalizaciones que tienen un gran impacto en la factura. En el caso concreto estudiado, se ha estimado que, del total de la factura eléctrica, hasta un 33.43% (9.864,14 €) puede deberse a este concepto.

El objetivo de este proyecto es intentar encontrar una solución a este problema, y para ello se analizarán detenidamente las siguientes estrategias:

- Optimización del término de potencia
- Contratación de un suministro de temporada
- Cambio a tarifa de 6 períodos
- Generación diésel
- Almacenamiento eléctrico
- Gestión de la demanda
- Generación renovable

En cada una de estas estrategias se estudiará la viabilidad técnica y la viabilidad económica cumpliendo en todo momento con la normativa del sector. En todas ellas la viabilidad económica se calculará tomando como referencia la factura inicial explicada en el Capítulo 5, Factura de partida.

### 6.2 Optimización del término de potencia

La manera de facturar la potencia consumida puede hacer que, si hay un exceso, se paguen penalizaciones o que, de lo contrario, se pague innecesariamente por una potencia contratada que no se está necesitando. Recuérdese que la facturación del término de potencia se hace de acuerdo a las siguiente fómulas:

$$\text{Si } P_{\text{pot max reg}} < 0,85 \cdot P_{\text{contratada}}; \text{ entonces } P_{\text{fact}} = 0,85 \cdot P_{\text{contratada}} \quad (1)$$

$$\text{Si } 0,85 \cdot P_{\text{contratada}} < P_{\text{pot max reg}} < 1,05 \cdot P_{\text{contratada}}; \text{ entonces } P_{\text{fact}} = P_{\text{pot max reg}} \quad (2)$$

$$\text{Si } P_{\text{pot max reg}} > 1,05 \cdot P_{\text{contratada}}; \text{ entonces } P_{\text{fact}} = P_{\text{pot max reg}} + 2 \cdot (P_{\text{pot max reg}} - 1,05 \cdot P_{\text{contratada}}) \quad (3)$$

Para un consumidor, en un período concreto, cada configuración de valores de potencias contratadas (kW punta, kW llano, kW valle) dará un término de potencia (€) determinado, por lo tanto, podemos obtener qué configuración de estas potencias supone el mínimo término de potencia. Estos valores de potencia deben cumplir dos requisitos según recoge el RD 1164/2001:

- Los valores de potencia deben ser números enteros
- $P_{\text{c Valle}} \geq P_{\text{c Llano}} \geq P_{\text{c Punta}}$

Si se toma una potencia contratada muy inferior a la potencia máxima registrada, se tendrá que pagar como penalización el doble por aquellos kW de potencia en exceso y se incurrirá en un término de potencia muy elevado.

Si se toma una potencia contratada cercana a la potencia máxima registrada, se estará pagando como mínimo el 85% de la contratada todos los meses, por lo que es probable que se pague un término de potencia también elevado.

Existe una combinación de potencias que minimiza este término de la factura, esta combinación es a la que se denomina potencia óptima.

Hay que tener en cuenta que esta solución calcula la potencia óptima de un consumo pasado, por lo que es muy importante evaluar si será la apropiada para perfiles de carga futuros.

Además, hay que recordar que la optimización del término de potencia no constituye una medida de ahorro energético como tal, sino una medida de contratación que permite reducir la factura.

### 6.2.1 Cálculo de la potencia óptima

Optimizar la potencia contratada es calcular los valores de potencia a contratar que suponen el menor coste de término de potencia (€) para un consumidor en un período de facturación dado.

El consumidor parte de una potencia contratada de 45-45-45 kW, que supone, con los máxímetros obtenidos en la factura de partida, un término de potencia de 13.726,23 €.

Como existen multitud de configuraciones de potencias posibles, se va a usar la herramienta *Solver* de Microsoft Excel para realizar los cálculos. En el algoritmo de *Solver* el objetivo será minimizar el total del término de potencia en euros con las siguientes restricciones:

- P. contr P, P. contr LI y P. contr V = int (enteros)
- P. contr P ≤ P. contr LI ≤ P. contr V

Partiendo de los datos de los máxímetros descritos en el capítulo 5, Factura de partida y de los peajes de acceso, mediante el empleo de *Solver*, la combinación de potencias óptima obtenida es:

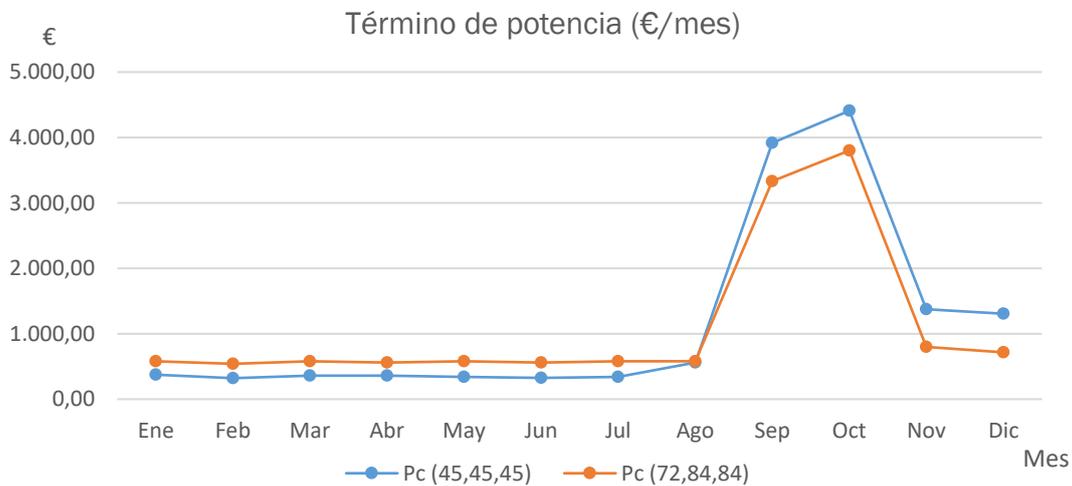
	Punta	Llano	Valle
Potencia (kW)	<b>72</b>	<b>84</b>	<b>84</b>

Lo que da lugar al siguiente término de potencia:

MES	Max P	Max LI	Max V	P. fact P (kW)	T. P. P (€)	P. fact LI (kW)	T.P. LI (€)	P. fact V (kW)	T. P. V (€)	TOTAL (€)
Ene	36	48	28	61,20	306,73	71,40	220,68	71,40	50,60	578,02
Feb	36	40	36	61,20	286,94	71,40	206,44	71,40	47,34	540,72
Mar	32	40	52	61,20	306,73	71,40	220,68	71,40	50,60	578,02
Abr	36	48	36	61,20	296,84	71,40	213,56	71,40	48,97	559,37
May	36	36	36	61,20	306,73	71,40	220,68	71,40	50,60	578,02
Jun	28	24	36	61,20	296,84	71,40	213,56	71,40	48,97	559,37
Jul	12	12	8	61,20	306,73	71,40	220,68	71,40	50,60	578,02
Ago	28	36	28	61,20	306,73	71,40	220,68	71,40	50,60	578,02
Sep	176	204	156	376,80	1.827,59	435,60	1.302,90	291,60	200,00	3.330,49
Oct	188	216	188	412,80	2.068,94	471,60	1.457,59	387,60	274,71	3.801,24
Nov	76	100	84	76,80	372,50	123,60	369,69	84,00	57,61	799,81
Dic	76	88	84	76,80	384,92	88,00	271,99	84,00	59,53	716,44
										<b>13.197,51</b>

Comparando con el término de potencia real del mismo período:

	T.P. (€)
Pcontr (45,45,45)	13.726,23
P. contr (72,84,84)	13.197,51
<b>Ahorro</b>	<b>528,72</b>



A pesar de que los meses de baja demanda se paga más término de potencia (línea naranja), la reducción de las penalizaciones en vendimia hace que finalmente se obtenga un ahorro de 528,72 €.

## 6.2.2 Inversión a realizar y rentabilidad

Como la potencia óptima calculada es mayor a la que actualmente se tiene contratada se debe pagar a la distribuidora por aumentarla. Estos costes están regulados.

Según el artículo 24 del RD 1048/2013, para la ampliación de potencia de un suministro ya existente se deben pagar a la distribuidora unos costes que vienen descritos en la orden ITC 3519/2009. Estos costes son:

Pagos por derechos de acometida: Entendidos como la cantidad que debe abonarse a la empresa distribuidora por atender un nuevo suministro o por la ampliación de uno ya existente. Los pagos por derechos de acometida incluyen los siguientes conceptos:

- Pagos por derechos de extensión: No aplica en este caso.
- Pagos por derechos de acceso: Cantidad a abonar a la empresa distribuidora por ampliación de potencia de suministros nuevos o existentes. El coste en €/kW recogido en la Orden ITC 3519/2009 es el siguiente:
  - o Para suministros en AT con tensión  $\leq 36$  kV: 16,992541 €/kW.
- Pagos por derechos de supervisión de instalaciones cedidas: No aplica en este caso.

Además, hay que pagar el coste de los derechos por actuaciones en equipos de medida y control que, según el artículo 50.4 del RD 1955/2000 son los mismos que los fijados para los derechos de enganche que, para suministros en AT con tensión  $\leq 36$  kV, tienen un coste de 79,491970 €/actuación.

Por lo tanto, la inversión necesaria para la optimización del término de potencia es:

Inversión Optimización Término potencia	
kW adicionales	39
cuota acceso (€/kW)	16,99
Actuación Eq. Medida (€)	79,49
<b>Inversión Total</b>	<b>742,20 €</b>

Conociendo la inversión se evaluará ahora la rentabilidad de aplicar esta estrategia. Para ello, se calculará el período de retorno, el VAN y el TIR de la inversión:

El período de retorno:

Ahorro anual (€)	750,93
Inversión inicial (€)	742,20
<b>PRI (años)</b>	<b>1,40</b>

El valor actual neto, después de 5 años con una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) y la tasa interna de retorno (TIR):

Año	Flujo efectivo (€)	Valor actual neto (€)
0	-742,20	
1	528,72	513,32
2	528,72	498,37
3	528,72	483,85
4	528,72	469,76
5	528,72	456,08

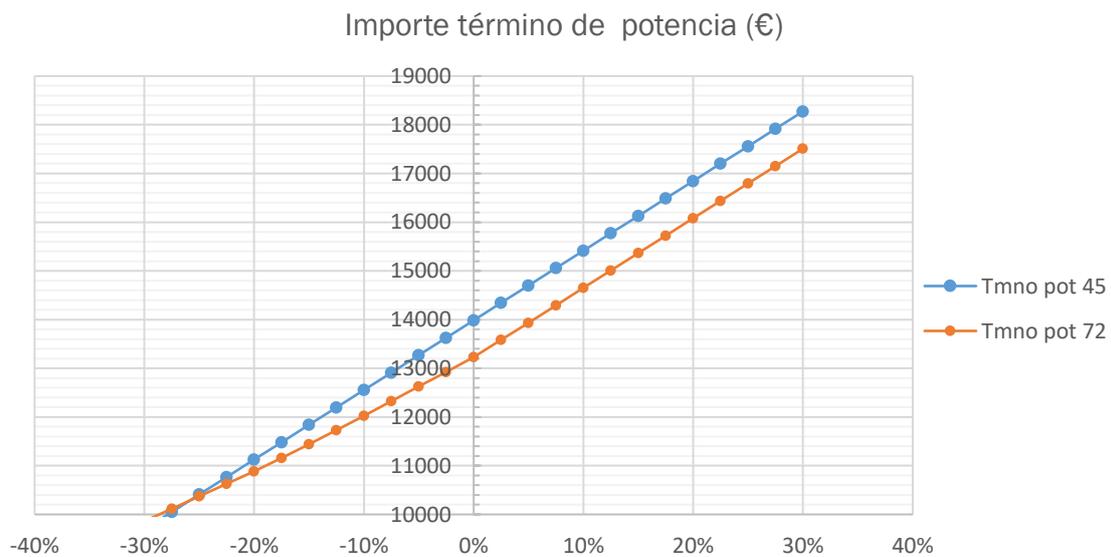
VAN (€)	1.679,18
TIR	65%

### 6.2.3 Análisis de sensibilidad

El valor que se ha obtenido es la combinación de potencias óptima para el período concreto del estudio, es decir, el año 2016. Ahora se debe evaluar si este valor es el mejor para consumos futuros. Para ello, se hará un análisis que consistirá en calcular el término de potencia con la potencia contratada actual y con la potencia óptima calculada, variando los máxímetros de los meses de vendimia con respecto a 2016 en un  $\pm 30\%$  en pequeños intervalos. Se compararán ambos resultados y se verá cómo varían los ahorros en función de la variación de los máxímetros.

Var. de maxímetros	Pc 45-45-45	Pc 72-84-84	Ahorro (€)
-30%	9.449,70	9.836,13	-386,43
-28%	9.806,08	10.087,96	-281,88
-25%	10.162,46	10.343,98	-181,53
-23%	10.518,83	10.600,00	-81,17
-20%	10.875,21	10.856,02	19,18
-18%	11.231,58	11.130,55	101,03
-15%	11.587,96	11.412,11	175,85
-13%	11.944,33	11.696,59	247,74
-10%	12.300,71	11.991,85	308,86
-8%	12.657,09	12.291,29	365,79
-5%	13.013,46	12.590,74	422,73
-3%	13.369,84	12.890,18	479,66
0%	13.726,21	13.197,51	528,70
3%	14.082,59	13.546,79	535,80
5%	14.438,97	13.897,31	541,66
8%	14.795,34	14.253,69	541,66
10%	15.151,72	14.610,06	541,66
13%	15.508,09	14.966,44	541,66
15%	15.864,47	15.322,82	541,66
18%	16.220,85	15.679,19	541,66
20%	16.577,22	16.035,57	541,66
23%	16.933,60	16.391,94	541,66
25%	17.289,97	16.748,32	541,66
28%	17.646,35	17.104,70	541,66
30%	18.002,73	17.461,07	541,66

Representado gráficamente:





#### 6.2.4 Conclusiones

La potencia óptima supondría un ahorro de 528,70 € lo que significaría sobre el total (33.128,61 €) un 1,6 % de la factura, valor que queda muy por debajo del ahorro potencial estimado en el capítulo 4, que se dejó establecido entre el 22 y el 33%. Esto sería sin contar que incluso será necesaria una inversión inicial que se tarda en amortizar aproximadamente un año y medio.

Además, del análisis de sensibilidad se obtiene que, si las potencias máximas consumidas varían, podría llegarse incluso a perder todo el margen de ahorro estimado, sin que sea necesario variaciones demasiado grandes. En torno a una reducción de los máximos del 20% implicaría que la elección de la potencia óptima supusiera un sobrecoste en lugar de un ahorro.

Estas dos evidencias hacen que la estrategia de optimización del término de potencia no sea, al menos por sí sola, una solución viable al problema de las penalizaciones por excesos de potencia en consumos de demanda estacionales.

A pesar de esto, y teniendo en cuenta, como se ha dicho, que no constituye una estrategia de ahorro sino una optimización del contrato se utilizará como herramienta en otras estrategias cuando sea económicamente ventajoso hacerlo.

## 6.3 SUMINISTRO DE TEMPORADA

### 6.3.1 Introducción

El problema de los consumos estacionales o por campañas radica en que se necesita demandar una gran cantidad de potencia durante solamente unos pocos meses al año y la normativa solo permite el cambiar las condiciones del contrato de acceso una vez cada año. Esto hace que, como se ha calculado en el apartado 6.2, no exista una opción de contratación satisfactoria, pues siempre habrá que, o pagar grandes penalizaciones o contratar una potencia que gran parte del año no se va a usar, lo que es incluso más caro.

En este subcapítulo se va a analizar la posibilidad de contratar un suministro paralelo e independiente para consumir durante los meses de vendimia, lo que se denomina un suministro eventual o de temporada, con la intención de evitar los sobrecostes que se ha visto que estos meses generan en la factura. Se analizará la normativa al respecto y se estimará la solución técnica para el caso de la Bodega y la viabilidad económica de implantar esta solución.

### 6.3.2 Funcionamiento normativo de los suministros de temporada

El marco legal donde se recogen las condiciones y características de los contratos de temporada viene definido en los siguientes documentos del BOE:

- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. (Art. 6. Suministros de temporada generales)
- Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. (Anexo II. Temporadas eléctricas)
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. (Disposición adicional sexta. Contratos de temporada inferiores a 5 meses)
- Orden ITC 3519/2009 Se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2010. (cuantías de los derechos de acometida, engancho, etc. en su anexo V)
- Real Decreto 1048/2013, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. (Artículos 27,28, 29 y 30)

Básicamente, un suministro de temporada es un contrato de acceso a la red, inferior a un año y con carácter repetitivo en sucesivos años. En este contrato, en el término de potencia se pagará el precio establecido para todos los consumidores más un suplemento que dependerá de la temporada eléctrica en la que se consuma (alta, media o baja) y de otros requisitos.

Los suplementos sobre el término de potencia y los requisitos a cumplir vienen explicados en la siguiente tabla:

Tipo de suministro	Incremento sobre término de potencia		Restricciones
	Temporada Alta	Temporada media y baja	
<b>Cualquiera</b>	100%	50%	-Ninguna
<b>S.T. Reducido</b>	35%	15%	-Duración contrato ≤ 5 meses -En tarifa 3.1A consumo en P3 (valle) ≥ 40% del total

Las temporadas eléctricas quedaron definidas en el Anexo II de la Orden ITC 2794/2007 y son las siguientes:

Zona	Temporada Alta	Temporada Media	Temporada Baja
<b>Península</b>	Enero, febrero, 2ª quincena de junio, julio y diciembre	Marzo, 1ª quincena de junio, septiembre y noviembre.	Abril, mayo, agosto, octubre.

Para Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla las temporadas eléctricas son diferentes.

Además, según el RD 1048/2013 para suministros eventuales o de temporada la compañía distribuidora no podrá cobrar ninguna cantidad en concepto de pagos por derechos de acceso.

En cuanto a los derechos de enganche, estos quedarán reducidos a una quinta parte si al dar nuevamente tensión a la instalación del usuario ésta no ha sufrido ninguna modificación y sólo se precisa la maniobra de un elemento de corte ya existente.

A partir de esta información, se va a estimar un contrato de este tipo en instalación de la bodega objeto de estudio.

### 6.3.3 Estimación de suministro de temporada

Se va a evaluar el coste de contratar un suministro de temporada en la bodega durante los meses de vendimia. En este escenario se tendrá la suma de dos contratos independientes y paralelos, uno será el suministro base y se extenderá durante todo el año y otro será el que se contrataría de forma temporal. Primero serán estimadas las potencias y energías de cada suministro para, a partir de estos datos, calcular cada factura. Obtenida la estimación de las facturas, se calculará también la inversión aproximada que es necesaria realizar.

#### 6.3.3.1 Estimación de Energía y máxímetros de cada suministro

Para calcular cada factura (factura s. base y s. temporada) se obtendrán los datos de potencia máxima y energía de la siguiente manera:

- a) Suministro inicial

Se parte de los datos de potencia y energía de la factura de partida:

consumo de partida

MES	Eª punta (kWh)	Eª llano (kWh)	Eª valle (kWh)	Max P (kW)	Max LI (kW)	Max V (kW)
Ene	2.226	4.866	5.998	36	48	28
Feb	2.293	4.207	5.069	36	40	36
Mar	1.893	3.635	5.007	32	40	52
Abr	1.235	3.423	4.599	36	48	36
May	1.222	2.674	3.634	36	36	36
Jun	501	1.478	2.069	28	24	36
Jul	156	918	1.415	12	12	8
Ago	653	1.911	2.115	28	36	28
Sep	8.326	16.250	13.755	176	204	156
Oct	11.578	26.126	27.420	188	216	188
Nov	4.266	8.603	8.817	76	100	84
Dic	3.099	7.913	8.716	76	88	84

b) Suministro base

El suministro base abastecerá los consumos menores que se mantienen durante todo el año. Se va a suponer que se instala un nuevo transformador de menor potencia al existente y se conectan a él todas estas cargas de pequeña potencia.

Para los meses de vendimia, como no están disponibles medidas reales, se tomará la hipótesis de que tanto el consumo de energía como la potencia demandada son el promedio de los meses de enero, febrero y marzo.

suministro base

MES	Eª punta (kWh)	Eª llano (kWh)	Eª valle (kWh)	Max P (kW)	Max LI (kW)	Max V (kW)
Ene	2.226	4.866	5.998	36	48	28
Feb	2.293	4.207	5.069	36	40	36
Mar	1.893	3.635	5.007	32	40	52
Abr	1.235	3.423	4.599	36	48	36
May	1.222	2.674	3.634	36	36	36
Jun	501	1.478	2.069	28	24	36
Jul	156	918	1.415	12	12	8
Ago	653	1.911	2.115	28	36	28
Sep	2.137	4.236	5.358	34,67	42,67	38,67
Oct	2.137	4.236	5.358	34,67	42,67	38,67
Nov	2.137	4.236	5.358	34,67	42,67	38,67
Dic	2.137	4.236	5.358	34,67	42,67	38,67

c) Suministro de temporada

El suministro de temporada abastecerá todos los grandes consumos atribuibles a la vendimia como la despalilladora, las bombas del vino y los equipos de frío. Para este

consumo se va a utilizar el transformador que ya existe en la bodega. El suministro de temporada tendrá una duración de cuatro meses, septiembre, octubre, noviembre y diciembre y se supondrá que no se necesitan ninguno de los equipos de vendimia fuera del suministro de temporada.

Para obtener los valores de energía consumida, se obtendrá la diferencia entre el consumo real y el consumo base ya calculado. Para los valores de potencia demandada se supondrá el escenario más conservador en el que los máxímetros son los mismos que en el consumo inicial (no la diferencia entre los máxímetros del consumo real y del consumo base). De este modo los datos de partida son:

suministro temporada

MES	Eª punta (kWh)	Eª llano (kWh)	Eª valle (kWh)	Max P (kW)	Max LI (kW)	Max V (kW)
Ene	0	0	0	0	0	0
Feb	0	0	0	0	0	0
Mar	0	0	0	0	0	0
Abr	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0
Jun	0	0	0	0	0	0
Jul	0	0	0	0	0	0
Ago	0	0	0	0	0	0
Sep	6.189	12.014	8.397	176	204	156
Oct	9.441	21.890	22.062	188	216	188
Nov	2.129	4.367	3.459	76	100	84
Dic	962	3.677	3.358	76	88	84

### 6.3.3.2 Cálculo de la factura de los suministros base y de temporada

Con los datos estimados de potencia y energía, se van a calcular las facturas del suministro base y de temporada.

El término de potencia de ambos suministros se va a calcular con la potencia contratada óptima.

- a) Factura suministro base:

Término de energía

MES	Eª punta (kWh)	Eª P (€)	Eª llano (kWh)	Eª LL (€)	Eª valle (kWh)	Eª V (€)	Total (€)
Ene	2.226	224,83	4.866	454,62	5.998	429,62	<b>1109,07</b>
Feb	2.293	231,60	4.207	393,05	5.069	363,08	<b>987,73</b>
Mar	1.893	191,20	3.635	339,61	5.007	358,64	<b>889,45</b>
Abr	1.235	124,74	3.423	319,80	4.599	329,41	<b>773,96</b>
May	1.222	123,43	2.674	249,83	3.634	260,29	<b>633,54</b>
Jun	501	50,60	1.478	138,09	2.069	148,20	<b>336,89</b>
Jul	156	15,76	918	85,77	1.415	101,35	<b>202,88</b>
Ago	653	65,95	1.911	178,54	2.115	151,49	<b>395,99</b>
Sep	2.137	215,88	4.236	395,76	5.358	383,78	<b>995,42</b>
Oct	2.137	215,88	4.236	395,76	5.358	383,78	<b>995,42</b>
Nov	2.137	215,88	4.236	395,76	5.358	383,78	<b>995,42</b>
Dic	2.137	215,88	4.236	395,76	5.358	383,78	<b>995,42</b>
							<b>9.311,16</b>

Con los datos estimados de potencia máxima demandada, se obtiene que la potencia óptima y el término de potencia con esta potencia contratada son:

	P. Punta	P. Llano	P. Valle
Potencia óptima S. base (kW)	34	43	43

Término de potencia

MES	Max P (kW)	P.fact P (kW)	T.P. P (€)	Max LI (kW)	P.fact LI (kW)	T.P. LL (€)	Max V (kW)	P.fact V (kW)	T.P. V (€)	Total (€)
Ene	36,00	36,60	183,44	48,00	53,70	165,97	28,00	36,55	25,90	<b>375,31</b>
Feb	36,00	36,60	171,60	40,00	40,00	115,65	36,00	36,55	24,23	<b>311,49</b>
Mar	32,00	32,00	160,38	40,00	40,00	123,63	52,00	65,70	46,57	<b>330,58</b>
Abr	36,00	36,60	177,52	48,00	53,70	160,62	36,00	36,55	25,07	<b>363,21</b>
May	36,00	36,60	183,44	36,00	36,55	112,97	36,00	36,55	25,90	<b>322,31</b>
Jun	28,00	28,90	140,17	24,00	36,55	109,32	36,00	36,55	25,07	<b>274,56</b>
Jul	12,00	28,90	144,85	12,00	36,55	112,97	8,00	36,55	25,90	<b>283,72</b>
Ago	28,00	28,90	144,85	36,00	36,55	112,97	28,00	36,55	25,90	<b>283,72</b>
Sep	34,67	34,67	168,14	42,67	42,67	127,62	38,67	38,67	26,52	<b>322,28</b>
Oct	34,67	34,67	173,75	42,67	42,67	131,87	38,67	38,67	27,41	<b>333,02</b>
Nov	34,67	34,67	168,14	42,67	42,67	127,62	38,67	38,67	26,52	<b>322,28</b>
Dic	34,67	34,67	173,75	42,67	42,67	131,87	38,67	38,67	27,41	<b>333,02</b>
										<b>3.855,51</b>

La factura total del suministro base por lo tanto queda:

MES	Total T.P. (€)	Total T.E <sup>a</sup> (€)	I. Eléctrico (€)	Total (€)
Ene	375,31	1109,07	75,89	<b>1.560,28</b>
Feb	311,49	987,73	66,43	<b>1.365,64</b>
Mar	330,58	889,45	62,38	<b>1.282,40</b>
Abr	363,21	773,96	58,14	<b>1.195,30</b>
May	322,31	633,54	48,87	<b>1.004,72</b>
Jun	274,56	336,89	31,26	<b>642,71</b>
Jul	283,72	202,88	24,88	<b>511,47</b>
Ago	283,72	395,99	34,75	<b>714,45</b>
Sep	322,28	995,42	67,37	<b>1.385,07</b>
Oct	333,02	995,42	67,92	<b>1.396,36</b>
Nov	322,28	995,42	67,37	<b>1.385,07</b>
Dic	333,02	995,42	67,92	<b>1.396,36</b>
Total S. base				<b>13.839,84</b>

b) Factura suministro temporada

Para la obtención del término de potencia del suministro de temporada:

- En el término de energía, se evaluará si cumple o no las condiciones necesarias para la modalidad de contrato de temporada reducido (consumo en P3 > 40%).
- Se calculará el coste del término de potencia, para una tarifa ATR 3.1 A, de los máxímetros estimados suponiendo que se contrata la potencia óptima.
- Finalmente se aplicará el incremento porcentual que corresponda a cada mes según la temporada eléctrica.

Término de energía

MES	E <sup>a</sup> P (kWh)	T. E <sup>a</sup> P (€)	E <sup>a</sup> LI (kWh)	T. E <sup>a</sup> LI (€)	E <sup>a</sup> V (kWh)	T. E <sup>a</sup> V (€)	Total (€)
Ene	0	0,00	0	0,00	0	0,00	<b>0,00</b>
Feb	0	0,00	0	0,00	0	0,00	<b>0,00</b>
Mar	0	0,00	0	0,00	0	0,00	<b>0,00</b>
Abr	0	0,00	0	0,00	0	0,00	<b>0,00</b>
May	0	0,00	0	0,00	0	0,00	<b>0,00</b>
Jun	0	0,00	0	0,00	0	0,00	<b>0,00</b>
Jul	0	0,00	0	0,00	0	0,00	<b>0,00</b>
Ago	0	0,00	0	0,00	0	0,00	<b>0,00</b>
Sep	6.189	625,07	12.014	1.122,44	8.397	601,45	<b>2.348,97</b>
Oct	9.441	953,54	21.890	2.045,14	22.062	1.580,23	<b>4.578,91</b>
Nov	2.129	215,00	4.367	408,00	3.459	247,76	<b>870,76</b>
Dic	962	97,13	3.677	343,53	3.358	240,52	<b>681,19</b>
							<b>8.479,83</b>

Cálculo del % de energía consumida en Valle:

	E <sup>a</sup> punta (kWh)	E <sup>a</sup> llano (kWh)	E <sup>a</sup> valle (kWh)
<b>TOTAL</b>	18.720	41.948	37.276
<b>%</b>	19%	43%	38%

El consumo en P3 asciende al 38% del total de energía consumida, por lo que no cumple la condición necesaria para considerar el suministro del estudio dentro de la modalidad de suministro de temporada reducido. Los incrementos sobre el término de potencia serán los correspondientes a un contrato de temporada general, concretamente:

Mes	Temporada	Incremento (%)
Septiembre	Media	50
Octubre	Baja	50
Noviembre	Media	50
Diciembre	Alta	100

Según esto, la potencia óptima a contratar y el término de potencia quedaría de la siguiente manera:

	P. Punta	P. Llano	P. Valle
Potencia óptima S. Temporada (kW)	168	196	196

MES	Término de potencia									
	Max P (kW)	P.f act P (kW)	TP P (€)	Max LI (kW)	P. fact LI (kW)	T.P. LL (€)	Max V (kW)	P. fact V (kW)	T.P. V (€)	Total (€)
Ene	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Feb	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Mar	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Abr	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
May	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Jun	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Jul	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Ago	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Sep	176	176	1.280,47	204	204	915,26	156	166,6	171,40	<b>2.367,13</b>
Oct	188	211,2	1.587,79	216	236,4	1.095,97	188	188	199,87	<b>2.883,63</b>
Nov	76	142,8	1.038,93	100	166,6	747,46	84	166,6	171,40	<b>1.957,79</b>
Dic	76	142,8	1.431,41	88	166,6	1.029,83	84	166,6	236,16	<b>2.697,40</b>
										<b>9.905,96</b>

Para calcular la factura total hay que añadir además el pago por derechos de enganche. Estos quedan reducidos a una quinta parte porque suponemos que no se necesitará nada más que la manipulación de un elemento de corte ya existente para conectar el suministro.

Derechos de enganche en un suministro conectado en AT con V<36kV: 79,491970€.

$$79,491970/5=15,898394€$$

Este coste se va a sumar en el primer mes del contrato de temporada, es decir, en septiembre.

Así, se obtiene la siguiente factura para el contrato de temporada:

MES	Total T.E <sup>a</sup> (€)	Total T.P. (€)	I. Eléctrico (€)	Total (€)
Ene	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Feb	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Mar	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Abr	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
May	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Jun	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Jul	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Ago	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Sep	2.348,97	2.367,13	242,05	<b>4.974,05</b>
Oct	4.578,91	2.883,63	294,86	<b>7.757,40</b>
Nov	870,76	1.957,79	200,19	<b>3.028,74</b>
Dic	681,19	2.697,40	275,82	<b>3.654,41</b>
		Total S. temporada		<b>19.414,61</b>

c) Factura total

A final de año, el coste total debido al consumo de energía eléctrica será la suma del contrato base más el contrato de temporada.

Suministro base + temporada

MES	Sum. Base (€)	Sum temp. (€)	Total (€)
Ene	1.560,28	0,00	<b>1.560,28</b>
Feb	1.365,64	0,00	<b>1.365,64</b>
Mar	1.282,40	0,00	<b>1.282,40</b>
Abr	1.195,30	0,00	<b>1.195,30</b>
May	1.004,72	0,00	<b>1.004,72</b>
Jun	642,71	0,00	<b>642,71</b>
Jul	511,47	0,00	<b>511,47</b>
Ago	714,45	0,00	<b>714,45</b>
Sep	1.385,07	4.974,05	<b>6.359,12</b>
Oct	1.396,36	7.757,40	<b>9.153,76</b>
Nov	1.385,07	3.028,74	<b>4.413,81</b>
Dic	1.396,36	3.654,41	<b>5.050,77</b>
	13.839,84	19.414,61	<b>33.254,44</b>

El total asciende a 33.779,27 € por año completo, de los que 19.558,14 € corresponden al suministro de temporada y 14.221,13 € al suministro base.

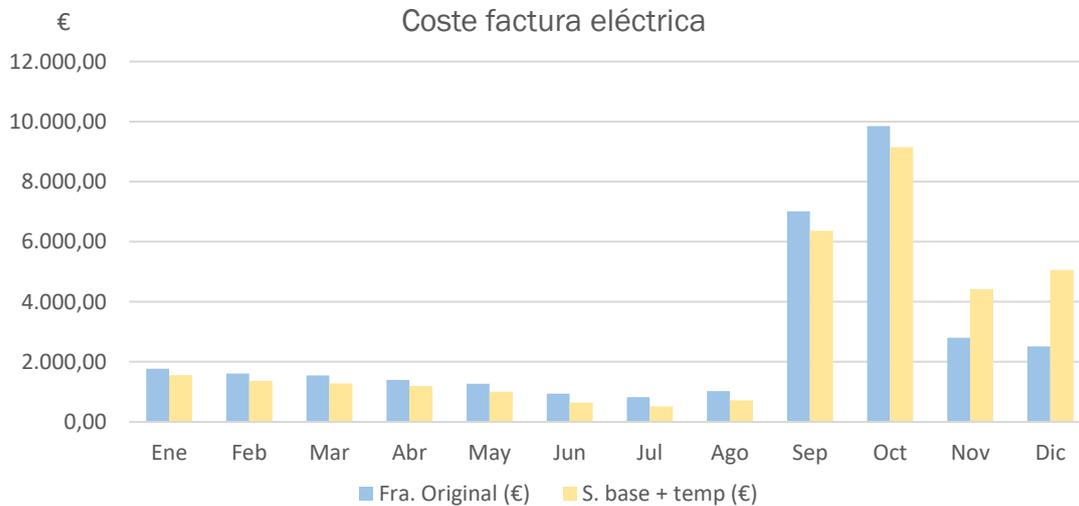
d) Ahorro obtenido

Se va a comparar ahora el coste de la factura total calculada en el apartado anterior con la factura total original de la bodega y así obtener el ahorro en caso de adoptar esta estrategia.

MES	Fra. Original (€)	S. base + temp (€)
Ene	1.773,34	1.560,28
Feb	1.606,60	1.365,64
Mar	1.542,49	1.282,40
Abr	1.401,49	1.195,30
May	1.273,50	1.004,72
Jun	942,08	642,71
Jul	820,81	511,47
Ago	1.023,79	714,45
Sep	7.016,15	6.359,12
Oct	9.854,90	9.153,76
Nov	2.802,28	4.413,81
Dic	2.515,40	5.050,77
	32.572,83 €	33.254,44

Ahorro	<b>-681,61 €</b>
--------	------------------

La siguiente gráfica representa el coste mensual de la tabla anterior:



En la gráfica puede apreciarse que durante los meses de temporada baja se produce un pequeño ahorro mensual. Además, durante los dos primeros meses de temporada (septiembre y octubre) si se produce un ahorro mensual notable. Sin embargo, es interesante destacar que los meses de noviembre y diciembre la factura total se encarece con respecto a la inicial. Esto es debido principalmente a que la potencia contratada óptima que minimiza la factura es elevada (168,196,196) y a pesar de no tener penalizaciones, el suplemento de temporada hace que se acabe pagando más que en la factura de partida. Además, este hecho se ve agravado en diciembre por considerarse temporada alta y llevar asociado un

suplemento en el término de potencia del 100% en vez del 50%. Estos dos efectos contribuyen a que finalmente, contratar un suministro de temporada no suponga ahorro sino un coste.

#### 6.3.4 Análisis de rentabilidad

Dado que la suma de la factura del suministro base más la del suministro de temporada ha resultado en un incremento del coste anual con respecto a la factura original, se considera que, en este caso, no procede realizar análisis de rentabilidad.

#### 6.3.5 Otros escenarios: Suministro de temporada reducido

El suministro de temporada que se ha calculado no cumple la condición de consumir en valle el 40% de la energía, necesaria para entrar dentro de la modalidad de suministro de temporada reducido, pero se queda muy cerca de cumplirla con un 38,4% del total de energía consumida en valle. Es por esto se va a suponer un escenario en el que sí se cumpla esta condición, es decir, calculando la factura en el caso de estar dentro de la modalidad reducida de un suministro de temporada para ver el ahorro que se obtendría en el caso más favorable.

Para simplificar los cálculos se va a obtener la factura con los mismos datos de energía consumida y potencia demandada estimados en el suministro de temporada ya calculado.

Los incrementos sobre el término de potencia con el suministro de temporada reducido son:

Mes	Temporada	Incremento (%)
Septiembre	Media	15
Octubre	Baja	15
Noviembre	Media	15
Diciembre	Alta	35

Así el término de potencia queda:

Término de potencia s. t. reducido

MES	Max P (kW)	P. Fact P (kW)	TP P (€)	Max LI (kW)	P. Fact LI (kW)	T.P. LL (€)	Max V (kW)	P. Fact V (kW)	T.P. V (€)	Total (€)
Ene	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Feb	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Mar	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Abr	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
May	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Jun	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Jul	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Ago	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	<b>0,00</b>
Sep	176	176	981,70	204	204	701,70	156	166,6	131,41	<b>1.814,80</b>
Oct	188	211,2	1.217,30	216	236,4	840,25	188	188	153,23	<b>2.210,78</b>
Nov	76	142,8	796,51	100	166,6	573,05	84	166,6	131,41	<b>1.500,97</b>
Dic	76	142,8	966,20	88	166,6	695,14	84	166,6	159,41	<b>1.820,75</b>
										<b>7.347,31</b>

Este nuevo término de potencia da como resultado una nueva factura para el suministro de temporada que se sumará a la factura del suministro base:

MES	Sum. Base (€)	Sum temp. (€)	Total (€)
Ene	1.560,28	0,00	<b>1.560,28</b>
Feb	1.365,64	0,00	<b>1.365,64</b>
Mar	1.282,40	0,00	<b>1.282,40</b>
Abr	1.195,30	0,00	<b>1.195,30</b>
May	1.004,72	0,00	<b>1.004,72</b>
Jun	642,71	0,00	<b>642,71</b>
Jul	511,47	0,00	<b>511,47</b>
Ago	714,45	0,00	<b>714,45</b>
Sep	1.385,07	4.392,55	<b>5.777,62</b>
Oct	1.396,36	7.136,83	<b>8.533,19</b>
Nov	1.385,07	2.492,99	<b>3.878,06</b>
Dic	1.396,36	2.629,85	<b>4.026,21</b>
	13.839,84	16.652,23	<b>30.492,06</b>

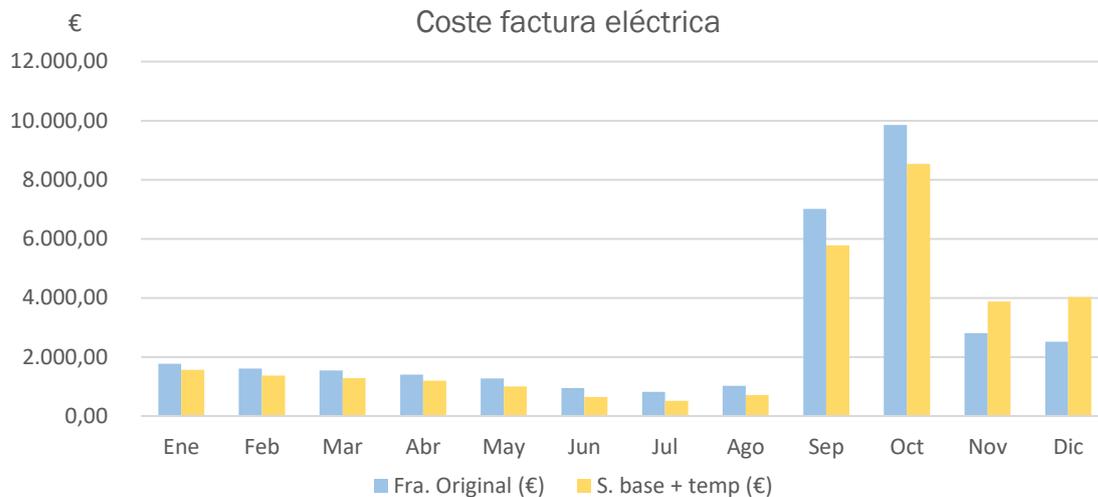
Lo que supone un ahorro respecto a la factura real:

MES	Fra. Original (€)	S. base + temp (€)
Ene	1.773,34	1.560,28
Feb	1.606,60	1.365,64
Mar	1.542,49	1.282,40
Abr	1.401,49	1.195,30
May	1.273,50	1.004,72
Jun	942,08	642,71
Jul	820,81	511,47
Ago	1.023,79	714,45
Sep	7.016,15	5.777,62
Oct	9.854,90	8.533,19
Nov	2.802,28	3.878,06
Dic	2.515,40	4.026,21
	32.572,83	30.492,06

**Ahorro**

**2.080,77 €**

A continuación, se representa la tabla anterior gráficamente:



En la gráfica se aprecia que los meses de temporada baja (enero – agosto) se obtiene idéntico ahorro al primer caso estudiado. En cambio, durante los meses de temporada el menor incremento (15 o 35% en lugar de 50 o 100%) en el término de potencia hace que, a pesar de pagar más en noviembre y diciembre con respecto a la factura original, en este caso sí se obtenga un ahorro anual.

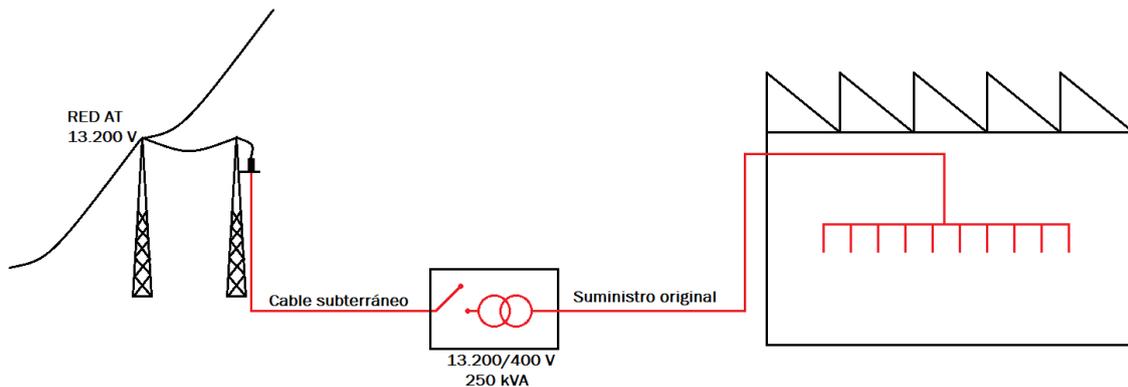
### 6.3.6 Inversión necesaria

Para llevar a cabo la estrategia del suministro de temporada, será necesario, por un lado, realizar algunas modificaciones en la instalación eléctrica de la bodega y por otro, pagar por

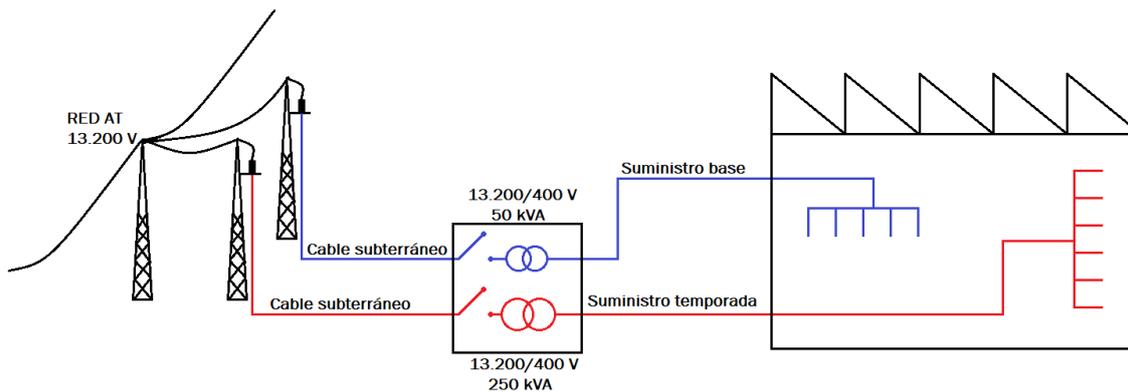
el nuevo contrato de acceso a red que se dará de alta para el suministro base. A continuación, se va a estimar la inversión total que supone realizar estas acciones.

### 6.3.6.1 Inversión en adecuación de la instalación eléctrica

En la instalación eléctrica, se mantendrá el transformador existente para el suministro de temporada, se instalará un nuevo transformador de 50 kVA para el Suministro base y se habilitará un nuevo cuadro eléctrico para abastecer este nuevo suministro. Pasará de una instalación de este tipo:



A una instalación con dos suministros paralelos de la siguiente manera:



En concreto, será necesario:

- Una nueva línea subterránea desde la red de distribución para el suministro base.
- Un nuevo transformador trifásico 13.200/400V de 50 kVA para el suministro base y la aparatada de protección necesaria.
- Una nueva línea subterránea en baja tensión desde el centro de transformación.
- Separar eléctricamente todos los equipos y cargas correspondientes al suministro base del resto de cargas.

Tanto el coste del transformador y celdas, como del cable subterráneo se han obtenido del generador de precios del programa CYPE Ingenieros [1]. Estos precios incluyen la mano de obra y el resto de material necesario para la instalación.

El coste de los cambios de adecuación de la instalación al nuevo esquema se ha estimado en un 10% de la inversión.

Concepto	Coste (€)
Apoyo celosía	898,66
Transformador 50 kVA	3.482,20
Celdas	10.473,32
Cable subterráneo AT	3.001,60
Cuadro BT	1.419,03
Cable subterráneo BT	2.156,40
Adecuación instalación	2.143,12
<b>Total</b>	<b>23.574,33</b>

### 6.3.6.2 Inversión necesaria para el nuevo contrato de acceso

Además de realizar esta inversión para adecuar la instalación, hay que pagar a la distribuidora por el contrato de acceso a red del suministro base. Según el RD 1048/2013 este pago incluye los siguientes conceptos cuyas cuantías vienen recogidas en la Orden ITC 3519/2009:

- Derechos de acometida en concepto de derechos de acceso ( $V \leq 36$  kV): 16,992541 €/kW

$$D. \text{ acceso (€)} = 43 \text{ kW} \cdot 16,992541 \text{ €/kW} = 730,68 \text{ €}$$

- Derechos de enganche ( $V \leq 36$  kV): 79,491970 €/actuación

- Actuación en equipos de medida ( $V \leq 36$  kV): 79,491970 €/actuación

Inversión total por cambio en el contrato de acceso: 889,66 €

### 6.3.6.3 Inversión total

La inversión necesaria para llevar a cabo la estrategia del suministro de temporada es la siguiente:

Concepto	Coste (€)
Instalación y aparamenta eléctrica	23.574,33
Contrato de acceso	889,66
<b>TOTAL</b>	<b>24.463,99</b>

Nota: La estimación de la inversión la se ha hecho desde un punto de vista optimista, suponiendo que el centro de transformación actual tiene cabida para toda la nueva aparamenta que se necesita instalar y suponiendo también que el punto de conexión con la red de distribución es el mismo y no otro más alejado en cuyo caso se necesitaría otra línea de alta tensión.

### 6.3.6.4 Análisis de rentabilidad

Dado que con esta modalidad si se obtiene ahorro, se va a realizar un breve análisis de rentabilidad que consistirá en el cálculo del período simple de retorno de la inversión (PRI), el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

## a) Período simple de retorno de la inversión (PRI)

PRI	11,76 años
-----	------------

## b) Valor actual neto (VAN)

Para calcular el valor actual neto, se va a suponer que durante 10 años se cumplen los requisitos del S.T. reducido (40% de la energía en P3) y que el ahorro anual obtenido es constante año a año.

Considerando una inversión inicial total de 24.463,99€, unos flujos de caja de 2.080,77 €/año y una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) se obtiene un VAN a 10 años de -6.519,03 €.

VAN	-6.519,03 €
-----	-------------

## c) Tasa interna de retorno de la inversión (TIR)

TIR	-3%
-----	-----

## 6.3.7 Conclusiones

Según el análisis realizado de esta estrategia, se pueden inferir las siguientes conclusiones:

Con el perfil de demanda estudiado, y ciñéndose a la normativa, el coste total de ambos suministros (base y temporada) es superior a la factura inicial, es decir, se obtienen pérdidas con respecto a dejar el suministro como está. Como se ha explicado, a pesar de que durante los meses de septiembre y octubre sí se reduce la factura, durante los meses de noviembre y diciembre, se obtiene una factura considerablemente más cara que anula el ahorro obtenido en los meses anteriores. Esto es porque la potencia óptima obtenida para el suministro de temporada que minimiza el término de potencia es elevada lo que unido a los suplementos que deben aplicarse (del 100% en diciembre) conlleva una factura mucho más cara en esos meses.

Si se supone el mejor de los escenarios, es decir, si se cumplen los requisitos del suministro de temporada reducido y se realiza, como se ha hecho, una estimación de la inversión optimista se obtiene como resultado un ahorro anual de alrededor de 2.000 € (muy por debajo del ahorro potencial estimado en el capítulo 4 de entre aproximadamente 6.500 € y 9.800 €) y un período de retorno de la inversión que está por encima de los 11 años.

Implantar esta estrategia, por lo tanto, no sirve como solución al problema de las penalizaciones por excesos de potencia por existir una gran incertidumbre ya que el que se obtenga anualmente un ahorro o se incurra en pérdidas depende de si el consumo cumple los requisitos de la modalidad del suministro de temporada reducido, que como se ha comprobado, es muy probable que no cumpla. Además, incluso valorando el mejor de los escenarios, donde hipotéticamente se cumplan estos requisitos durante 10 años, la solución sigue estando lejos de ser rentable.

## 6.4 CAMBIO A TARIFA 6 PERÍODOS

### 6.4.1 Introducción

Las penalizaciones por excesos de potencia en las que incurren los consumos con perfiles de demanda estacionales son, como se ha explicado, consecuencia de la metodología particular de facturación de las tarifas de 3 períodos. Por esto, en este subcapítulo se va a estudiar la opción de modificar el contrato de acceso a red y acogerse a una tarifa de 6 períodos.

La diferente manera en la que se facturan los excesos de potencia en las tarifas 6.X hace que sea de interés para este proyecto calcular el coste de la factura anual del perfil de demanda de la bodega utilizando la metodología de cálculo de estas tarifas. Se utilizará para este cálculo el perfil de demanda anual del año 2016 que se ha utilizado en los apartados anteriores y para calcular la factura de partida.

Una vez obtenida esta factura, se calculará también la inversión que será necesario acometer para realizar la modificación en el contrato de acceso y la rentabilidad que se obtiene de ello.

### 6.4.2 Las tarifas 6.X

#### 6.4.2.1 Normativa de aplicación

Las tarifas de 6 períodos se definen en el artículo 7 del RD 1164/2001, como las tarifas generales de alta tensión. En el punto 4 de este mismo artículo se recogen las condiciones de aplicación, que son las siguientes:

- Aquellos suministros con una tensión de servicio entre 1 y 36 kV y una potencia contratada superior a 450 kW en algún período tarifario.
- Cualquier suministro con una tensión de servicio superior a 36 kV.

Igual que en las tarifas de 3 períodos, se debe cumplir la condición de que la potencia contratada en un período cualquiera ( $P_{n+1}$ ) sea siempre igual o superior a la potencia contratada en el período anterior ( $P_n$ ). Las categorías en función de la tensión de servicio son las siguientes:

Peaje	Tensión de servicio
6.1A	$\geq 1$ kV y $< 30$ kV
6.2	$\geq 30$ kV y $< 72.5$ kV
6.3	$\geq 72.5$ kV y $< 145$ kV
6.4	$\geq 145$ kV
6.5	Conex. internacionales

#### 6.4.2.2 Períodos tarifarios

Los períodos tarifarios se definen en la Orden ITC 2794/2007 y en ella se establecen 6 tipos de días (A, A1, B, B1, C y D) en los que varían los períodos horarios a aplicar en cada uno de ellos. A excepción de junio que tiene dos, cada mes tiene un tipo de día. La distribución de

los períodos en cada tipo de día, en cada mes, para todo el año viene recogida en la siguiente tabla:

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Tipo Hora		A	A	B1	C	C	B	A1	A1	D	B	C	B1	A
	De lunes a viernes	0-1												
1-2														
2-3														
3-4														
4-5		6	6	6	6	6	6	6	6		6	6	6	6
5-6														
6-7														
7-8														
8-9								4				4		2
9-10		2	2						2					2
10-11														
11-12		1	1											1
12-13				4				3				3		4
13-14										6				
14-15														
15-16		2	2						1					2
16-17					5									
17-18						5								
18-19														
19-20		1	1	3									3	1
20-21								4						
21-22									2					
22-23		2	2											2
23-24				4									4	
Sábados														
Domingos	6	6	6	6	6	6	6	6		6	6	6	6	
Festivos														

Como festivos, a efectos de facturación eléctrica, se consideran los festivos nacionales no sustituibles y con fecha fija publicados cada año en el Boletín Oficial del Estado.

#### 6.4.2.3 Facturación de la energía

La facturación de la energía se hace del mismo modo que en la tarifa 3.1 A con la diferencia de que ahora existen 6 períodos. En concreto, según la norma, la facturación de energía activa será la suma de multiplicar la energía consumida en cada período por el precio del término de energía en ese período.

#### 6.4.2.4 Facturación de la potencia

En cada período, la potencia a facturar será la potencia contratada.

Además, en caso de que la potencia demandada en algún período sobrepase a la contratada en ese período se facturará, cada exceso registrado en ese período, según la siguiente fórmula:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \cdot 1,406 \cdot A_{ei}$$

Donde:

$K_i$  = coeficiente que tomará los valores recogidos a continuación según el período tarifario  $i$

Período	1	2	3	4	5	6
$K_i$	1	0.5	0.37	0.37	0.37	0.17

$A_{ei}$  se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_{ei} = \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pd_j - Pci)^2}$$

Donde:

$Pd_j$  = Potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del período  $i$  en que se haya sobrepasado  $Pci$ .

$Pci$  = Potencia contratada en el período  $i$ .

Los excesos de potencia se facturan mensualmente.

La principal diferencia entre la tarifa de 6 y la de 3 períodos radica aquí, ya que en las tarifas 6.X se paga un pequeño sobrecoste por cada uno de los excesos de potencia cuarto-horaria en que se incurra y, por el contrario, en las tarifas 3.X se factura todo el mes tomando como referencia el valor máximo registrado penalizando, además, con el doble de la cantidad de kW que ese valor máximo haya excedido a la potencia contratada.

#### 6.4.2.5 Precios de los peajes

Para la tarifa 6.1 A los precios de los peajes de acceso son los descritos en la Orden IET 2444/2014 y para el resto de las categorías los precios de los peajes son los descritos en la Orden IET 107/2014. Estos precios están recogidos en la siguiente tabla:

Término de potencia €/kW y año

Peaje	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1A	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.2	22,158348	11,08873	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887
6.4	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
6.5	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315

Término de energía €/kWh

Peaje	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1A	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.2	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018
6.5	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

#### 6.4.3 Cálculo de la factura

Para la simulación de la factura se hará uso de la herramienta de software Matlab.

#### 6.4.3.1 Datos de partida y aspectos previos

Para el cálculo, se han tomado los datos de potencia demandada cuarto-horarios del año 2016, los mismos que se han utilizado en el cálculo de la factura de partida.

La tensión de servicio de la instalación de la bodega es de 13,2 kV. Este nivel de tensión corresponde a la categoría de peaje 6.1 A. Además, en esta categoría es obligatorio contratar una potencia superior a 450 kW en alguno de los períodos.

Para realizar el cálculo de la factura se ha solicitado a la empresa comercializadora precios del término de energía y del término de potencia para una tarifa 6.1A adaptados al consumo de la bodega. Los precios que ofertados por la comercializadora son los siguientes:

Precios ofertados para 2019 del término de potencia en €/kW y año:

Peaje	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1A	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177

Precios ofertados para 2019 del término de energía en €/kWh:

Peaje	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1A	0,114115	0,102665	0,088450	0,081051	0,073751	0,066895

El en cálculo de la factura de 6 períodos se ha optimizado la potencia contratada que, como se ha explicado en el subcapítulo 6.2, es la combinación de potencias contratadas que supone el menor coste del término de potencia.

#### 6.4.3.2 Término de potencia

Potencias máximas registradas:

MES	Max P1 (kW)	Max P2 (kW)	Max P3 (kW)	Max P4 (kW)	Max P5 (kW)	Max P6 (kW)
Ene	40	48	0	0	0	28
Feb	32	40	0	0	0	36
Mar	0	0	32	40	0	52
Abr	0	0	0	0	48	24
May	0	0	0	0	36	24
Jun	12	16	28	24	0	36
Jul	12	12	0	0	0	8
Ago	0	0	0	0	0	36
Sep	0	0	184	204	0	156
Oct	0	0	0	0	216	188
Nov	0	0	76	100	0	84
Dic	80	88	0	0	0	84

Potencia óptima:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
P. contratada (kW)	23	26	40	52	78	451

Término de potencia por potencia contratada:

MES	TP P.contr P1 (€)	TP P.contr P2 (€)	TP P.contr P3 (€)	TP P.contr P4 (€)	TP P.contr P5 (€)	TP P.contr P6 (€)	TOTAL TP P. contr (€)
Ene	75,97	43,62	49,17	62,57	94,73	249,83	575,90
Feb	71,07	40,81	46,00	58,54	88,62	233,71	538,75
Mar	75,97	43,62	49,17	62,57	94,73	249,83	575,90
Abr	73,52	42,22	47,58	60,56	91,68	241,77	557,33
May	75,97	43,62	49,17	62,57	94,73	249,83	575,90
Jun	73,52	42,22	47,58	60,56	91,68	241,77	557,33
Jul	75,97	43,62	49,17	62,57	94,73	249,83	575,90
Ago	75,97	43,62	49,17	62,57	94,73	249,83	575,90
Sep	73,52	42,22	47,58	60,56	91,68	241,77	557,33
Oct	75,97	43,62	49,17	62,57	94,73	249,83	575,90
Nov	73,52	42,22	47,58	60,56	91,68	241,77	557,33
Dic	75,97	43,62	49,17	62,57	94,73	249,83	575,90
							<b>6.799,37</b>

Excesos de potencia (sobrepasamientos):

MES	Exc P1 (€)	Exc P2 (€)	Exc P3 (€)	Exc P4 (€)	Exc P5 (€)	Exc P6 (€)	TOTAL Exc (€)
Ene	86,98	38,94	0,00	0,00	0,00	0,00	125,92
Feb	48,43	26,81	0,00	0,00	0,00	0,00	75,24
Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abr	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
May	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Jun	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Jul	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ago	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sep	0,00	0,00	589,14	700,18	0,00	0,00	1.289,33
Oct	0,00	0,00	0,00	0,00	777,19	0,00	777,19
Nov	0,00	0,00	119,24	105,30	0,00	0,00	224,53
Dic	503,10	273,11	0,00	0,00	0,00	0,00	776,21
							<b>3.268,41</b>

Término de potencia total:

MES	T.P. P1 (€)	T.P. P2 (€)	T.P. P3 (€)	T.P. P4 (€)	T.P. P5 (€)	T.P. P6 (€)	Total T.P(€)
Ene	162,95	82,56	49,17	62,57	94,73	249,83	701,82
Feb	119,50	67,62	46,00	58,54	88,62	233,71	613,98
Mar	75,97	43,62	49,17	62,57	94,73	249,83	575,90
Abr	73,52	42,22	47,58	60,56	91,68	241,77	557,33
May	75,97	43,62	49,17	62,57	94,73	249,83	575,90
Jun	73,52	42,22	47,58	60,56	91,68	241,77	557,33
Jul	75,97	43,62	49,17	62,57	94,73	249,83	575,90
Ago	75,97	43,62	49,17	62,57	94,73	249,83	575,90
Sep	73,52	42,22	636,73	760,74	91,68	241,77	1.846,65
Oct	75,97	43,62	49,17	62,57	871,93	249,83	1.353,10
Nov	73,52	42,22	166,82	165,85	91,68	241,77	781,86
Dic	579,08	316,73	49,17	62,57	94,73	249,83	1.352,11
							<b>10.067,78</b>

### 6.4.3.3 Término de energía

Energía consumida mensual en cada período:

MES	Eª P1 (kWh)	Eª P2 (kWh)	Eª P3 (kWh)	Eª P4 (kWh)	Eª P5 (kWh)	Eª P6 (kWh)
Ene	2.196	3.689	0	0	0	7.205
Feb	2.132	3.544	0	0	0	5.893
Mar	0	0	1.844	2.886	0	5.805
Abr	0	0	0	0	6.803	2.454
May	0	0	0	0	5.848	1.682
Jun	177	404	444	701	0	2.322
Jul	215	601	0	0	0	1.673
Ago	0	0	0	0	0	4.679
Sep	0	0	8.409	14.194	0	15.728
Oct	0	0	0	0	42.133	22.991
Nov	0	0	4.319	7.278	0	10.089
Dic	3.575	5.698	0	0	0	10.455

Término de energía:

MES	T. Eª P1 (€)	T. Eª P2 (€)	T. Eª P3 (€)	T. Eª P4 (€)	T. Eª P5 (€)	T. Eª P6 (€)	Total T.Eª (€)
Ene	250,60	378,73	0,00	0,00	0,00	481,98	1.111,31
Feb	243,29	363,84	0,00	0,00	0,00	394,21	1.001,35
Mar	0,00	0,00	163,10	233,91	0,00	388,33	785,34
Abr	0,00	0,00	0,00	0,00	501,73	164,16	665,89
May	0,00	0,00	0,00	0,00	431,30	112,52	543,81
Jun	20,20	41,48	39,27	56,82	0,00	155,33	313,09
Jul	24,53	61,70	0,00	0,00	0,00	111,92	198,15
Ago	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	313,00	313,00
Sep	0,00	0,00	743,78	1.150,44	0,00	1.052,12	2.946,34
Oct	0,00	0,00	0,00	0,00	3.107,35	1.537,98	4.645,33
Nov	0,00	0,00	382,02	589,89	0,00	674,90	1.646,81
Dic	407,96	584,99	0,00	0,00	0,00	699,39	1.692,33
							<b>15.862,76</b>

#### 6.4.3.4 Impuesto eléctrico y factura total

MES	T.P. P. Contr (€)	Excesos (€)	T.P. (€)	T. E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)
Ene	575,90	125,92	701,82	1.111,31	92,70	1.905,82
Feb	538,75	75,24	613,98	1.001,35	82,59	1.697,92
Mar	575,90	0,00	575,90	785,34	69,60	1.430,84
Abr	557,33	0,00	557,33	665,89	62,54	1.285,75
May	575,90	0,00	575,90	543,81	57,25	1.176,96
Jun	557,33	0,00	557,33	313,09	44,50	914,92
Jul	575,90	0,00	575,90	198,15	39,58	813,63
Ago	575,90	0,00	575,90	313,00	45,45	934,35
Sep	557,33	1.289,33	1.846,65	2.946,34	245,05	5.038,04
Oct	575,90	777,19	1.353,10	4.645,33	306,68	6.305,11
Nov	557,33	224,53	781,86	1.646,81	124,17	2.552,84
Dic	575,90	776,21	1.352,11	1.692,33	155,65	3.200,10
	<b>6.799,37</b>	<b>3.268,41</b>	<b>10.067,78</b>	<b>15.862,76</b>	<b>1.325,75</b>	<b>27.256,29</b>

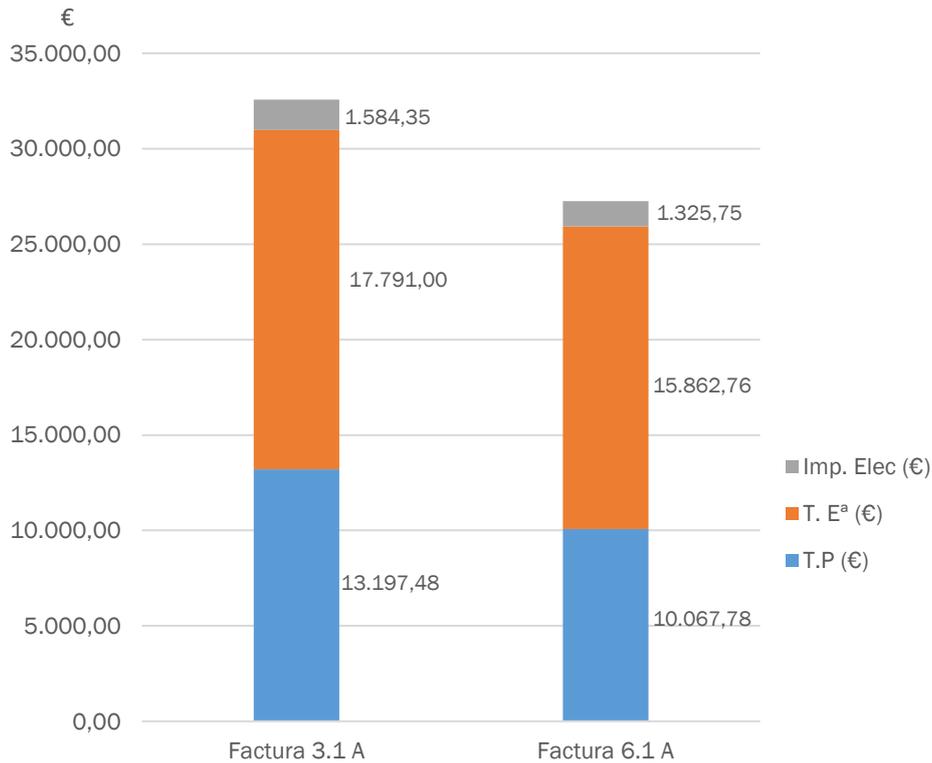
#### 6.4.4 Estudio económico

##### 6.4.4.1 Ahorro obtenido

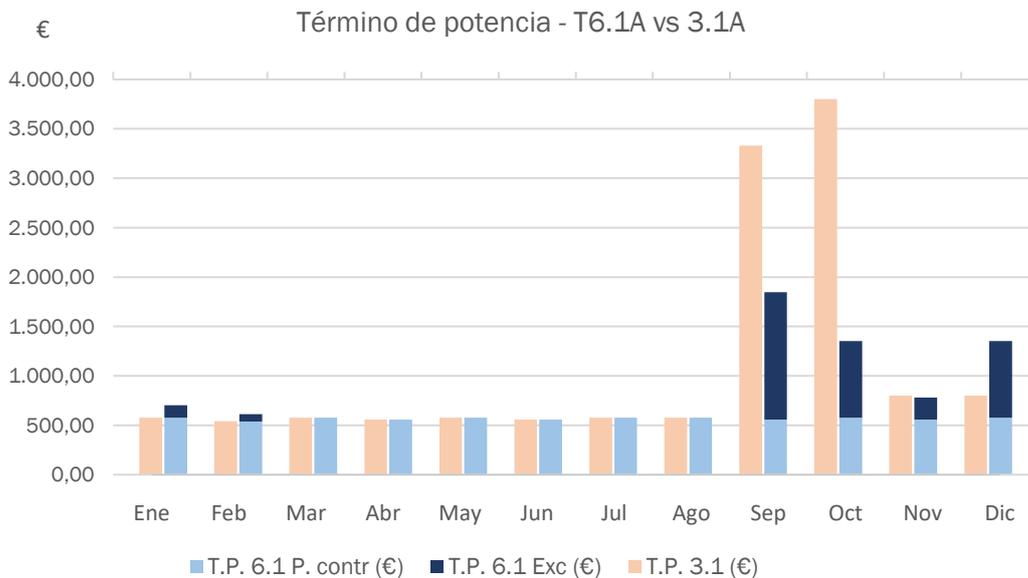
Para estimar ahorro que se obtiene realizando el cambio de una tarifa 3.1A a una tarifa 6.1A, se va a tomar como referencia la factura de partida, calculada ésta también con la potencia óptima.

En la siguiente tabla se recoge cada concepto de las dos facturas y su coste total:

	T. P. (€)	T. E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)
Tarifa 3.1A	13.197,48	17.791,00	1.584,35	32.572,83
Tarifa 6.1A	10.067,78	15.862,76	1.325,75	27.256,29
Ahorro	3.129,70	1.928,24	258,60	5.316,54



Según los cálculos, se obtiene ahorro total de 5.316,54 €, de este ahorro, la mayor parte es debida a la reducción del término de potencia (3.129,70 €). Para apreciar en detalle el ahorro en este concepto, en la siguiente gráfica se representa el término de potencia mensual de ambas opciones tarifarias separando, para la tarifa 6.1, la parte que corresponde a excesos de la que corresponde a potencia contratada.



En la gráfica se aprecia que, durante los meses de temporada baja (enero - agosto), el término de potencia es mínimamente superior en la tarifa 6.1A. Esto es debido, a los 451

kW que se pagan en el período 6. Además, en enero, febrero y sobre todo en diciembre, se aprecia un encarecimiento considerable con respecto a la factura de partida. Esto, como también puede apreciarse, es debido principalmente a las penalizaciones, ya que éstas, al suceder durante períodos P1 y P2 (hay que recordar que enero, febrero y diciembre son meses de temporada alta con días de tipo A) tienen un coeficiente “k” de multiplicación 1 y 0,5 respectivamente, por lo que, en estos meses, la facturación mediante sobrepasamientos no es favorable. Sin embargo, durante los meses de temporada de vendimia los excesos de potencia que se registran los días de alta demanda repercuten mucho menos que en la tarifa 3.1A por lo que se consigue, al final de año, un ahorro considerable. Esto indica, que la metodología de facturación de la tarifa de 6 períodos es, a priori, y en este caso, más conveniente que la de las tarifas de 3 períodos.

#### 6.4.4.2 Inversión a realizar

Prácticamente la totalidad de la inversión a realizar para cambiar el contrato de acceso de una tarifa 3.1A a una tarifa 6.1A es para cumplir la condición de tener una potencia contratada, en algún periodo, de más de 450 kW. Para cumplir esta condición hay, por un lado, que pagar los derechos de acometida necesarios hasta 451 kW y, por otro, que tener adecuada la línea de alimentación y el transformador a ese nivel de potencia.

a) Inversión en concepto de derechos de acometida:

Para contratar una tarifa de 6 períodos será necesario contratar al menos en un período una potencia superior a 450 kW. Este aumento de potencia conllevará un coste en concepto de derechos de acceso. Este coste es el siguiente:

Coste en €/kW por derechos de acceso: 16,992541

	kW
D. acceso actuales	45
D. acceso requeridos	451
kW añadidos	406

Inversión total en derechos de acceso:  $406 \cdot 16,992541 = 6.978,97 \text{ €}$

b) Inversión en concepto de adecuación de la instalación:

Para la adecuación de la instalación será necesario:

- Instalación de un transformador trifásico de 630 kVA.

Nota: Se ha supuesto, en esta estimación, que las celdas existentes en el centro de transformación son compatibles con el nuevo transformador, y que las dos líneas subterráneas tienen capacidad suficiente para la nueva potencia aparente requerida.

El coste del transformador se ha obtenido del generador de precios del programa CYPE Ingenieros [1]. Este precio incluye la mano de obra y el resto de material necesario para la instalación.

Coste del transformador: 11.109,36 €

c) Inversión total necesaria

La inversión necesaria para realizar el cambio de contrato de acceso a una tarifa de 6 períodos es la siguiente:

Concepto	Coste (€)
Adecuación de la instalación	11.109,36
Derechos de acometida	6.978,97
Total	18.087,82

#### 6.4.4.3 Rentabilidad

Como otras estrategias estudiadas, se va a obtener el Valor actual neto (VAN), el periodo simple de retorno de la inversión (PRI) y la tasa interna de retorno (TIR) para evaluar la rentabilidad de llevar a cabo esta estrategia.

a) Período simple de retorno de la inversión (PRI)

PRI	3,40 años
-----	-----------

b) Valor actual neto (VAN)

Considerando una inversión inicial total de 18.087,82 €, unos flujos de caja de 5.316,54 €/año y una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) se obtiene un VAN a 10 años de 26.469,26 €.

VAN	26.469,26 €
-----	-------------

c) Tasa interna de retorno (TIR)

TIR	27 %
-----	------

#### 6.4.5 Posible escenario normativo futuro

La circular 3/2014 publicada por la CNMC el día 2 de julio de 2014, se proponía una nueva metodología para el cálculo de peajes de transporte y distribución de electricidad. Esta metodología propone dos grandes grupos de tarifas, uno en baja tensión formado por los actuales grupos de tarifas 2.X y 3.0 y otro grupo para los suministros en alta tensión formado por varias categorías, todas de 6 períodos. Esto significa, si finalmente entra en vigor, que todos los suministros actuales acogidos a una tarifa 3.1 pasarían a una tarifa equivalente a la 6.1, es decir, una tarifa de 6 periodos, con penalizaciones facturadas mediante sobrepasamientos.

Si esta metodología se pone en marcha, no solo no sería necesario realizar la inversión en adecuación de la instalación, sino que tampoco sería necesario contratar 451 kW en P6.

Para conocer el alcance de este posible cambio, se ha realizado de nuevo la simulación de una tarifa 6.1A, pero en este caso no se ha establecido la condición de contratar al menos 451 kW en P6. A continuación, se representa la potencia óptima resultante en este caso y la factura total comparada con la calculada según la normativa actual:

Potencia óptima						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
P.contratada	23	26	41	52	78	96

	T.P (€)	T. E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)	Ahorro (€)
Factura 3.1 A	13.197,48	17.791,00	1.584,35	32.572,83	0,00
6.1A vigente	10.067,78	15.862,76	1.325,75	27.256,29	5.316,54
6.1A sin resticc.	8.008,61	15.862,76	1.220,47	25.091,84	7.480,99

Si finalmente esta nueva metodología se impone, no solo no habría que acometer ninguna inversión, sino que además se obtendría un ahorro extra de algo más de 2.100,00 € anuales. Con respecto a la factura de partida el ahorro llegaría hasta los 7.480,99 €, una cantidad por encima del ahorro potencia estimado en el escenario más realista, estimado en 6.500€.

El 20 de febrero de 2019, la CNMC publicó el calendario con las previsiones de publicación definitiva de circulares de carácter normativo en materia energética. En este calendario se recoge, entre otras, la fecha de publicación de la circular donde, de nuevo, se establecerá la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, que será el día 30/06/2019.

Sería muy recomendable, por lo tanto, antes de realizar cualquier cambio en la instalación o en el contrato esperar a la publicación de esta Circular, para comprobar si, finalmente se reorganizan las tarifas de alta tensión de manera que favorezcan al suministro de la instalación estudiada, y no sea necesaria ninguna inversión.

#### 6.4.6 Conclusiones

En este estudio se ha obtenido que realizar un cambio en el contrato de acceso para acogerse a una tarifa de 6 períodos sí soluciona, en parte, el problema de las penalizaciones por excesos de potencia, ya que los excesos de potencia bajan de los entre 6.506 y 9.858 € estimados en el Capítulo 4 a 3.268,41€ resultando un ahorro anual de 5.316,54 € sobre la factura total.

Según la simulación, se puede concluir que la metodología de cálculo de las penalizaciones basada en sobrepasamientos encaja mejor en el perfil de demanda de la bodega que la metodología de las tarifas de 3 períodos porque, no solo reduce considerablemente el término de potencia anual, sino que además también se obtiene un ahorro en el término de energía.

Del estudio económico se extrae que, aunque es necesario contratar en P6 al menos 451 kW, lo que conlleva, primero una inversión en equipos y en derechos de acometida y segundo, que la factura durante los meses de temporada baja se encarezca un poco, el ahorro obtenido durante la temporada de vendimia justifica la viabilidad de la inversión.



Además, es interesante destacar que, en las tarifas de 6 períodos, es mucho menos relevante el cuándo se produzcan los excesos. En las tarifas de 3 períodos, un solo exceso penaliza todo el mes, por lo tanto, puede ocurrir que, en la bodega, la temporada de vendimia sea, por ejemplo, del 31 de agosto al 1 de octubre, en cuyo caso habría 3 meses con grandes penalizaciones en vez de 2. Esto hace que, contratar una tarifa de 6 períodos, tenga la ventaja añadida de tener un coste más predecible.

Como se espera una próxima reestructuración normativa de las tarifas de alta tensión de la que puede que resulte que no sea necesaria ninguna inversión, se concluye que lo más recomendable es esperar a la publicación de la nueva metodología.

## 6.5 GENERACIÓN DIÉSEL

### 6.5.1 Introducción

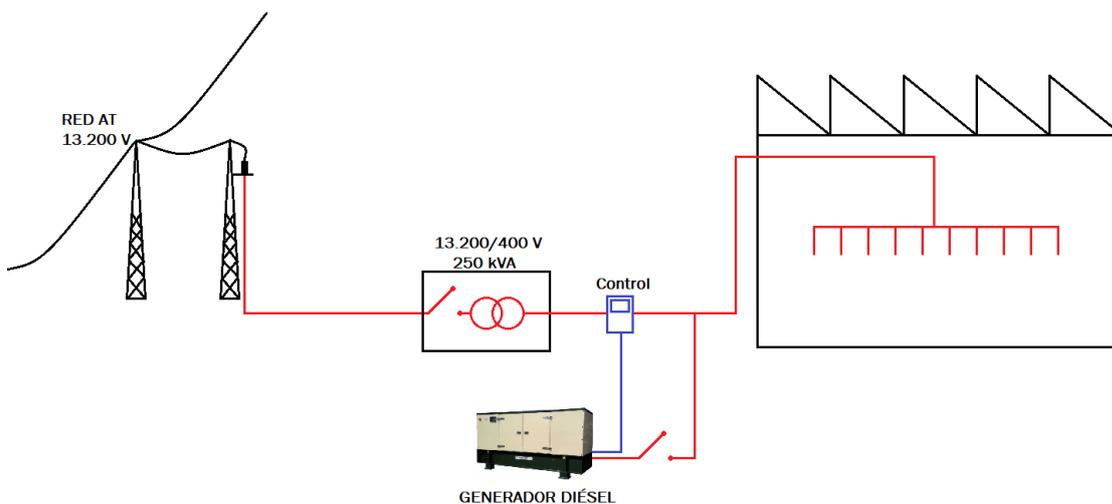
En este apartado se va a estudiar la posibilidad de instalar un grupo diésel para que trabaje en paralelo con la red. Actualmente, se utilizan grupos electrógenos para abastecer la demanda de muchos consumos de temporada, sobre todo del sector agroalimentario, como en la recogida y procesado de la aceituna, por ejemplo, aunque en estos casos se suele utilizar el grupo electrógeno como único suministro, es decir, trabajando en modo aislado. En este estudio se le hará funcionar en paralelo con la red.

Para estimar el funcionamiento de esta estrategia se hará uso de la herramienta informática MATLAB.

### 6.5.2 Estrategia funcionamiento

La estrategia básica será la de colocar un Grupo electrógeno para que funcione conectado en paralelo en modo recortado de picos o *peak-shaving*, esto es, durante los periodos horarios que se elijan (punta y/o llano), la demanda de potencia por encima de un valor dado es cubierta por el grupo, y el resto por la red. Así se evitarán las puntas de demanda responsables de las altas penalizaciones por exceso de potencia de la factura.

El esquema básico de funcionamiento es el siguiente:



Se evaluará esta solución y se estimarán los costes de llevarla a cabo estudiando la instalación de distintos generadores diésel variando su potencia.

### 6.5.3 Explicación de la simulación

La simulación pretende encontrar la mejor alternativa, desde el punto de vista económico, de la estrategia de colocar un grupo diésel en modo recortado de picos.

A partir de los datos cuarto-horarios reales de 2016 el programa llevará a cabo los siguientes cálculos:

- Obtener la demanda de red resultante.

- b) Obtener la factura de la nueva demanda de red, calculada ésta con la potencia óptima y sumarla a la factura del grupo diésel.
- c) Comparar ambas facturas y obtener el ahorro anual en cada caso.

#### 6.5.3.1 Grupos electrógenos

Una de las hipótesis que se tendrá en cuenta será, como se ha explicado, realizar la simulación con diferentes grupos electrógenos (diferentes potencias) para ver cómo afecta el tamaño del grupo en los ahorros anuales.

La potencia de un grupo diésel estacionario varía dependiendo de la manera en que éste vaya a ser usado. La norma ISO 8528-1:2013 establece que cada grupo diésel debe tener en su ficha técnica 4 valores de potencia atendiendo a las cuatro clasificaciones que se resumen a continuación [2]:

Emergency Standby Power (ESP): La potencia máxima disponible del grupo electrógeno para abastecer un perfil de carga eléctrica variable, donde se ha determinado que el tiempo de funcionamiento anual total no excede las 200 horas de funcionamiento. Además, el factor de carga promedio durante un período de 24 horas no debe exceder el 70 por ciento de ESP a menos que el fabricante apruebe lo contrario

Prime Rated Power (PRP): La potencia máxima que un grupo electrógeno es capaz de proporcionar a una carga eléctrica variable durante un número ilimitado de horas por año. Además, el factor de carga promedio máximo durante un período de 24 horas no debe exceder el 70 por ciento de PRP a menos que el fabricante del grupo electrógeno lo apruebe de otra manera.

Limited-Time Power (LTP): la potencia máxima que un grupo electrógeno puede proporcionar durante hasta 500 horas al año bajo condiciones de operación e intervalos de mantenimiento aprobados por el fabricante. La calificación de LTP se aplica típicamente en aplicaciones de carga constante como interrupción, reducción de carga, afeitado máximo y otras aplicaciones que normalmente implican el funcionamiento en paralelo de la utilidad y donde el tiempo de ejecución anual del generador está predeterminado para no exceder las 500 horas.

Continuous Operating Power (COP): La potencia máxima que un grupo electrógeno puede proporcionar a potencia constante durante un número ilimitado de horas por año en condiciones de operación e intervalos de mantenimiento aprobados por el fabricante.

Para el uso que se le va a dar al grupo, cargas variables un número ilimitado de horas, se tomará como referencia la clasificación PRP (*Prime Rated Power*), siempre asegurando que cumpla con las especificaciones de la norma.

Además de la potencia, se utilizarán los parámetros de consumo en *stand-by* y las curvas de potencia-consumo dadas por el fabricante.

Se han elegido 4 grupos electrógenos para el estudio. El precio de estos equipos y sus características técnicas has sido obtenidos del generador de precios de la herramienta informática de CYPE ingenieros [1].

Nota: Se va a tener en cuenta que, como el uso de los equipos se va a reducir a solamente 2 meses, el coste anual de mantenimiento de los grupos será un 1% de su precio inicial.

Los grupos que se han elegido para realizar la simulación son los siguientes:

Marca y modelo	PRP (KVA)	PRP (kW)	Coste Equipo (€)	Coste aprox. Mantenimiento (€/año)
INMESOL AI 66	60	48	6.080,29	60,80
INMESOL AI 135	125	100	8.310,51	83,10
INMESOL AI 175	160	128	9.234,09	92,34
INMESOL AI 220	200	160	11.904,24	119,00

Para estos 4 grupos, se simulará su funcionamiento en paralelo con la red, reduciendo la potencia máxima demandada una cantidad igual a la potencia PRP de cada uno.

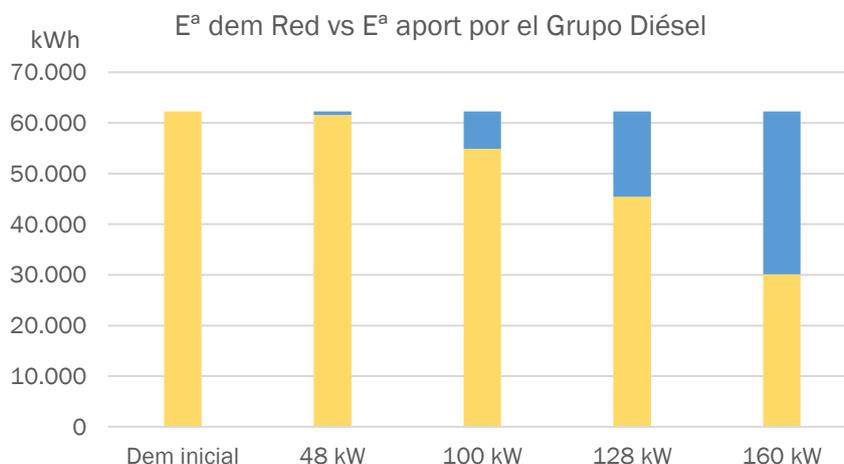
#### 6.5.4 Análisis de resultados

##### 6.5.4.1 Estudio energético

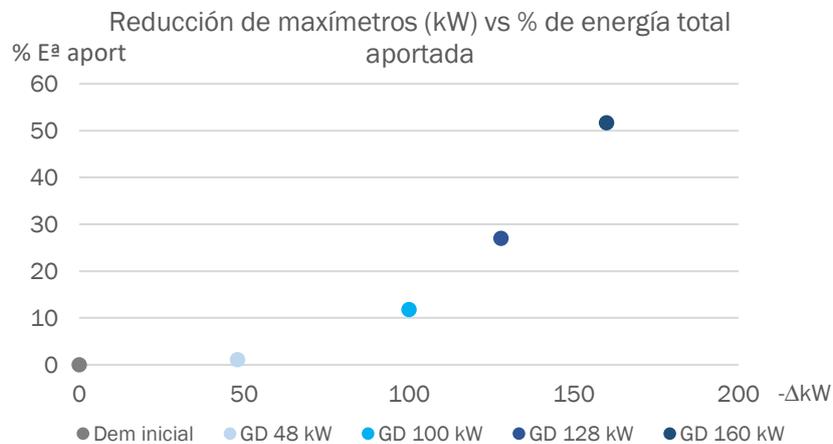
A continuación, se recogen los resultados de las simulaciones con los cuatro grupos electrógenos. En concreto, la siguiente tabla representa la demanda de red inicial y con cada uno de los grupos simulados, la energía aportada por cada uno de estos grupos y el porcentaje de energía aportada por cada grupo con respecto a la demanda inicial.

	Max P1 (kW)	Max P2 (kW)	-ΔkW	E <sup>a</sup> dem. P1 (kWh)	E <sup>a</sup> aport P1 (kWh)	% E <sup>a</sup> aport P1 (kWh)	E <sup>a</sup> dem. P2 (kWh)	E <sup>a</sup> aport P2 (kWh)	% E <sup>a</sup> aport P2 (kWh)	E <sup>a</sup> dem. (kWh)	E <sup>a</sup> aport (kWh)	% E <sup>a</sup> aport (kWh)
Dem inicial	188	216	0	19.904	0	0,0	42.376	0	0,0	62.280	0	0,0
48 kW	140	168	48	19.482	422	2,1	42.125	251	0,6	61.607	673	1,1
100 kW	88	116	100	16.054	3.850	19,3	38.868	3.508	8,3	54.922	7.358	11,8
128 kW	60	88	128	12.156	7.748	38,9	33.294	9.082	21,4	45.450	16.830	27,0
160 kW	28	56	160	6.194	13.710	68,9	23.906	18.470	43,6	30.100	32.180	51,7

A continuación, se representa la relación entre energía aportada y consumida de la red con cada grupo estudiado:



En la gráfica puede apreciarse que, como es esperable, cuanto más se reducen los máxímetros, mayor es la cantidad de energía que hay que aportar desde el grupo. Para visualizar mejor cómo aumenta la cantidad de energía a generar cuando aumenta la reducción de máxímetros, en la siguiente gráfica, se representa la relación entre reducción de los máxímetros y el porcentaje de la energía aportada por el grupo diésel respecto de la total necesaria en cada uno de los casos estudiados.



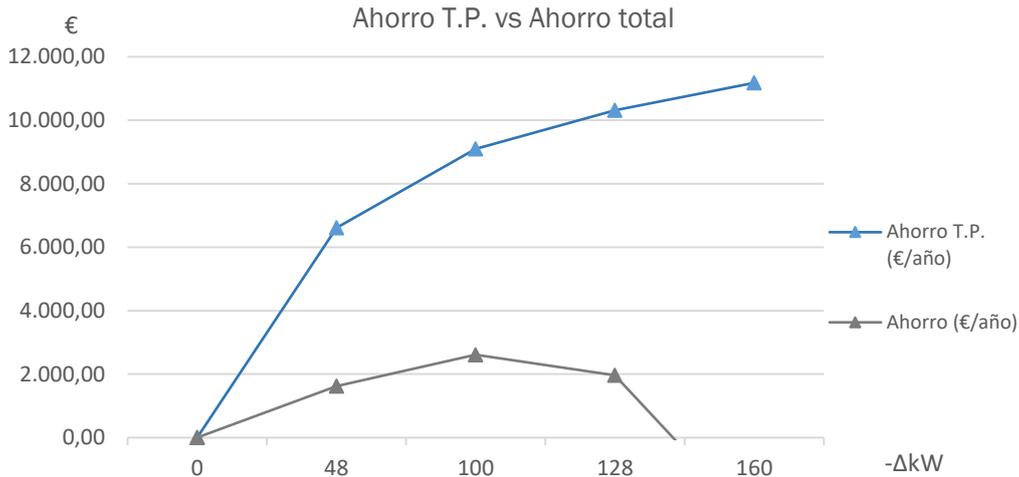
Como puede verse, esta relación es exponencial, es decir, hace falta mucha más energía para reducir cada vez un poco más el máxímetro. Esto podría afectar a la rentabilidad si generar energía con el grupo diésel es, como es muy probable, más caro que consumirla directamente de la red.

#### 6.5.4.2 Estudio económico

En la siguiente tabla se recoge el coste anual del término de potencia de la factura de red, la factura total anual (diésel más red) y el ahorro en el término de potencia y en la factura total anual.

Marca y modelo	PRP (kW)	T.P. (€/año)	Reducción T.P. (€/año)	Fra red (€/año)	Fra diesel (€/año)	Fra total (€/año)	Ahorro (€/año)
Dem inicial	0	17.790,99	<b>0,00</b>	32.572,83	0,00	32.572,83	<b>0,00</b>
INMESOL AI 66	48	11.183,85	<b>6.607,13</b>	30.391,25	556,55	30.947,80	<b>1.625,03</b>
INMESOL AI 135	100	8.696,59	<b>9.094,39</b>	27.088,56	2.871,97	29.960,53	<b>2.612,30</b>
INMESOL AI 175	128	7.478,07	<b>10.312,91</b>	24.850,50	5.762,05	30.612,55	<b>1.960,28</b>
INMESOL AI 220	160	6.613,69	<b>11.177,30</b>	22.386,49	12.929,30	35.315,79	<b>-2.742,95</b>

En la gráfica siguiente se representan estos dos conceptos, el ahorro en el término de potencia y el ahorro total anual.



El ahorro anual obtenido llega a su máximo en el caso del generador modelo AI 135 de 100 kW y después disminuye conforme aumenta la potencia. Sin embargo, se puede apreciar que el ahorro en el término de potencia sigue aumentando en los 4 casos estudiados. Esto es debido a que la factura del generador, que, exceptuando el mantenimiento, en su totalidad se debe al combustible, encarece la factura total anual hasta anular el ahorro obtenido en el primer término.

#### 6.5.5 Precio de la energía generada con diésel

A continuación, se va a cuantificar cuál es el precio de la energía generada con el grupo diésel para conocer cómo afecta este precio en el ahorro anual obtenido en la simulación.

La siguiente tabla representa el consumo de diésel en litros, separando el consumo en modo *stand-by* (espera) y en modo de aporte de carga, la energía total generada y el coste específico resultante en €/kWh de generar energía con cada grupo electrógeno estudiado, calculado este último como la división entre el gasto total en diésel y la energía total generada.

	Cons SB (l)	Cons (l)	Cons total (l)	Coste diesel (€)	E <sup>a</sup> gen (kWh)	Cons medio (l/kWh)	Coste E <sup>a</sup> (€/kWh)
INMESOL AI 66	393,00	197,19	590,19	556,55	673	0,88	<b>0,83</b>
INMESOL AI 135	786,00	2.259,57	3.045,57	2.871,97	7.358	0,41	<b>0,39</b>
INMESOL AI 175	1.179,00	4.931,34	6.110,34	5.762,05	16.830	0,36	<b>0,34</b>
INMESOL AI 220	1.572,00	12.138,81	13.710,81	12.929,30	32.180	0,43	<b>0,40</b>

En la tabla puede apreciarse que, exceptuando el primer caso (generador de 48 kW) donde la gran cantidad de tiempo que permanece en modo *stand-by* hace que el coste específico de la energía se dispare hasta los 0,83 €/kWh, el coste específico de generar energía mediante un generador diésel es bastante estable variando desde los 0,34 a los 0,40 €/kWh. Este precio, aproximadamente, cuadruplica el precio medio que tiene el kWh consumido de la red. Esta diferencia de precio explica que parte del ahorro obtenido en el término de potencia se anule en la factura total (diésel más red). Como se ha visto en la gráfica del apartado anterior existe, por lo tanto, una reducción de los máxímetros óptima

que supone el máximo de ahorro (2.529,20 € con una reducción de 100 kW), y también un umbral de reducción de los máxímetros en el que el sobre coste de generar a partir de diésel sobrepasa el ahorro obtenido en el término de potencia y encarece la factura anual total. Este umbral está, como indican los resultados, en algún nivel de reducción de máxímetros de entre 128 y 160 kW.

#### 6.5.6 Rentabilidad

En este breve estudio de rentabilidad se va a analizar la viabilidad de invertir en un generador diésel que funcione en paralelo con la red. En se calcularán para los 3 primeros grupos estudiados (el generador de 160 kW no consigue ningún ahorro, por lo que se entiende que no procede analizar la rentabilidad en este caso), los siguientes indicadores:

- El período simple de retorno de la inversión (PRI)
- El valor actual neto (VAN), suponiendo una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero), un flujo de caja constante igual al ahorro anual y un período igual al ciclo de vida del equipo estimado en 25 años.
- La tasa interna de retorno (TIR).

Marca y modelo	Fra. Inicial (€)	Fra total sim (€)	Ahorro (€/año)	Coste Equipo (€)	PRI (años)	VAN (€)	TIR (%)
INMESOL AI 66	32.572,83	31.069,41	1.564,23	6.080,29	3,89	20.541,63	26%
INMESOL AI 135	32.572,83	30.126,74	2.529,20	8.310,51	3,29	34.690,05	30%
INMESOL AI 175	32.572,83	30.797,23	1.867,94	9.234,09	4,94	22.614,22	20%
INMESOL AI 220	32.572,83	35.553,87	-2.862,00	11.904,24	-	-	-

#### 6.5.7 Análisis de sensibilidad

Dado que, como se ha comprobado, el precio del diésel tiene una gran importancia en el ahorro y, por tanto, en la rentabilidad y que además este precio es tradicionalmente inestable y suele fluctuar con el tiempo, se va a realizar un análisis de sensibilidad, con aquellos grupos que consiguen una reducción en la factura, en el que se variará el precio del combustible diésel desde 0,8 a 1,4 €/litro para así ver cómo afectaría esta fluctuación de precio a la rentabilidad.

- a) Análisis de sensibilidad generador INMESOL AI 66 (48 kW)

Grupo D 48 kW

Precio diesel	Fra diesel	Fra total	Ahorro	PRI
0,750	442,64	30.894,70	1.678,14	3,62
0,800	472,15	30.924,21	1.648,63	3,69
0,850	501,66	30.953,72	1.619,12	3,76
0,900	531,17	30.983,23	1.589,61	3,83
0,943	556,55	31.008,60	1.564,23	3,89
1,000	590,19	31.042,25	1.530,59	3,97
1,050	619,70	31.071,76	1.501,08	4,05
1,100	649,21	31.101,26	1.471,57	4,13
1,150	678,72	31.130,77	1.442,06	4,22
1,200	708,23	31.160,28	1.412,55	4,30
1,250	737,74	31.189,79	1.383,04	4,40
1,300	767,25	31.219,30	1.353,53	4,49
1,350	796,76	31.248,81	1.324,02	4,59
1,400	826,27	31.278,32	1.294,51	4,70

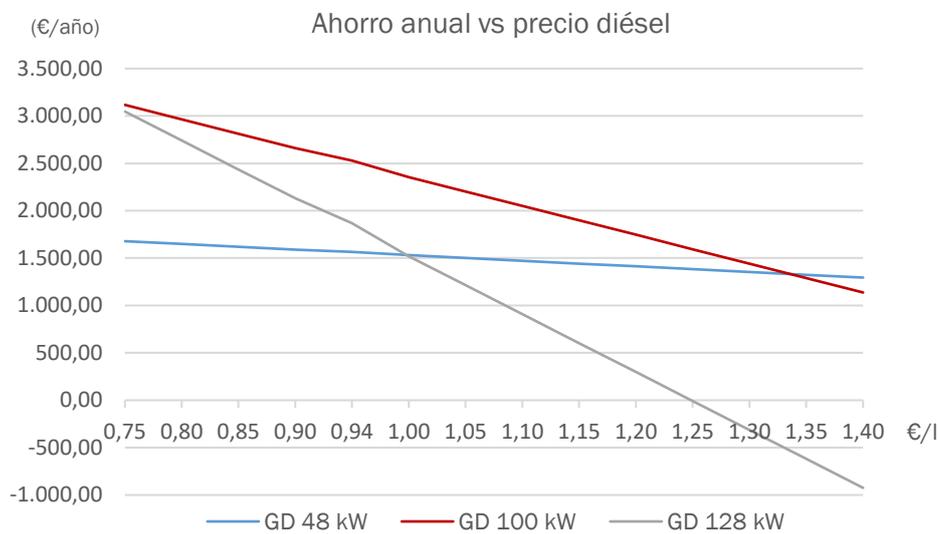
b) Análisis de sensibilidad generador INMESOL AI 135 (100 kW)

Grupo D 100 kW

Precio diesel	Fra diesel	Fra total	Ahorro	PRI
0,750	2.284,18	29.455,84	3.116,99	1,95
0,800	2.436,46	29.608,12	2.964,71	2,05
0,850	2.588,74	29.760,40	2.812,43	2,16
0,900	2.741,01	29.912,68	2.660,16	2,29
0,943	2.871,97	30.043,64	2.529,20	2,40
1,000	3.045,57	30.217,24	2.355,60	2,58
1,050	3.197,85	30.369,51	2.203,32	2,76
1,100	3.350,13	30.521,79	2.051,04	2,96
1,150	3.502,41	30.674,07	1.898,76	3,20
1,200	3.654,69	30.826,35	1.746,48	3,48
1,250	3.806,96	30.978,63	1.594,21	3,81
1,300	3.959,24	31.130,91	1.441,93	4,22
1,350	4.111,52	31.283,19	1.289,65	4,71
1,400	4.263,80	31.435,46	1.137,37	5,35
1,400	4.263,80	31.435,46	1.137,37	5,35

c) Análisis de sensibilidad generador INMESOL AI 175 (128 kW)

Grupo D 128 kW				
Precio diesel	Fra diesel	Fra total	Ahorro	PRI
0,750	4.582,76	29.525,60	3.047,24	2,00
0,800	4.888,28	29.831,11	2.741,72	2,22
0,850	5.193,79	30.136,63	2.436,20	2,50
0,900	5.499,31	30.442,15	2.130,69	2,85
0,943	5.762,05	30.704,89	1.867,94	3,26
1,000	6.110,34	31.053,18	1.519,65	4,00
1,050	6.415,86	31.358,70	1.214,13	5,01
1,100	6.721,38	31.664,22	908,62	6,69
1,150	7.026,90	31.969,73	603,10	10,08
1,200	7.332,41	32.275,25	297,58	20,43
1,250	7.637,93	32.580,77	-7,93	-766,31
1,300	7.943,45	32.886,29	-313,45	-19,40
1,350	8.248,96	33.191,80	-618,97	-9,82
1,400	8.554,48	33.497,32	-924,49	--



De las 3 tablas anteriores y la gráfica puede extraerse, que cuanto mayor capacidad tiene un grupo para reducir el máxímetro, por lo tanto, más energía tiene que generar, mayor es su sensibilidad al precio del diésel (mayor pendiente en la gráfica), llegando al punto del generador de 128 kW donde un aumento aproximado del 20% anularía todo el ahorro en el término de potencia.

### 6.5.8 Conclusiones

Del estudio realizado sobre la estrategia de colocar acoplar un generador diésel se ha obtenido que, técnicamente, sí es capaz de solucionar el problema de los excesos de potencia. Y esto se refleja en el término de potencia, que se ve reducido 6.607, 9.094, 10.313 y 11.177 € respectivamente. El problema es que se reduce los máxímetros a costa de un gran gasto de combustible, y este gasto anula parte del ahorro obtenido en la factura de la red. Las razones principales de que no se consiga un mayor ahorro son que generar con diésel puede llegar a ser cuatro veces más caro que consumir energía de la red y que, además, si se quiere reducir más el máxímetro, se tiene que generar mucha más energía, ya



que a relación de reducción de máxímetros y energía generada es exponencial. Estas dos cosas hacen que según se ha comprobado, haya un punto de reducción de máxímetros donde el ahorro es máximo (2.529,20 en el generador de 100kW) y un umbral donde el ahorro es cero (algún valor de reducción entre 128 y 160 kW). Este punto máximo de ahorro, aunque es considerable está lejos del ahorro potencial estimado en el capítulo 4 en, al menos, 6.500€.

Desde el punto de vista económico, el estudio de rentabilidad ha dado como resultado que el grupo más rentable (INMESOL AI 135 de 100 kW) si supone una inversión viable ya que tiene un período de retorno de la inversión y un VAN a 25 años muy interesantes (3,3 años y 35.000€) y, como se ha comprobado en el análisis de sensibilidad, es una inversión lo suficientemente sólida como para seguir siendo rentable, aunque el precio del diésel aumente considerablemente.

Además, como ocurre en muchas instalaciones industriales, puede darse el caso de que ya se tenga en propiedad un generador diésel en cuyo caso la inversión se reduciría solamente al controlador (1.000 € aprox.). Esta inversión ofrecería, en el caso del generador de 100 kW un período de retorno inferior a un año, y un VAN a 25 años de 41.787 €, indicadores a considerar muy seriamente.

Por otro lado, y fuera del plano meramente técnico, a la hora de elegir una estrategia que incluya fuentes de energía de origen fósil hay que tener en cuenta que las políticas energéticas actuales van en el camino de sustituir la generación a partir de estas fuentes por generación de origen renovable. Esto se está llevando a cabo con diferentes medidas que ya se han puesto en marcha y que se pondrán, que fomentan el uso de renovables y penalizan las contaminantes. Por tanto, se corre un riesgo extra al invertir en tecnología diésel ya que existe gran incertidumbre en las condiciones en las que se permitirá su uso en un futuro.

## 6.6 ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

### 6.6.1 Introducción

En este apartado se valorará la opción de instalar un sistema de almacenamiento electroquímico conectado a la red para funcionamiento en modo recortado de picos (*peak-shaving*). Se realizará la simulación de distintos sistemas de almacenamiento y se obtendrá después una valoración de la rentabilidad de la solución o soluciones elegidas.

Para simular el funcionamiento de esta estrategia se hará uso de la herramienta informática MATLAB.

### 6.6.2 Tecnologías almacenamiento

Existe una gran variedad de sistemas que se han desarrollado para almacenar energía. Éstas se clasifican de la siguiente manera atendiendo al principio energético que utilizan según Morante (2014) [3]:

#### 6.6.2.1 Energía mecánica, que incluye:

- Energía potencial: Centrales de bombeo
- Energía cinética: Volantes de inercia
- Energía elástica: Sistemas de gases presurizados (CAES)

#### 6.6.2.2 Energía química:

Tecnologías que aprovechan la energía que proviene del cambio químico de una sustancia a través de una reacción química como por ejemplo la combustión de la gasolina, alcoholes, hidrógeno o metano.

#### 6.6.2.3 Energía electromagnética:

Aprovechan la energía almacenada en una región del espacio que podemos atribuir a la presencia de un campo electromagnético, y que se expresará en función de las intensidades del campo magnético y del campo eléctrico. Condensadores y Supercondensadores.

#### 6.6.2.4 Energía térmica:

Basada en la buena capacidad de determinados materiales de acumular energía debido a sus calores específicos y/o a sus cambios de fase.

#### 6.6.2.5 Energía electroquímica:

Aprovechan la energía de los procesos de oxidación-reducción de especies químicas que mediante celdas electroquímicas se pueden transformar en trabajo eléctrico.

Para el caso objeto de estudio, es este tipo de tecnología la que se propone por ser la que mejor se adapta a los requerimientos en cuanto a volumen y costes de implantación. Existen diversos tipos de baterías electroquímicas que se han ido desarrollando con los años, pero en este estudio se van a valorar las que, para el rango de capacidades que se barajan se consideran más aptas. Estas son:

- a) Baterías de Plomo-ácido: Son las que tienen la tecnología más madura, y las que son más ampliamente utilizadas en todo el mundo. Tienen la ventaja de suponer un coste inferior, pero también tienen el inconveniente de que son más voluminosas y pesadas que otros tipos para la misma capacidad y además son muy sensibles a descargas profundas, como se indica en Fullera García (1994) [4].
- b) Baterías de litio: Son las que se encuentran en mayor expansión tecnológica debido, sobre todo, a su implantación en el vehículo eléctrico. Tienen una gran capacidad específica y voltaje de celda unidad, pero su precio todavía sigue siendo elevado.

En la siguiente tabla, de elaboración propia a partir de datos de Morante (2014) [3], se resumen las principales características de las principales tecnologías de almacenamiento electroquímico:

	Eficiencia (%):	Vida útil (ciclos):	Régimen de descarga:	V <sub>o</sub> celda unidad (V):	Autodescarga (%/mes):	Dens másica (Wh/Kg):	Coste inversión (€/kWh)	Coste inversión (€/kW)
Plomo	85%	500-2500	C1	2.0	3-20	33-42	130-150	1000-1400
Litio	85-90%	400-1200	20C	3.1-3.7 V	8 (21°C) 15 (40 °C)	100-350	250 - 400	3000-4000

### 6.6.3 Estrategia de funcionamiento

En este caso, el funcionamiento básico durante la temporada alta será el de funcionar en paralelo con la red recortando las puntas de demanda, o funcionamiento en *peak-shaving*. Se utilizarán baterías electroquímicas de plomo o litio para almacenar energía durante las horas del periodo valle, y se entregará durante el periodo punta, o en punta y llano, cuando la potencia demandada sobrepase un valor dado. De este modo, se reducen tanto los valores mensuales de los máxímetros como la cantidad de energía consumida en los periodos más caros a cambio de consumirla en período valle.

El ahorro en este caso no vendrá de suplir parte de la demanda con energía generada a partir de otras fuentes, sino en el desplazamiento en el tiempo de parte de esta demanda de red a horas donde, tanto el término de potencia como la energía, son más baratas. Esto quiere decir que el perfil de carga cambiará, pero la cantidad de energía total diaria consumida de la red permanecerá constante.

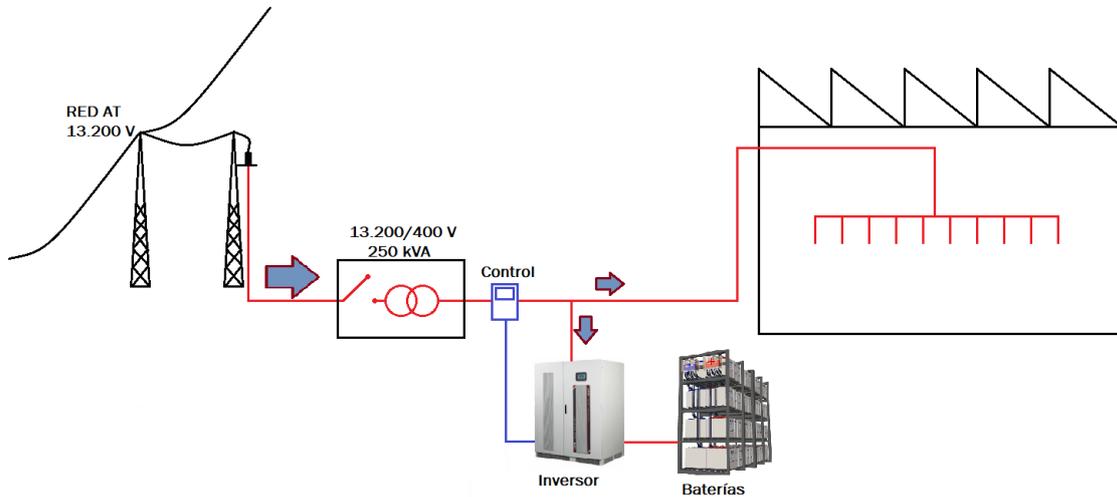
Se evaluará esta estrategia bajo las siguientes hipótesis:

- Funcionamiento en recortado de picos con equipos de distintas potencias.
- Funcionamiento del sistema durante los periodos punta y llano o solo en punta.
- Funcionamiento utilizando tecnología de almacenamiento basada en litio o en plomo.

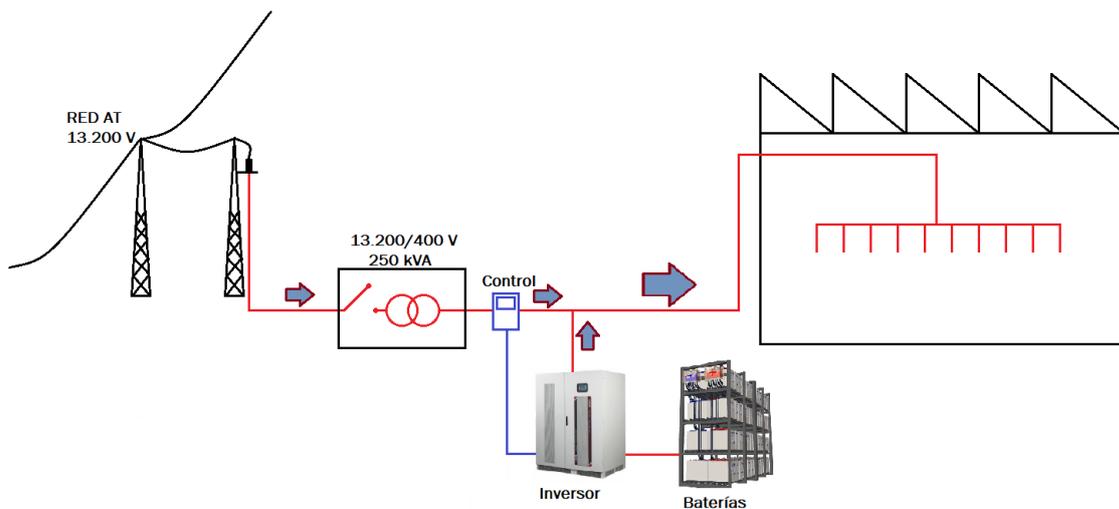
En cualquiera de las hipótesis habrá siempre un funcionamiento diario en dos etapas, la carga durante las horas valle, donde la demanda total de la red será la suma de la que

necesite la bodega en cada momento más la potencia de recarga, y la descarga, que ocurrirá durante las horas punta o punta-llano, donde la demanda de la red en este caso no superará un límite dado, es decir, a partir de donde se realiza el recortado de picos. Este funcionamiento, de manera esquematizada será el siguiente:

a) Durante las horas Valle (Carga):



b) Durante las horas Punta/Punta-llano cuando la potencia sobrepasa el límite dado (Descarga):



#### 6.6.4 Sistemas de almacenamiento utilizados

Un sistema de almacenamiento está compuesto por un conjunto de baterías, un gestor de carga y un sistema de control de potencia o PCS (*Power control supply*). En este caso, además, es necesario que el sistema de control de potencia tenga capacidad de control suficiente para funcionar en modo recortado de picos en dos niveles (uno en período punta y otro en período llano) y que además sea capaz de realizar la recarga en un momento dado (período valle).

Siguiendo estos criterios, se ha elegido para la simulación la gama SIRIO POWER SUPPLY del fabricante AROS SOLAR.



Este sistema es capaz de hacer la función de regulador de carga y de realizar las funciones de control que se han explicado. La gama está compuesta por equipos con similares características en todo un rango de potencias, del que se han elegido los siguientes tamaños:

Modelo	Potencia kVA/kW	Precio (€)
SPS 40	40/36	8.224,10
SPS 60	60/54	13.189,70
SPS 100 PLUS	100/100	16.545,50
SPS 120 PLUS	120/120	19.017,20
SPS 160 PLUS	160/160	20.120,70

El estudio se realizará con baterías de tecnología basada en plomo ya que son para un uso estacionario y se dispone de espacio suficiente, por lo que no es necesario baterías con mayor densidad de energía que supondrían un mayor coste. El conjunto de baterías estará, formado por varios módulos o celdas conectados que sumarán la capacidad total necesaria en cada caso. Por simplificación, en los cálculos económicos se tomará único precio específico en (€/kWh). Se han elegido los siguientes modelos de baterías de plomo para el estudio:

Familia	Marca	Modelo	Rango de capac. de la celda unidad (2V)	Precio específico (€/kWh)
Plomo	Energys	Powersafe	300 – 4580 Ah (C120)	150 €/kWh

La simulación se va a llevar a cabo a partir del perfil de demanda cuarto-horaria de 2016 siguiendo la estrategia de funcionamiento explicada en el apartado anterior. Dada como entrada la potencia del sistema de control de cada equipo, se va a obtener como resultado la capacidad en kWh del sistema de almacenamiento necesaria para recortar los máximos una cantidad igual a la potencia nominal del PCS. Se obtendrán también otros parámetros que deben cumplir tanto el PCS como el conjunto de baterías. Estos son:

- La profundidad de descarga media (%DoD media): Porcentaje de energía que se ha utilizado en un día respecto del total de la capacidad a un régimen de descarga dado.

- El número de ciclos totales (ciclos año): Número de ciclos carga-descarga que realiza el conjunto de baterías durante la temporada.
- El régimen de descarga promedio en kW (reg. desc.): Potencia media a la se descarga (que aporta) el conjunto de baterías durante toda la temporada.
- Potencia máxima de recarga en kW: la máxima potencia de recarga diaria durante la temporada, obtenida diariamente dividiendo la energía aportada en un día entre el número de horas valle de ese día (horas de recarga)

Después se obtendrá el nuevo perfil de demanda de la red y la factura anual que este nuevo perfil supone.

Como se ha explicado, para las cinco opciones se calculará la capacidad con dos Estrategias de funcionamiento, recortando el máxímetro solo en período punta (Estrategia I) o recortando en punta y llano (Estrategia II). Los valores a los que se limitará la potencia con cada sistema son los siguientes:

Equipo	Pot PCS (kW)	Lim potencia			Estrat.
		P	LI	V	
Máx. inicial	-	188	216	188	-
SPS 40	36	152	-	-	I
		152	180	-	II
SPS 60	54	134	-	-	I
		134	162	-	II
SPS 100 PLUS	100	88	-	-	I
		88	116	-	II
SPS 120 PLUS	120	68	-	-	I
		68	96	-	II
SPS 160 PLUS	160	28	-	-	I
		28	56	-	II

### 6.6.5 Resultados de la simulación

A continuación, se recogen los resultados de las simulaciones llevadas a cabo con cada sistema para las dos estrategias de funcionamiento (punta y punta - llano).

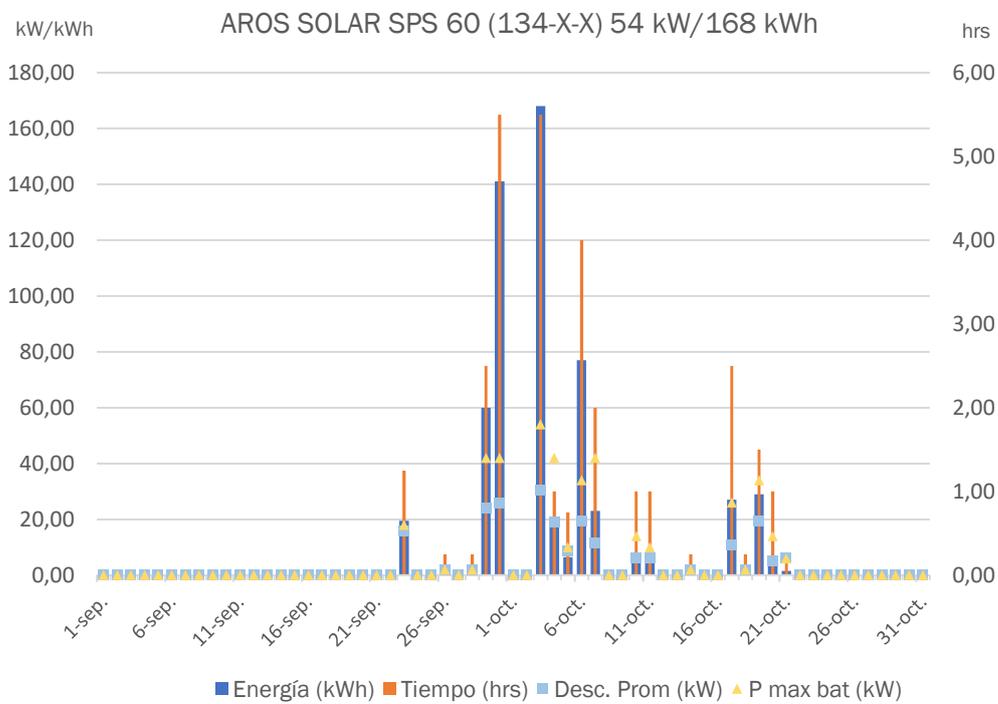
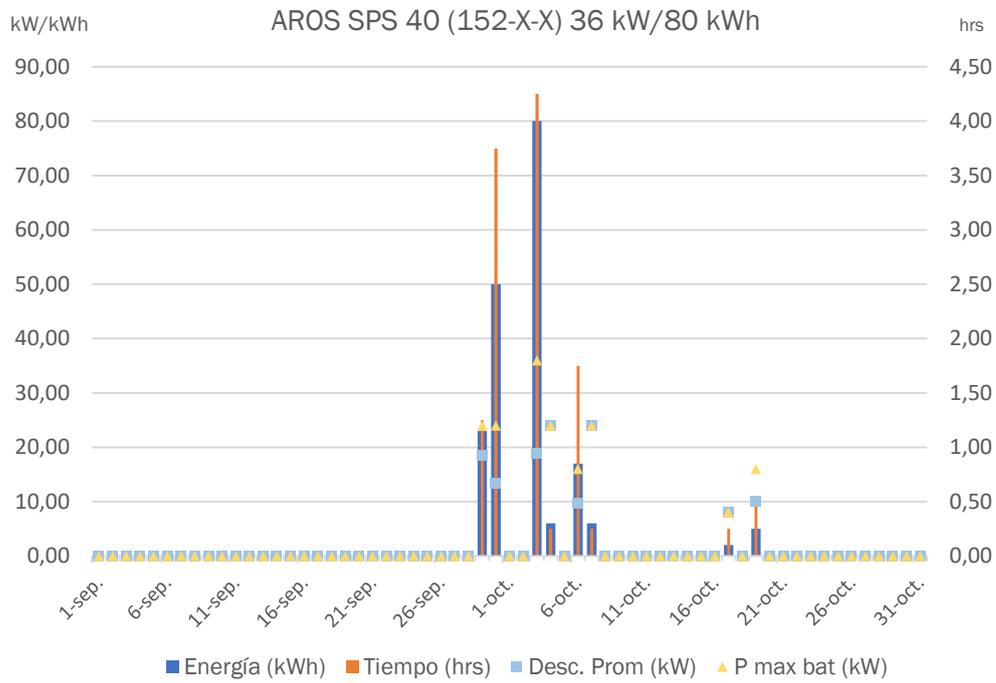
#### 6.6.5.1 Estrategia I: Recortado de picos solo en punta

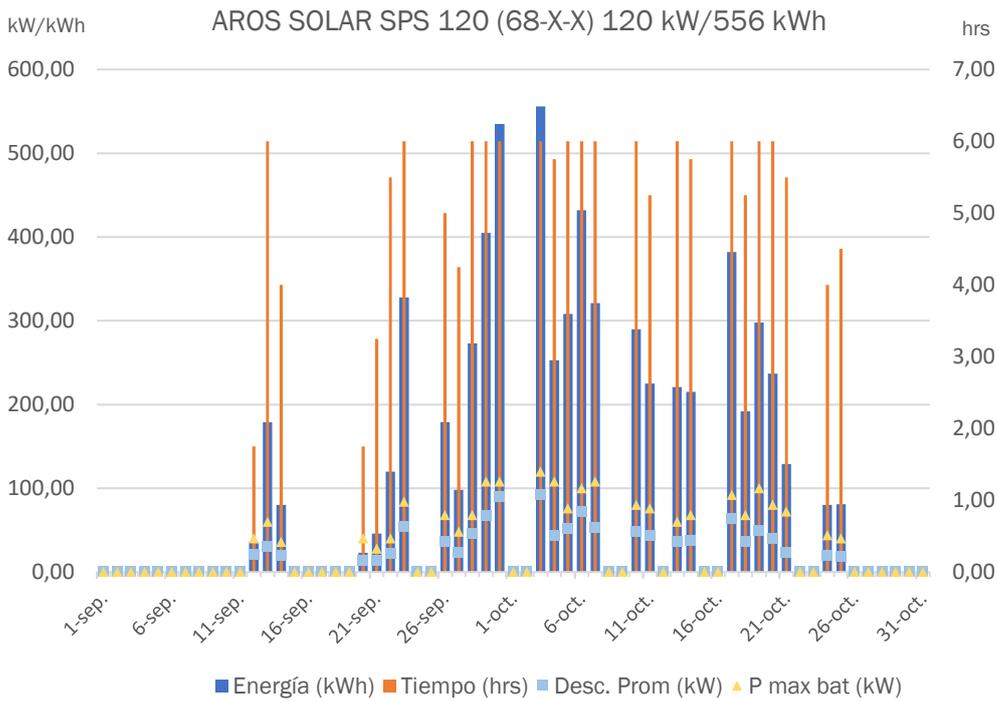
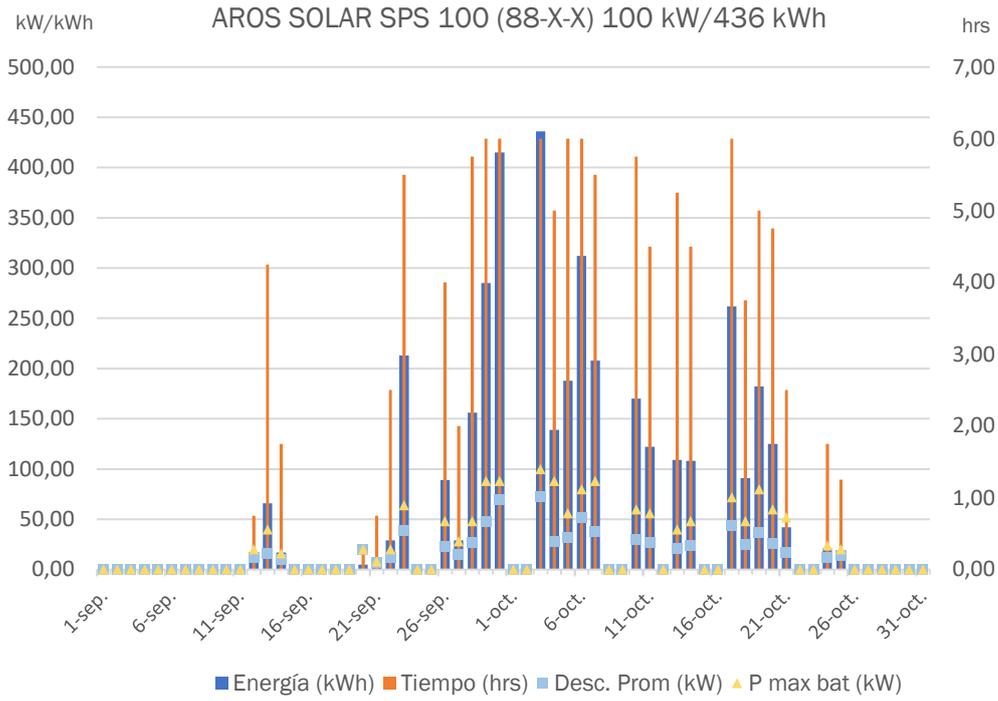
La siguiente tabla recoge la capacidad de almacenamiento, y el resto de los parámetros técnicos obtenidos para cada uno de los sistemas simulados:

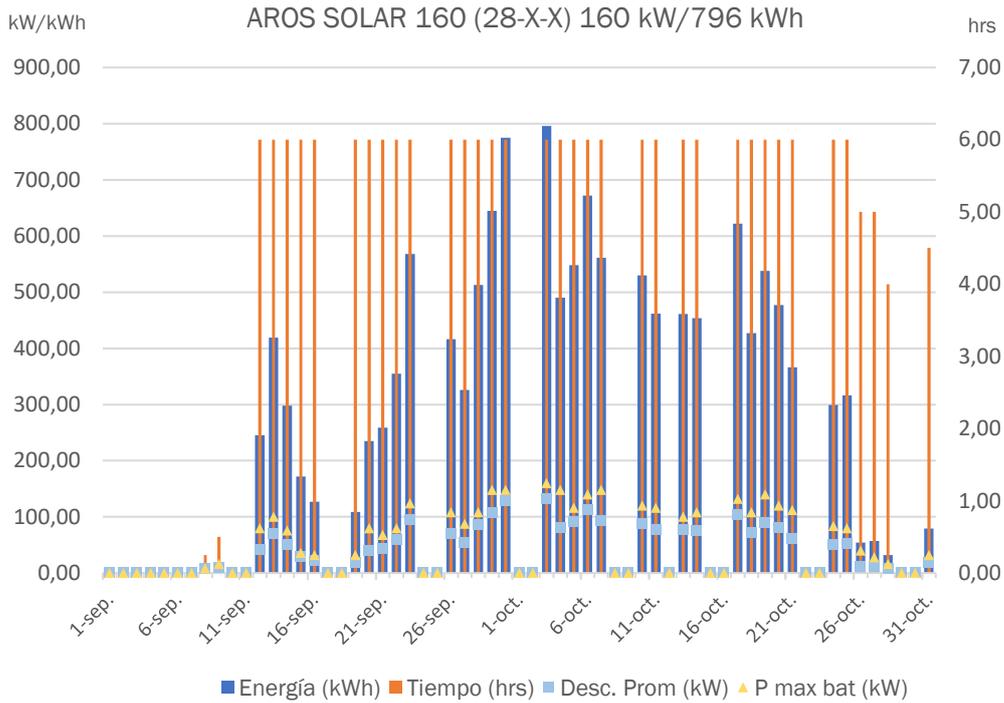
	Eº Alm. (kWh)	P máx aport. (kW)	P máx recarga (kW)	Desc promedio (kW)	Ciclos /año	%DoD media
SPS 40	80	36	10	24,0	2,36	29,53
SPS 60	168	54	188	30,5	18,00	19,53
SPS 100 PLUS	436	100	208	72,7	28,00	31,54
SPS 120 PLUS	556	120	223	92,7	28,00	41,89
SPS 160 PLUS	796	160	253	132,7	17,22	46,55

A continuación, se representa gráficamente el funcionamiento diario de los cinco sistemas de almacenamiento estudiados de toda la temporada de vendimia (septiembre y octubre).

Cada gráfica representa, para uno de los sistemas, el tiempo de funcionamiento diario de la batería (hrs), la potencia máxima aportada por ésta (kW), la potencia de descarga promedio (kW) y la energía total aportada (kWh).







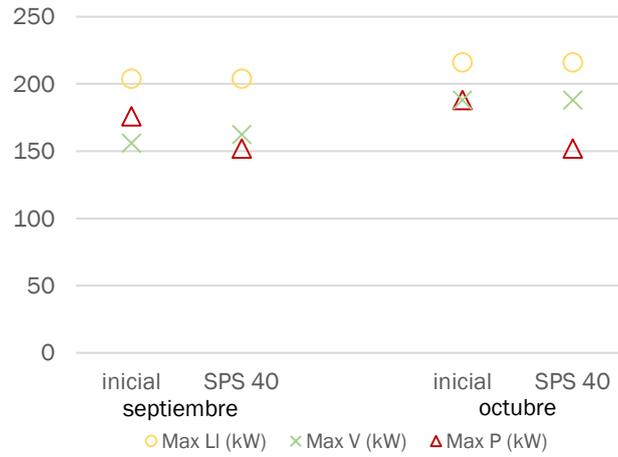
En las gráficas se puede apreciar como a medida que aumenta la potencia del PCS y se puede reducir más el máxímetro, el funcionamiento del sistema de almacenamiento es más intensivo, empezando por el SPS 40 que solamente trabaja unos pocos días, y casi siempre por debajo de las 3 horas, hasta llegar al caso del SPS 160 que, durante la temporada, está funcionando prácticamente la totalidad de las horas punta (6 al día los días laborables).

La siguiente tabla recoge los valores máximos de potencia cuarto-horaria registrados en los tres períodos (punta llano y valle) durante los meses de septiembre y octubre con cada uno de los 5 sistemas simulados.

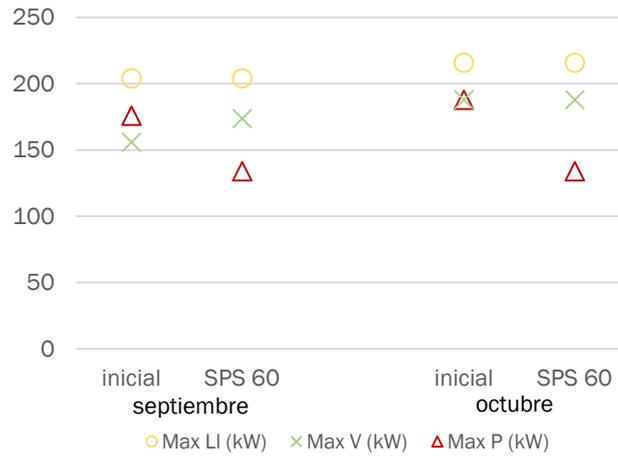
	Sep			Oct		
	Max P (kW)	Max LI (kW)	Max V (kW)	Max P (kW)	Max LI (kW)	Max V (kW)
Sin alm.	176	204	156	188	216	188
SPS 40	152	204	162	152	216	188
SPS 60	134	204	174	134	216	188
SPS 100 PLUS	88	204	208	88	216	188
SPS 120 PLUS	68	204	223	68	216	188
SPS 160 PLUS	28	204	253	28	216	216

Para visualizar esta tabla en profundidad, se representan cinco gráficas en las que se comparan los máxímetros iniciales en estos meses con los máxímetros obtenidos en cada simulación.

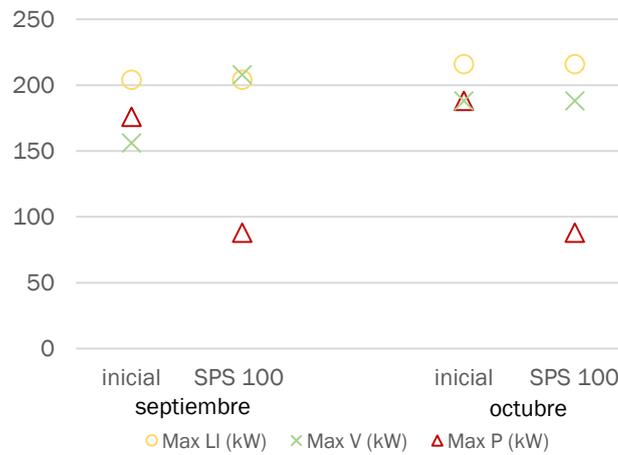
Maxímetros (sep- oct) - AROS SPS 40  
(36kW) - Estrategia I

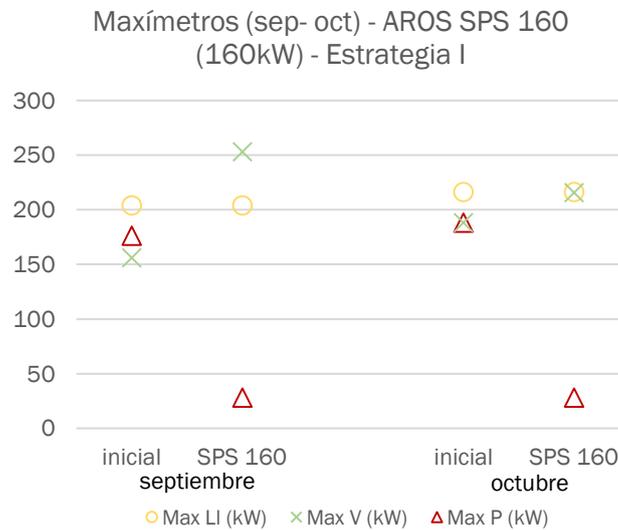
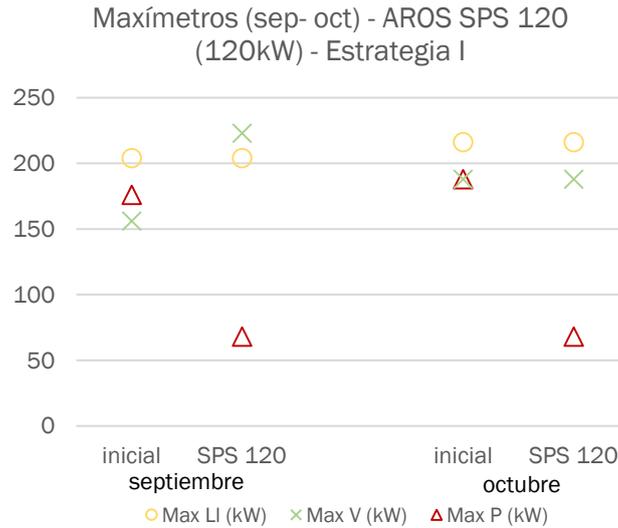


Maxímetros (sep- oct) - AROS SPS 60  
(54kW) - Estrategia I



Maxímetros (sep- oct) - AROS SPS 100  
(100kW) - Estrategia I





De las gráficas anteriores se aprecia como a medida que el máximo en punta va reduciéndose, el máximo en valle va aumentando. Esto es debido al aumento de demanda en horas valle a causa de que hay que sumar a la demanda normal de la instalación, la potencia de recarga del sistema de almacenamiento. Este efecto es más acusado en septiembre que en octubre, posiblemente, porque el máximo de valle original se registró durante el fin de semana, donde no había recarga del sistema de almacenamiento.

El acoplamiento de un sistema de almacenamiento da lugar a un nuevo perfil de demanda, que supone una nueva factura anual. Esta factura, junto con el ahorro, para los cinco sistemas simulados, se resume en la siguiente tabla:

	P óptima			Alm. (kWh)	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)	Ahorro T.P. /€)	Ahorro T.E <sup>a</sup> (€)	A.total (€)
	P	LI	V								
Fra. Inicial	72	84	84	0	13.197,48	17.790,99	1.584,35	32.572,81	0,00	0,00	<b>0,00</b>
SPS 40	72	84	84	80	12.316,19	17.789,70	1.539,22	31.645,11	881,29	1,29	<b>927,70</b>
SPS 60	72	84	84	168	11.807,04	17.777,90	1.512,59	31.097,53	1.390,44	13,08	<b>1.475,28</b>
SPS 100 PLUS	72	84	84	436	10.516,52	17.682,15	1.441,71	29.640,39	2.680,96	108,83	<b>2.932,42</b>
SPS 120 PLUS	65	84	84	556	9.779,07	17.602,24	1.399,92	28.781,24	3.418,41	188,74	<b>3.791,57</b>
SPS 160 PLUS	27	84	84	796	8.016,57	17.180,20	1.288,23	26.485,00	5.180,91	610,79	<b>6.087,81</b>

La factura mensual completa para cada sistema de almacenamiento está detallada en el Anexo I Facturas con sistema de almacenamiento.

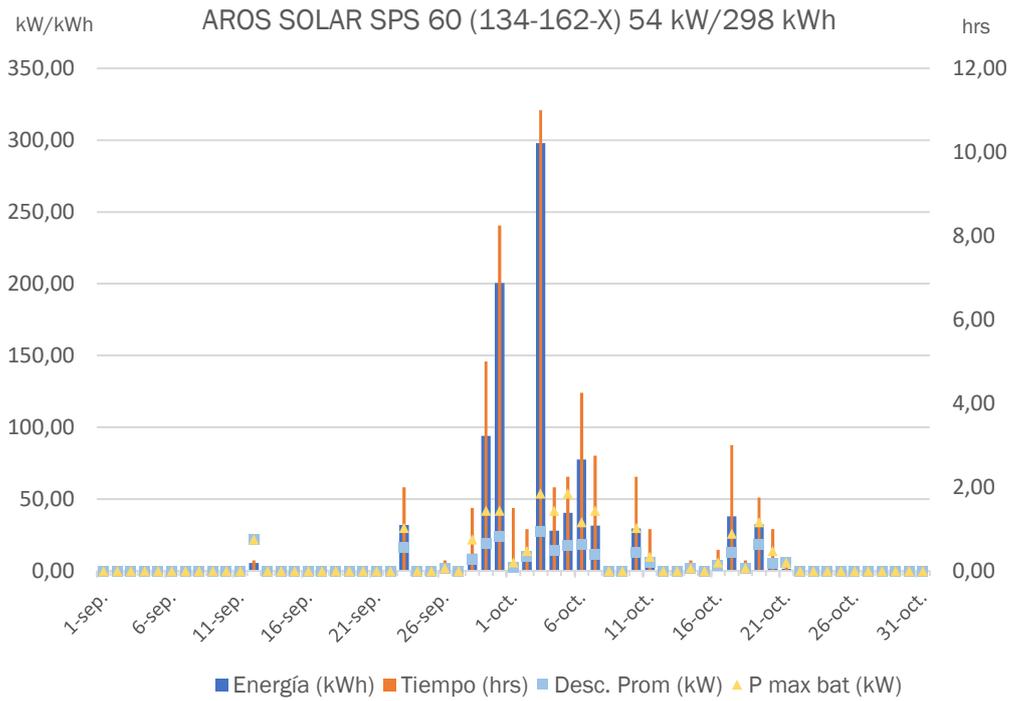
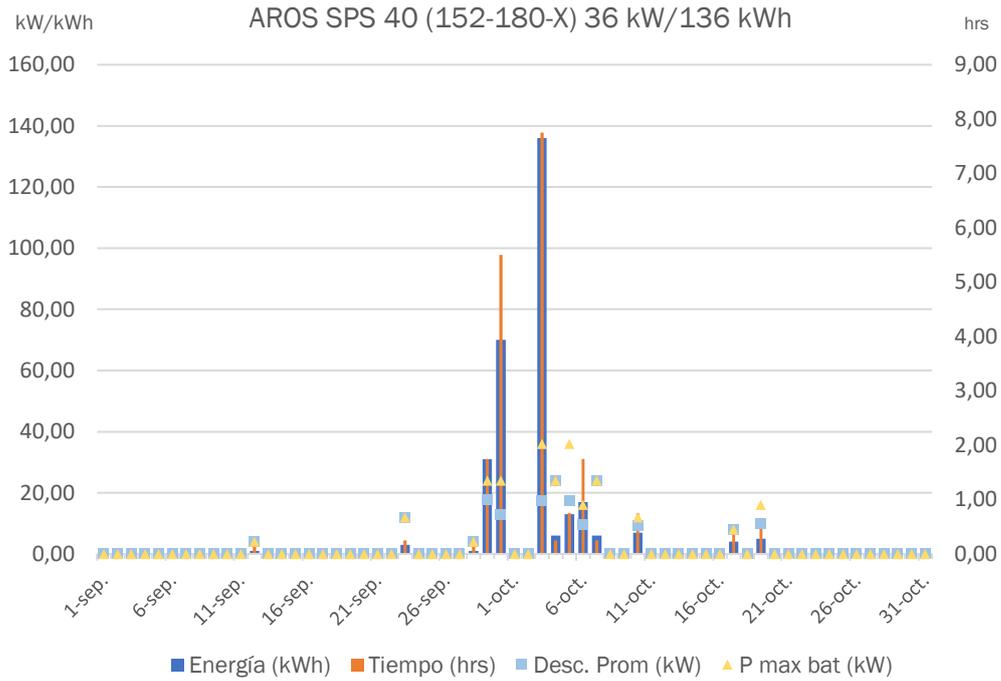
#### 6.6.5.2 Estrategia II: Modo recortado de picos en punta y llano

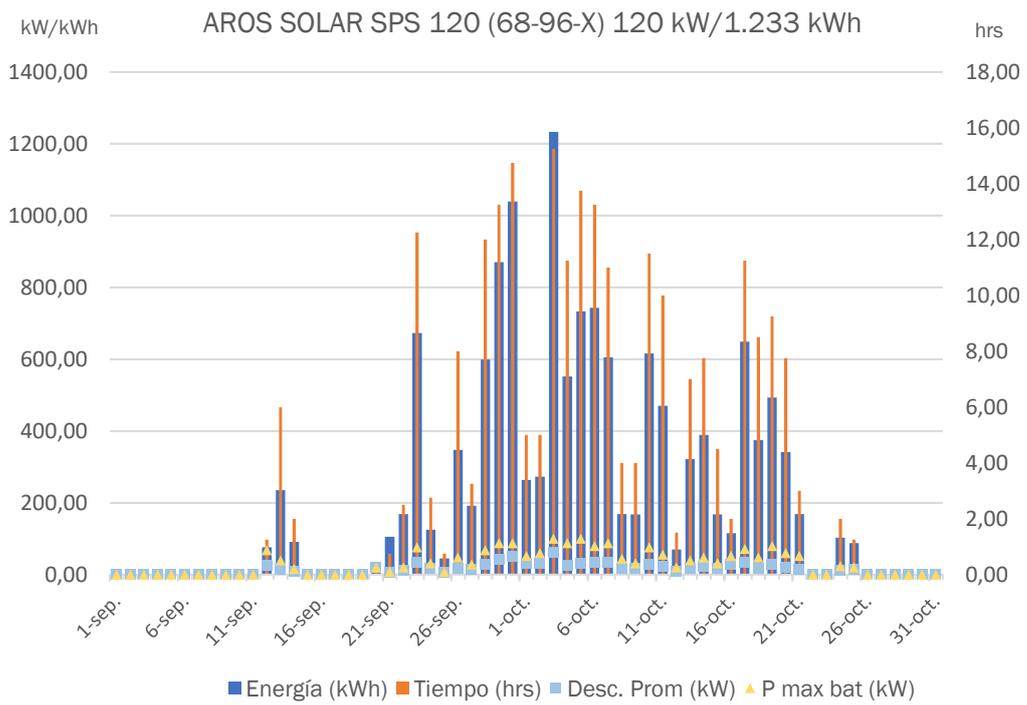
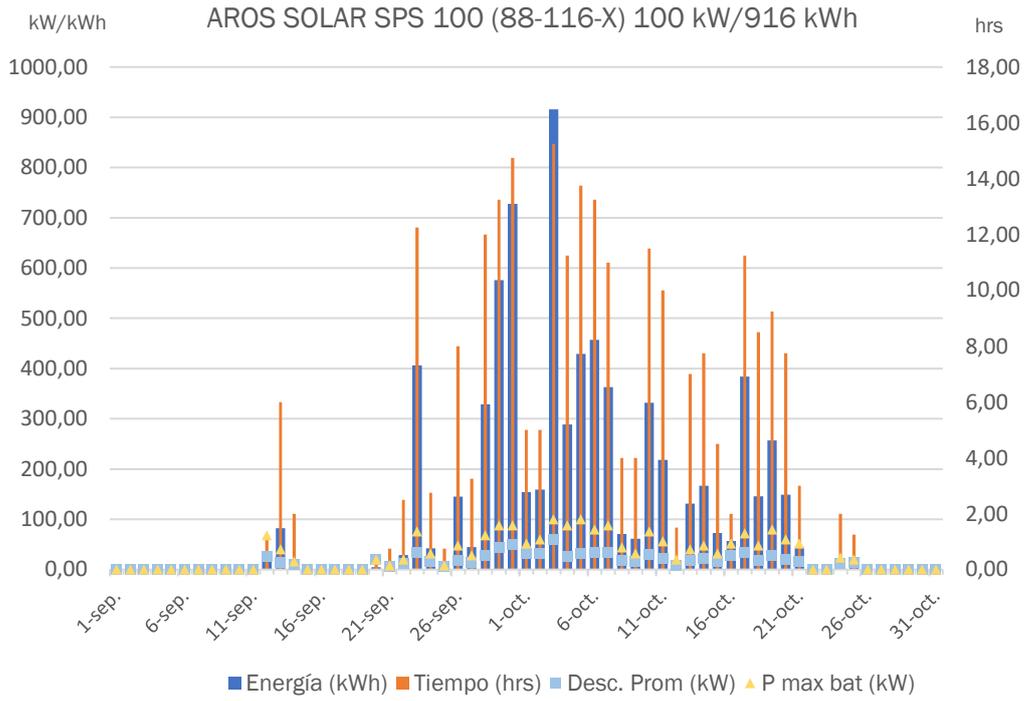
En segundo lugar, se va a analizar el funcionamiento de los sistemas de almacenamiento para recortar los máxímetros de temporada alta (septiembre – octubre) tanto en período punta como en periodo llano.

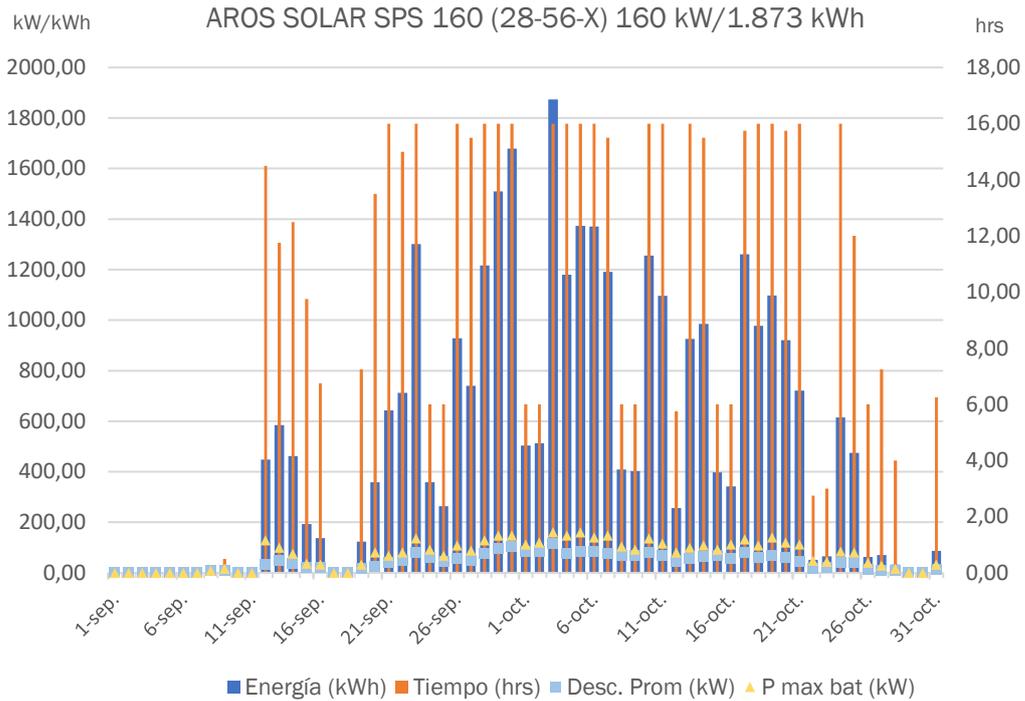
La siguiente tabla recoge la capacidad de almacenamiento, y el resto de los parámetros necesarios obtenidos para cada uno de los sistemas:

	E <sup>a</sup> Alm. (kWh)	P máx aport. (kW)	P máx recarga (kW)	Desc promedio (kW)	Ciclos /año	%DoD media
SPS 40	136	36	17,0	24,0	2,2	16,97
SPS 60	298	54	37,3	27,1	22,0	14,48
SPS 100 PLUS	916	100	114,5	60,1	37,0	21,71
SPS 120 PLUS	1.233	120	154,1	77,1	39,0	28,49
SPS 160 PLUS	1.873	160	234,1	117,1	17,2	35,79

A continuación, se representa gráficamente el funcionamiento diario de los cinco sistemas de almacenamiento estudiados de toda la temporada de vendimia (septiembre y octubre). Las gráficas representan, para cada uno de los sistemas, el tiempo de funcionamiento diario de la batería (hrs), la potencia máxima aportada por ésta (kW), la potencia de descarga promedio (kW) y la energía total aportada (kWh).







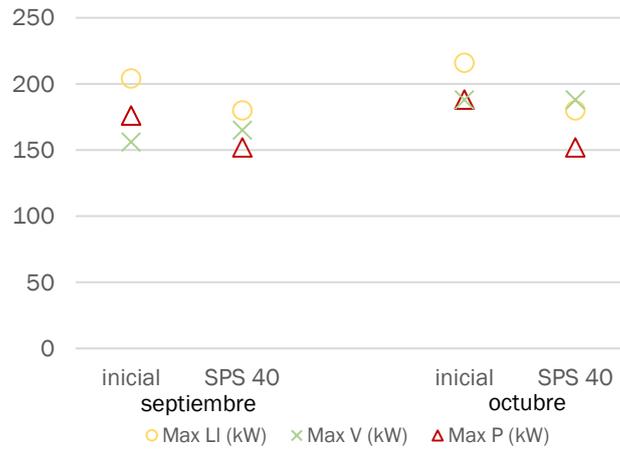
En las gráficas se aprecia un patrón similar a la estrategia I ya que a medida que se reduce más el máxímetro el tiempo de funcionamiento aumenta, con la diferencia de que en este caso el sistema funciona más horas (hasta 16 horas) lo cual obliga a que sea necesaria mucha más capacidad de almacenamiento.

La siguiente tabla recoge los valores máximos de potencia cuarto-horaria registrados en los tres períodos (punta llano y valle) durante los meses de septiembre y octubre con cada uno de los cinco sistemas simulados.

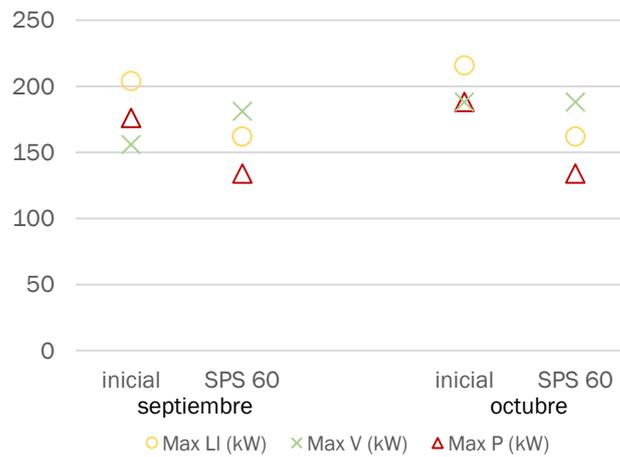
	Sep			Oct		
	Max P (kW)	Max LI (kW)	Max V (kW)	Max P (kW)	Max LI (kW)	Max V (kW)
Inicial	176	204	156	188	216	188
SPS 40	152	180	165	152	180	188
SPS 60	134	162	181	134	162	188
SPS 100 PLUS	88	116	247	88	116	231
SPS 120 PLUS	68	96	286	68	96	270
SPS 160 PLUS	28	56	366	28	56	350

Para visualizar esta tabla en profundidad, se representan cinco gráficas en las que se comparan los máxímetros iniciales en estos meses con los máxímetros obtenidos en cada simulación.

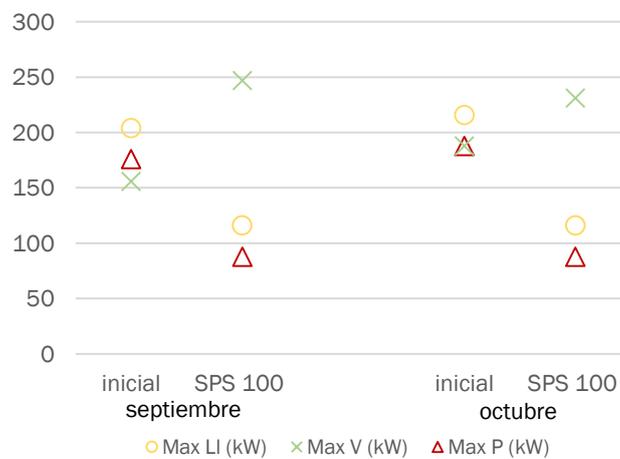
Maxímetros (sep- oct) - AROS SPS 40  
(36kW) - Estrategia II



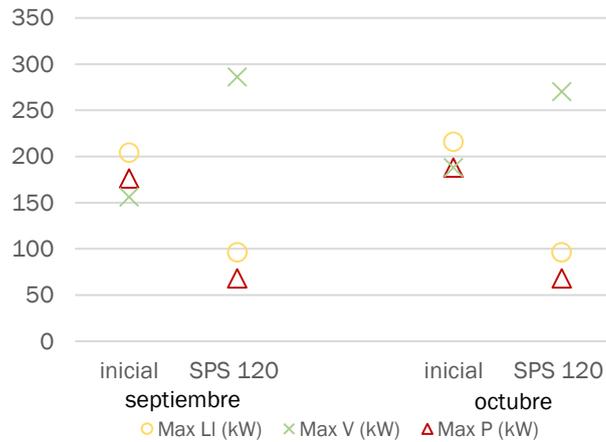
Maxímetros (sep- oct) - AROS SPS 60  
(54kW) - Estrategia II



Maxímetros (sep- oct) - AROS SPS 100  
(100kW) - Estrategia II



Maxímetros (sep- oct) - AROS SPS 120  
(120kW) - Estrategia II



Maxímetros (sep- oct) - AROS SPS 160  
(160kW) - Estrategia II



En las gráficas se aprecia, igual que en la estrategia I, como a medida que el máximo en punta disminuye, el de valle aumenta, debido a la potencia demandada durante la recarga. Sin embargo, en esta estrategia este efecto es muy acusado también en octubre, ya que incluso los días no laborables, el sistema de almacenamiento trabaja durante las horas llano, por lo que tiene que cargar durante las horas valle y eso afecta al máximo. Esto quiere decir que, en la factura se pagarán menos penalizaciones en P1, pero más en P3, aunque es preferible, ya que el término de potencia de valle cuesta, aproximadamente, la octava parte que de punta (2,2 frente a 16,1 c€/kW día).

	P óptima			Alm. (kWh)	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)	Ahorro T.P. (€)	Ahorro T.E <sup>a</sup> (€)	A.total (€)
	P	LI	V								
Fra. Inicial	72	84	84	0	13.197,48	17.790,99	1.584,35	32.572,81	0,00	0,00	<b>0,00</b>
SPS 40	72	84	84	136	11.772,18	17.787,27	1.511,29	31.070,74	1.425,30	3,71	<b>1.502,07</b>
SPS 60	72	84	84	298	10.945,24	17.770,06	1.468,13	30.183,43	2.252,24	17,21	<b>2.389,38</b>
SPS 100 PLUS	72	84	84	916	8.970,54	17.605,49	1.358,75	27.934,79	4.226,94	164,57	<b>4.638,02</b>
SPS 120 PLUS	65	84	84	1.233	7.965,68	17.445,20	1.299,18	26.710,05	5.231,80	160,29	<b>5.862,76</b>
SPS 160 PLUS	27	53	80	1.873	5.189,83	16.732,92	1.120,84	23.043,59	8.007,65	712,28	<b>9.529,23</b>

### 6.6.6 Inversión necesaria

La inversión que será necesario acometer para instalar un sistema de almacenamiento dependerá de la potencia del PCS y de la capacidad de almacenamiento en cada caso.

Como se explicó en el apartado 1.1.4, a pesar de que un sistema de almacenamiento se compone de módulos individuales, por simplificar, en este caso se va a calcular el precio de las baterías de plomo multiplicando la capacidad necesaria en kWh por el precio unitario, estimado en 150 €/kWh. A este coste, se sumará el coste del PCS.

La siguiente tabla recoge, para los 10 sistemas estudiados (5 de la estrategia I y 5 de la estrategia II) el coste desglosado de instalar un sistema de almacenamiento con baterías de plomo, estimado un precio específico para éstas de 150 €/kWh:

Equipo	Estrategia	E <sup>a</sup> Alm (kWh)	Coste Alm. (€)	Coste PCS (€)	Total (€)
SPS 40	I	80	12.000,00	8.224,10	<b>20.224,10</b>
	II	136	20.400,00	8.224,10	<b>28.624,10</b>
SPS 60	I	168	25.200,00	13.189,70	<b>38.389,70</b>
	II	298	44.700,00	13.189,70	<b>57.889,70</b>
SPS 100 PLUS	I	436	65.400,00	16.545,50	<b>81.945,50</b>
	II	916	137.400,00	16.545,50	<b>153.945,50</b>
SPS 120 PLUS	I	556	83.400,00	19.017,20	<b>102.417,20</b>
	II	1.233	184.950,00	19.017,20	<b>203.967,20</b>
SPS 160 PLUS	I	796	119.400,00	20.120,70	<b>139.520,70</b>
	II	1.873	280.950,00	20.120,70	<b>301.070,70</b>

### 6.6.7 Rentabilidad

Obtenidos el ahorro anual y la inversión necesaria en cada sistema y para las dos estrategias, se va a llevar a cabo ahora un breve estudio de rentabilidad. En concreto se calculará los siguientes indicadores:

- Período simple de retorno de la inversión (PRI)
- Valor actual neto (VAN)
- Tasa interna de retorno (TIR)

#### 6.6.7.1 Período simple de retorno de la inversión (PRI)

Equipo	Estrategia	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	PRI (años)
SPS 40	I	20.224,10	927,70	<b>21,80</b>
	II	28.624,10	1.502,07	<b>19,06</b>
SPS 60	I	38.389,70	1.475,28	<b>26,02</b>
	II	57.889,70	2.389,38	<b>24,23</b>
SPS 100 PLUS	I	81.945,50	2.932,42	<b>27,94</b>
	II	153.945,50	4.638,02	<b>33,19</b>
SPS 120 PLUS	I	102.417,20	3.791,57	<b>27,01</b>
	II	203.967,20	5.862,76	<b>34,79</b>
SPS 160 PLUS	I	139.520,70	6.087,81	<b>22,92</b>
	II	301.070,70	9.529,23	<b>31,59</b>

En todos los sistemas el período de retorno de la inversión es superior incluso a la vida útil del equipo, siendo más desfavorable aún en la estrategia II (punta y llano) y en el caso de las baterías de litio.

#### 6.6.7.2 Valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR)

El valor actual neto se calculará para todos los casos suponiendo un ahorro anual constante igual al obtenido en cada simulación, una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) y para un período igual a su vida útil estimada en 15 años.

Equipo	Estrategia	Inversión (€)	Ahorro (€/año)	VAN (€)	TIR (%)
SPS 40	I	20.224,10	927,70	<b>-8.882,80</b>	<b>-4%</b>
	II	28.624,10	1.502,07	<b>-10.381,04</b>	<b>-3%</b>
SPS 60	I	38.389,70	1.475,28	<b>-20.172,69</b>	<b>-6%</b>
	II	57.889,70	2.389,38	<b>-28.510,11</b>	<b>-5%</b>
SPS 100 PLUS	I	81.945,50	2.932,42	<b>-45.571,28</b>	<b>-7%</b>
	II	153.945,50	4.638,02	<b>-95.705,91</b>	<b>-9%</b>
SPS 120 PLUS	I	102.417,20	3.791,57	<b>-55.489,03</b>	<b>-7%</b>
	II	203.967,20	5.862,76	<b>-130.075,72</b>	<b>-9%</b>
SPS 160 PLUS	I	139.520,70	6.087,81	<b>-64.897,83</b>	<b>-5%</b>
	II	301.070,70	9.529,23	<b>-181.855,75</b>	<b>-8%</b>

Como se ven en las gráficas, los resultados son igualmente desfavorables, siéndolo más cuanto mayor es la capacidad de almacenamiento necesaria. Es, por lo tanto, el sistema más pequeño, con el que antes se recupera la inversión. Esto es debido al que el precio específico es muy alto en relación con el ahorro que se obtiene.

#### 6.6.8 Análisis de sensibilidad

Dado que la rentabilidad resulta tan desfavorable por el alto coste del almacenamiento, se va a realizar un análisis de sensibilidad, variando el precio específico de éste para ver cómo afecta a la rentabilidad. En concreto, se va a analizar el sistema más rentable, que ha sido el SPS 40 (138kWh) y se analizará para ambas estrategias.

SPS 40 - Estrategia I

Precio plomo (€/kWh)	Inversión (€)	PRI (años)	VAN (€)	TIR (%)
100,00	16.224,10	17,49	-4.999,31	-1,9%
105,00	16.624,10	17,92	-5.387,66	-2,1%
110,00	17.024,10	18,35	-5.776,01	-2,4%
115,00	17.424,10	18,78	-6.164,35	-2,7%
120,00	17.824,10	19,21	-6.552,70	-2,9%
125,00	18.224,10	19,64	-6.941,05	-3,2%
130,00	18.624,10	20,08	-7.329,40	-3,4%
140,00	19.424,10	20,94	-8.106,10	-3,9%
145,00	19.824,10	21,37	-8.494,45	-4,1%
150,00	20.224,10	21,80	-8.882,80	-4,3%
155,00	20.624,10	22,23	-9.271,15	-4,6%
160,00	21.024,10	22,66	-9.659,50	-4,8%
165,00	21.424,10	23,09	-10.047,85	-5,0%
170,00	21.824,10	23,52	-10.436,20	-5,2%
175,00	22.224,10	23,96	-10.824,55	-5%
180,00	22.624,10	24,39	-11.212,90	-6%

SPS 40 - Estrategia II

Precio plomo (€/kWh)	Inversión (€)	PRI (años)	VAN (€)	TIR (%)
100,00	21.824,10	14,53	-3.779,09	0,4%
105,00	22.504,10	14,98	-4.439,29	0,0%
110,00	23.184,10	15,43	-5.099,48	-0,4%
115,00	23.864,10	15,89	-5.759,68	-0,7%
120,00	24.544,10	16,34	-6.419,87	-1,1%
125,00	25.224,10	16,79	-7.080,07	-1,4%
130,00	25.904,10	17,25	-7.740,26	-1,7%
140,00	27.264,10	18,15	-9.060,65	-2,3%
145,00	27.944,10	18,60	-9.720,84	-2,6%
150,00	28.624,10	19,06	-10.381,04	-2,9%
155,00	29.304,10	19,51	-11.041,23	-3,1%
160,00	29.984,10	19,96	-11.701,42	-3,4%
165,00	30.664,10	20,41	-12.361,62	-3,6%
170,00	31.344,10	20,87	-13.021,81	-3,9%
175,00	32.024,10	21,32	-13.682,01	-4%
180,00	32.704,10	21,77	-14.342,20	-4%

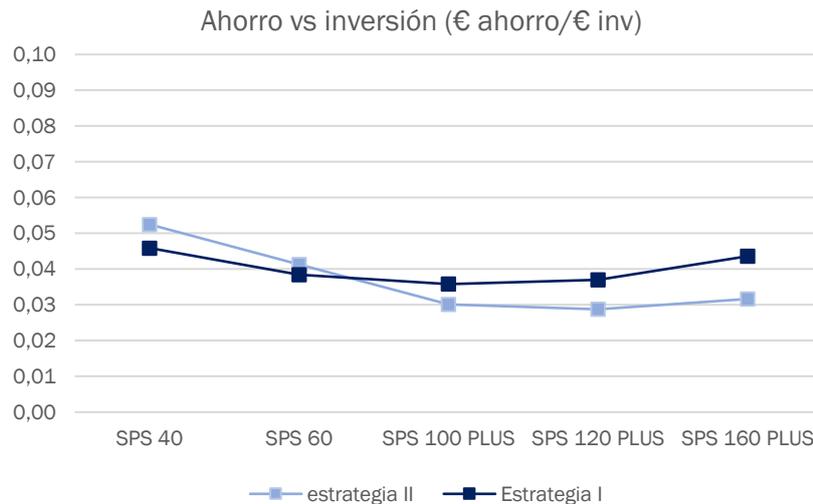
Según el análisis realizado, sería en la estrategia II (punta y llano) donde más favorablemente afectaría una reducción en los precios del almacenamiento en plomo. Aun así, sería necesaria una reducción del precio hasta los 105 €/kWh (30%) para recuperar la inversión dentro de su vida útil estimada.

### 6.6.9 Conclusiones

Del estudio realizado se ha obtenido que un sistema de almacenamiento funcionando en modo recortado de picos es una manera eficaz de reducir los máximos y con ello el

término de potencia y, además, al trasladar parte de la energía consumida a horas valle se consigue un pequeño ahorro adicional en el término de energía.

Sin embargo, aunque los valores de ahorro obtenido están al nivel del ahorro potencial estimado (que se habían establecido en el capítulo 4 entre 6.500 y 9000 €), el precio actual de las baterías hace que sea una estrategia inviable económicamente, con períodos de retorno que empiezan por encima de los 20. Al utilizarse solamente unos pocos días al año, el ahorro anual obtenido, aunque es grande, está lejos de ser suficiente para cubrir el coste del sistema implantado. La siguiente gráfica representa la relación entre el ahorro obtenido y la inversión necesaria en casa caso:



Según la gráfica, en el caso más favorable que es el SPS 40, el ahorro anual obtenido solo llega los 0,05 € por € invertido, esto hace que los períodos de retorno se disparen y sea inviable la inversión.

Para que, en la instalación objeto de estudio, fuera mínimamente viable un sistema de almacenamiento en plomo, sería necesaria una reducción de un 30% del precio actual.

Podría también plantearse una estrategia de funcionamiento durante los meses fuera de temporada en la que se cargase durante P3 y se descargase en P1 como una forma de mejorar la rentabilidad. En ese caso habría que tener en cuenta también la reducción de la vida útil de las baterías por el aumento considerable del número de ciclos anuales.

## 6.7 GESTIÓN DE LA DEMANDA

### 6.7.1 Introducción

En este apartado se va a estudiar la posibilidad de implantar un sistema de gestión de la demanda.

Gestionar la demanda significa poner en marcha soluciones técnicas y/o hábitos de uso de los equipos eléctricos para modificar los patrones de consumo.

En este caso el objetivo será:

- Trasladar en el tiempo parte del consumo y que de esta manera pase de realizarse en horas punta a realizarse en horas valle, ahorrando así en el término de energía de la factura.
- Evitar simultaneidades de funcionamiento entre estos equipos que puedan causar máximos en la demanda de potencia y se traduzcan después en penalizaciones económicas en la factura.

Para ello se realizará un estudio preliminar para conocer en qué equipos es técnicamente posible cambiar el patrón de demanda y se realizará una simulación de esta solución para finalmente concluir si es o no viable económicamente y si soluciona, al menos en parte, el problema objeto de este proyecto de las penalizaciones por exceso de potencia.

### 6.7.2 Estudio preliminar

Los principales subcircuitos o consumos de la instalación eléctrica de la bodega son:

- Máquinas de vendimia: Despalilladora, prensa, sinfín de la tolva de recepción, etc. Funcionan solamente en época de vendimia, cuando se hace la recogida de uva.
- Equipos de refrigeración: Enfrían los tanques y mantienen su temperatura.
- Circuitos de fuerza: Sirven principalmente para alimentar las bombas de trasvase y removido del producto.
- Circuitos de iluminación.

De los principales consumos de la bodega, solamente es posible gestionar la demanda en el caso de los equipos de refrigeración. El resto de los consumos, al estar sometidos a los tiempos del procesado o a la ausencia de luz natural, no son gestionables.

### 6.7.3 Consumo de frío

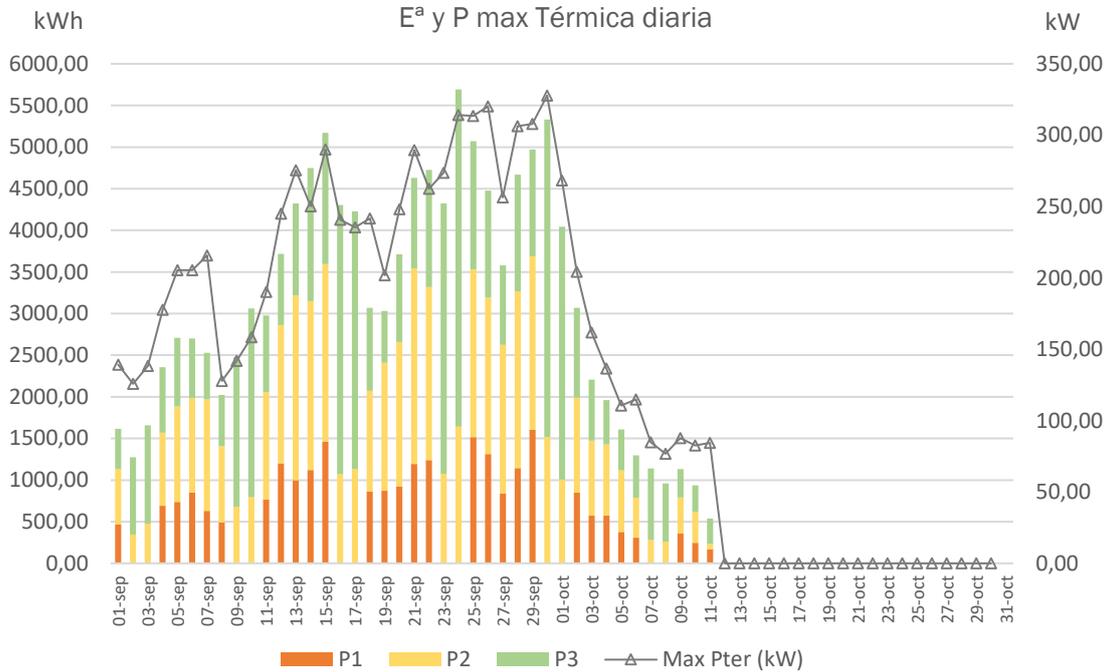
La instalación de frío de la bodega esta abastecida por dos máquinas refrigeradoras de 164 y 417 kW de potencia térmica que enfrían un depósito de inercia que se encarga de abastecer los consumos de la instalación.

Durante la temporada de vendimia del año 2017 (septiembre y octubre) se ha llevado a cabo una campaña de medidas de estos dos equipos de frío para estudiar su funcionamiento. En concreto, se ha medido en cada máquina:

- La potencia eléctrica demandada (kW), con resolución minutil.

- La energía térmica generada ( $kWh_{ter}$ ), con resolución cinco-minutal, obtenida mediante un caudalímetro conectado a una sonda de temperatura.

El consumo diario de la instalación de frío en la campaña de vendimia del año 2017 viene representado en el siguiente gráfico:



Se puede apreciar en la gráfica que el consumo de frío se focaliza en aproximadamente 40 días, y el consumo en esos días es intensivo. El día con mayor consumo es el 24 de septiembre con 5.692 kWh<sub>ter</sub> de frío y la demanda de potencia térmica se produce el día 30 de septiembre (20:15) y llega hasta los 327 kW<sub>ter</sub>.

Serán los datos eléctricos y térmicos medidos los que, junto con el perfil de demanda cuarternaria del contador general del año 2017, se utilizarán para realizar la simulación del sistema de gestión de la demanda.

#### 6.7.4 Estrategia de funcionamiento

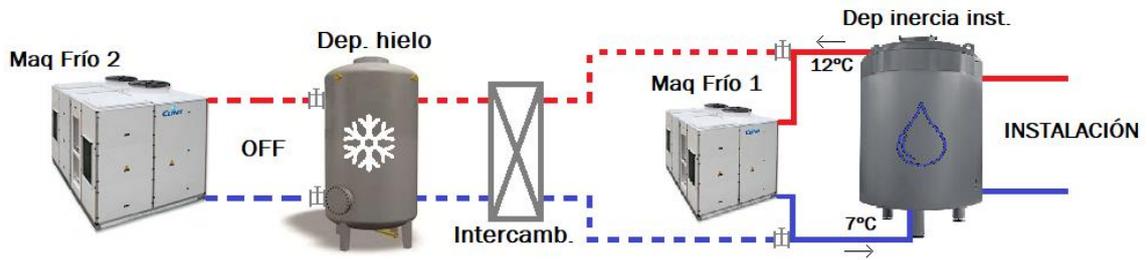
El propósito de esta estrategia es trasladar parte del consumo de frío de las horas punta y llano a las horas valle.

La estrategia de funcionamiento básica será aportar una parte de la demanda de frío durante los períodos punta y llano desde un intercambiador acoplado a un sistema de almacenamiento en cápsulas de hielo que se recargará durante las horas valle.

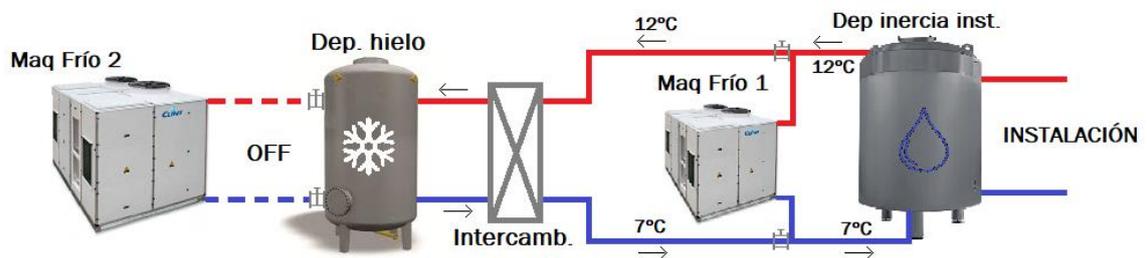
En concreto, la máquina de 164 kW funciona de manera constante aportando toda la demanda de frío hasta que esta sobrepase su potencia máxima. Es entonces cuando el sistema de almacenamiento en hielo entra a funcionar y aporta el frío restante. Este funcionamiento será igual durante todo el día. Además, durante las horas valle, la máquina de frío de 417 kW entrará a funcionar para recargar el sistema de almacenamiento. Este funcionamiento, de manera esquematizada, es el siguiente:

Durante los períodos punta y llano:

a) Si  $P_{dem} \leq 164 \text{ kW}_{ter}$ :

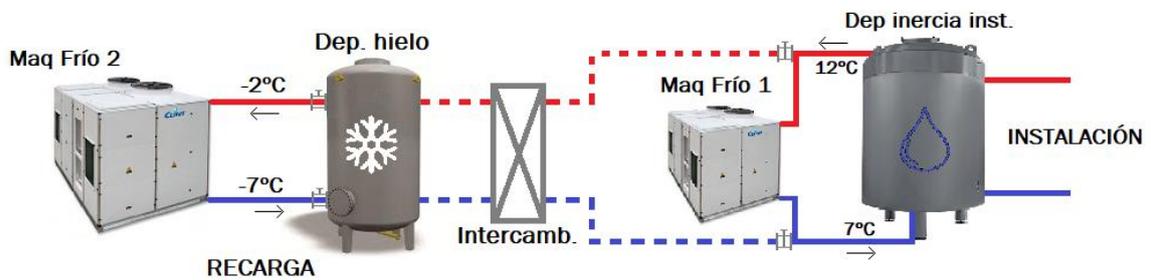


b) Si  $P_{dem} > 164 \text{ kW}_{ter}$ :

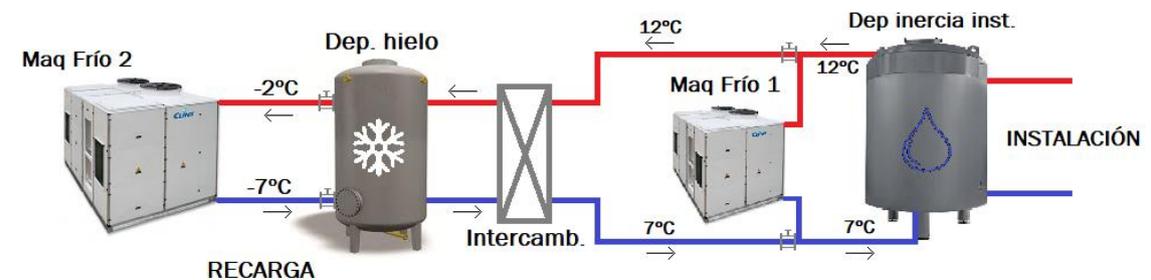


Durante el período valle:

a) Si  $P_{dem} \leq 164 \text{ kW}_{ter}$ :



b) Si  $P_{dem} > 164 \text{ kW}_{ter}$ :



### 6.7.5 Explicación de la simulación

La simulación que se va a realizar calculará, partiendo de los datos obtenidos en la campaña de medidas, la energía que es necesario almacenar para reducir la demanda térmica a una potencia máxima dada y el perfil de demanda térmico resultado de esta reducción. Para el cálculo de este perfil, además se tendrá en cuenta la recarga del sistema de acumulación que se realizará durante el periodo valle. Por último, se trasladará este nuevo perfil térmico a la curva de demanda cuarto-horaria eléctrica y se obtendrá la factura final anual.

Se va a realizar la simulación limitando la potencia térmica a 164 kWter y también limitando a 225 kWter con el objetivo de buscar la solución con mayor rentabilidad.

#### 6.7.6 Coeficiente de eficiencia energética (EER)

Como el funcionamiento básico del sistema de gestión es trasladar parte de la demanda de P1 y P2 (durante el día) a P3 (que, exceptuando los fines de semana, siempre coincide con la noche) y como la temperatura ambiente varía considerablemente en estas dos franjas horarias, se va a tener en cuenta en la simulación el coeficiente de eficiencia energética de las máquinas de frío.

El coeficiente de eficiencia energética se utiliza para conocer el rendimiento de una máquina de frío y se define como la razón entre la potencia térmica aportada por la máquina y la potencia eléctrica consumida.

$$EER = kW \text{ térmicos} / kW \text{ eléctricos}$$

Si la temperatura varía, también variará la capacidad de la máquina de aportar frío y por tanto variará su coeficiente de eficiencia energética. Este aumentará si la temperatura ambiente desciende y disminuirá si la temperatura asciende.

A partir de los datos obtenidos de los consumos térmicos y eléctricos en la campaña de medidas se ha calculado el coeficiente de eficiencia energética medio de cada máquina en cada periodo. Estos coeficientes son:

Máquina 1 (164 kW):

	P1	P2	P3
EER medio	2,66	2,69	3,13

Máquina 2 (417 kW):

	P1	P2	P3
EER medio	2,79	2,99	3,18

Estos coeficientes se utilizarán para corregir la diferencia de la potencia eléctrica demandada entre los períodos punta y llano y el período valle.

#### 6.7.7 Factura de partida año 2017

Dado que la campaña de medidas se ha realizado durante la temporada de vendimia del año 2017, el estudio económico se va a realizar comparando los resultados con la factura anual de 2017. Esta factura será calculada bajo los mismos criterios que se siguieron en el

capítulo factura de partida en el que se usó el perfil de demanda de 2016. Estos criterios son:

- Cálculo a partir del perfil de demanda cuarto-horario obtenido del contador de la instalación.
- Se toman como festivos eléctricos los festivos nacionales no sustituibles.
- Término de potencia calculado con la potencia óptima.
- Facturación por meses naturales.
- Precios de los términos de potencia y energía más actualizados disponibles.

Con estos criterios, el resumen de la factura es el siguiente:

MES	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)
Ene	781,54	1.130,65	97,76	2.009,96
Feb	705,91	896,63	81,93	1.684,47
Mar	781,54	1.034,53	92,85	1.908,92
Abr	756,33	763,49	77,70	1.597,53
May	781,54	594,74	70,37	1.446,65
Jun	756,33	563,20	67,46	1.387,00
Jul	781,54	366,24	58,68	1.206,46
Ago	1983,77	1.218,58	163,73	3.366,08
Sep	4429,15	7.468,25	608,28	12.505,68
Oct	2424,43	2.907,01	272,58	5.604,02
Nov	834,42	1.250,58	106,60	2.191,61
Dic	855,91	2.735,52	183,62	3.775,05
	15.872,44	20.929,42	1.881,57	<b>38.683,43</b>

La factura de partida calculada del año 2017 asciende a 38.683,43 €. Esta factura viene detallada, por períodos, en el Anexo I Factura de partida año 2017.

#### 6.7.8 Sistema de almacenamiento térmico para limitar a 164 kWter

En este caso el sistema de almacenamiento se recargará, como se ha explicado, desde la máquina de frío 2 de 417 kWter y el suministro de frío base hasta 164 kWter se aportará desde la máquina de frío 1 de esa misma potencia.

##### 6.7.8.1 Estudio energético

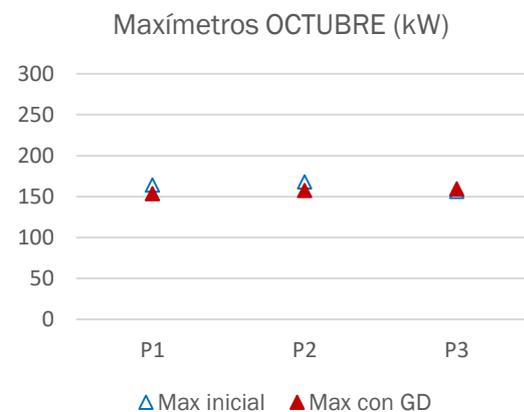
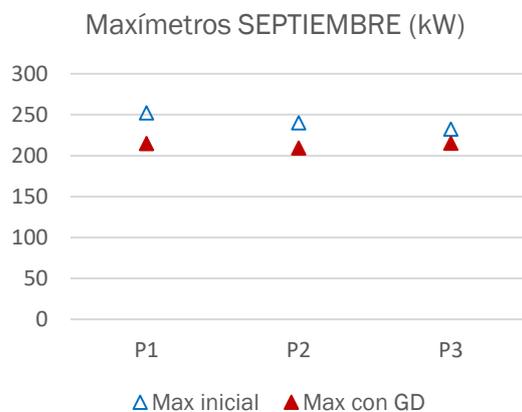
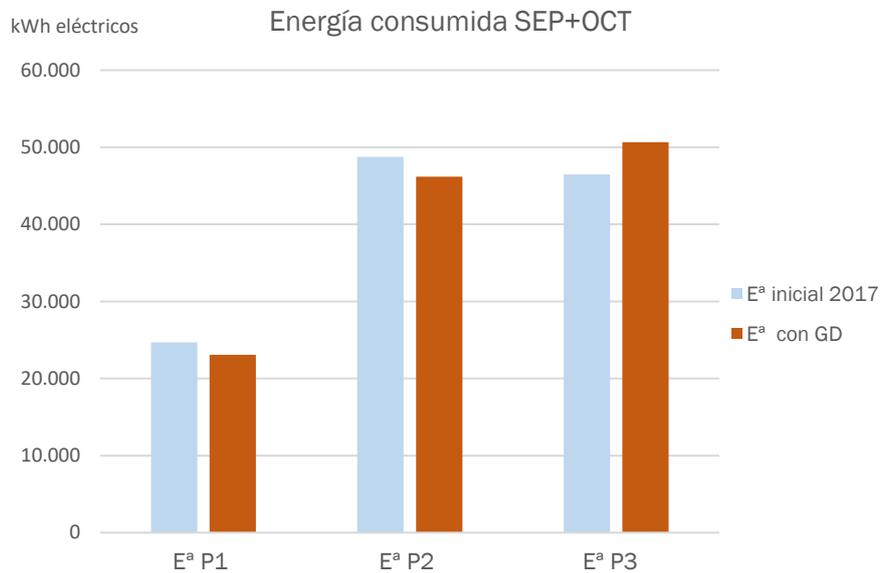
La simulación realizada ha dado como resultado que, aportando una carga base de 164 kW es necesario un sistema de almacenamiento de 1.078,08 kWhter.

Con el objetivo de conocer cómo afecta la implantación de un sistema de almacenamiento térmico que limite la demanda térmica a 164 kW a la demanda eléctrica total, se va a comparar la energía consumida durante la temporada de vendimia y los máxímetros en el año 2017 con los valores obtenidos de la simulación.

MES	Eª inicial 2017			P Max inicial 2017		
	Eª P1 (kWh)	Eª P2 (kWh)	Eª P3 (kWh)	Max P1 (kW)	Max P2 (kW)	Max P3 (kW)
Septiembre	17.610	35.794	32.745	252	240	232
Octubre	7.082	12.951	13.706	164	168	156
	24.692	48.745	46.451			

MES	Eª con GD			P Max con GD		
	Eª P1 (kWh)	Eª P2 (kWh)	Eª P3 (kWh)	Max P1 (kW)	Max P2 (kW)	Max P3 (kW)
Septiembre	16.183	33.374	36.675	215	209	215
Octubre	6.884	12.796	13.964	153	157	159
	23.067	46.170	50.639			

Estos mismos valores, separando máxímetros y energía se representan en las gráficas siguientes:



En las gráficas de los máxímetros anteriores se aprecia que, aunque la demanda térmica se reduce notablemente, esta reducción no se traslada totalmente a la demanda eléctrica. De los 327 kW de potencia térmica máxima que se demanda en 2017 el sistema implantado la reduce a 164 kWter, es decir, disminuye unos 163 kWter los que, aplicando el EER, se traducirían, aproximadamente, en unos 65 kW eléctricos de reducción teóricos, pero, sin embargo, la reducción de los máxímetros es de apenas 37 kW.

### 6.7.8.2 Estudio económico

A continuación, se recogen los valores económicos obtenidos en la simulación.

#### a) Factura resultante

La factura obtenida de la simulación, implantando un sistema de gestión de la demanda mediante almacenamiento en hielo asciende a 37.408,91€. Los términos de la factura se recogen en la siguiente tabla.

MES	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)
Ene	781,54	1.130,65	97,76	2.009,96
Feb	705,91	896,63	81,93	1.684,47
Mar	781,54	1.034,53	92,85	1.908,92
Abr	756,33	763,49	77,70	1.597,53
May	781,54	594,74	70,37	1.446,65
Jun	756,33	563,20	67,46	1.387,00
Jul	781,54	366,24	58,68	1.206,46
Ago	1.983,77	1.218,58	163,73	3.366,08
Sep	3.574,35	7.379,52	560,04	11.513,91
Oct	2.171,40	2.891,05	258,83	5.321,27
Nov	834,42	1.250,58	106,60	2.191,61
Dic	855,91	2.735,52	183,62	3.775,05
	14.764,60	20.824,73	1.819,57	<b>37.408,91</b>

#### b) Ahorro obtenido

El ahorro obtenido, se limita, como es obvio, a los meses de la temporada de vendimia (septiembre y octubre). La siguiente tabla representa el ahorro obtenido en cada término de la factura.

	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)
Factura inicial 2017	15.872,44	20.929,42	1.881,57	38.683,43
Factura Sim	14.764,60	20.824,73	1.819,57	37.408,91
Ahorro	1.107,84	104,69	61,99	<b>1.274,52</b>

Se aprecia que casi la totalidad del ahorro se produce en el término de potencia. Hay un pequeño ahorro en el término de energía debido a la reducción del coste del kWh en horas valle y al ya comentado mejor rendimiento de las máquinas de frío durante la noche, pero esto, como se ve, tiene poco impacto en el ahorro económico.

c) Inversión a realizar

El sistema de almacenamiento consta básicamente de uno o varios depósitos llenos de cápsulas o esferas de plástico huecas rellenas con agua glicolada que se conectan mediante un intercambiador de calor a la instalación.

La inversión que hay que realizar para implantar el sistema constará, por un lado, de las cápsulas de hielo que harán la función real de almacenamiento y por otro, la instalación para almacenarlos e intercambiar calor con la red de frío ya existente.

El nombre comercial de las esferas de hielo es *Cryogel* del fabricante Sedical. Este fabricante ha facilitado el precio de las esferas de hielo, que es de 1000€/m<sup>3</sup>. Cada m<sup>3</sup> tiene una capacidad de almacenamiento de 45 kWh. Por lo tanto:

Coste específico (€/m <sup>3</sup> )	Capacidad Alm. hielo (kWh/m <sup>3</sup> )	Alm. Requerido sim (kWh)	Alm. requerido sim (m <sup>3</sup> )	Coste Alm. sim (€)
1.000,00	45	1.078,00	23,96	<b>23.955,56</b>

El sistema de almacenamiento necesario tiene un coste, solamente en esferas de hielo de 23.955,56€. A este coste hay que sumar el de los depósitos (24m<sup>3</sup>), el intercambiador de calor y el montaje y materiales necesarios para adaptarlo a la nueva instalación. Este coste se ha estimado en un 30% del coste de las esferas, es decir, 7.186,67 €. Con lo cual, la inversión total sería:

Concepto	Coste (€)
Esferas hielo de agua glicolada (23,96 m <sup>3</sup> )	23.955,56
Intercambiador, depósitos y otros	7.186,67
<b>Total</b>	<b>31.142,23</b>

d) Rentabilidad

Se va a realizar un breve análisis de rentabilidad en el que se calculará el período simple de retorno de la inversión (PRI), el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

\*) Período de retorno simple de la inversión (PRI)

PRI (años)	24,43
------------	-------

\*) Valor actual neto (VAN)

Para calcular el valor actual neto, se va a suponer un período de vida útil de 25 años.

Considerando una inversión inicial de 31.142,23€, unos flujos de caja de 1.274,52€/año y una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) se obtiene un VAN a 25 años de -8.688,28€.

VAN	-8.688,28 €
-----	-------------

\*) Tasa interna de retorno de la inversión (TIR)

TIR 0,2%

### 6.7.9 Sistema de almacenamiento térmico para limitar a 225 kWter

En este segundo caso será la máquina 2, de 417 kWter, la que aporte el frío base hasta 225 kWter y el sistema de almacenamiento se abastecerá de la máquina 1 de 164 kW.

#### 6.7.9.1 Estudio energético

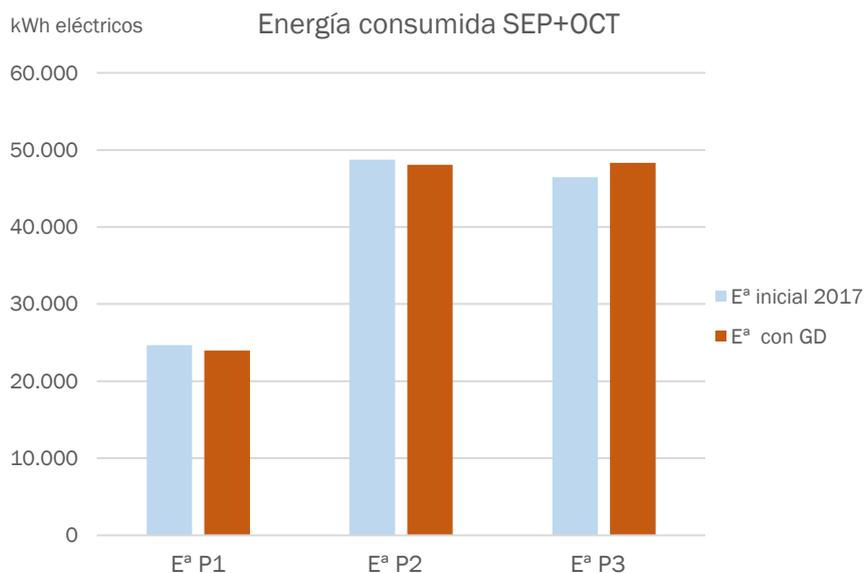
La simulación realizada ha dado como resultado que, aportando una carga base de 225 kW, es necesario un sistema de almacenamiento de 351,99 kWter.

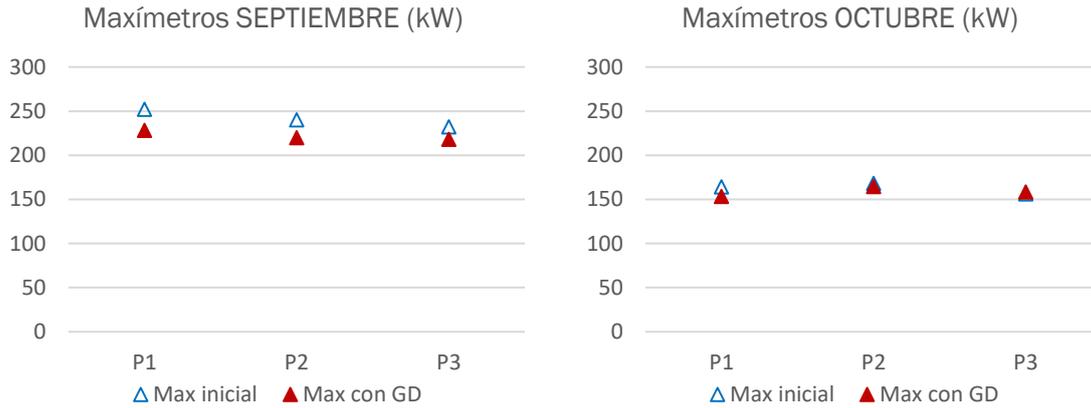
A continuación, se va a comparar la energía consumida durante la temporada de vendimia y los máxímetros en el año 2017 con los valores obtenidos de la simulación con el objetivo de conocer, también en este caso, cómo afecta la implantación de un sistema de almacenamiento térmico, limitando la demanda térmica a 225 kW.

MES	E <sup>a</sup> inicial 2017			P Max inicial		
	E <sup>a</sup> P1 (kWh)	E <sup>a</sup> P2 (kWh)	E <sup>a</sup> P3 (kWh)	Max P1 (kW)	Max P2 (kW)	Max P3 (kW)
Septiembre	17.610	35.794	32.745	252	240	232
Octubre	7.082	12.951	13.706	164	168	156
	24.692	48.745	46.451			

MES	E <sup>a</sup> con GD			P Max con GD		
	E <sup>a</sup> P1 (kWh)	E <sup>a</sup> P2 (kWh)	E <sup>a</sup> P3 (kWh)	Max P1 (kW)	Max P2 (kW)	Max P3 (kW)
Septiembre	17.063	35.252	34.369	228	220	218
Octubre	6.893	12.832	13.936	153	165	158
	23.956	48.084	48.304			

Estos mismos valores, separando máxímetros y energía se representan en las gráficas siguientes:





Las gráficas reflejan un comportamiento similar al del caso anterior, donde los máxímetros se reducen menos de lo que se ha reducido la demanda de frío.

### 6.7.9.2 Estudio económico

#### a) Factura resultante

La factura obtenida de la simulación, implantando un sistema de gestión de la demanda mediante almacenamiento en hielo asciende a 37.898,30€. Los términos de la factura se recogen en la siguiente tabla.

MES	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)
Ene	781,54	1.130,65	97,76	2.009,96
Feb	705,91	896,63	81,93	1.684,47
Mar	781,54	1.034,53	92,85	1.908,92
Abr	756,33	763,49	77,70	1.597,53
May	781,54	594,74	70,37	1.446,65
Jun	756,33	563,20	67,46	1.387,00
Jul	781,54	366,24	58,68	1.206,46
Ago	1.983,77	1.218,58	163,73	3.366,08
Sep	3.872,29	7.478,68	580,34	11.931,31
Oct	2.237,70	2.893,23	262,33	5.393,25
Nov	834,42	1.250,58	106,60	2.191,61
Dic	855,91	2.735,52	183,62	3.775,05
	<b>15.128,85</b>	<b>20.926,07</b>	<b>1.843,38</b>	<b>37.898,30</b>

#### b) Ahorro obtenido

La siguiente tabla representa, el ahorro obtenido en cada término de la factura.

	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Total (€)
Factura inicial 2017	15.872,44	20.929,42	1.881,57	38.683,43
Factura Sim	15.128,85	20.926,07	1.843,38	37.898,30
Ahorro	743,60	3,35	38,19	785,14

c) Inversión a realizar

La inversión necesaria realizar se va a calcular siguiendo el mismo criterio que en el caso anterior, es decir, será el precio de las esferas facilitado por el fabricante más un 30% estimado en el coste de los depósitos, el intercambiador y el resto de material necesario.

El coste de las esferas de hielo es el siguiente:

Coste específico (€/m <sup>3</sup> )	Capacidad Alm. hielo (kWh/m <sup>3</sup> )	Alm. Requerido sim (kWh)	Alm requerido sim (m <sup>3</sup> )	Coste Alm. sim (€)
1.000,00	45	351,99	7,82	7.822,00

Y la inversión total, por lo tanto, es la siguiente:

Concepto	Coste (€)
Esferas hielo agua glicolada (7.82 m <sup>3</sup> )	7.822,00
Intercambiador, depósitos y otros (30%)	2.346,60
Total	10.168,60

d) Rentabilidad

Como en el caso anterior, para evaluar la rentabilidad, se va a calcular el período simple de retorno de la inversión (PRI), el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

\*) Período de retorno simple de la inversión (PRI)

PRI (años) 12,95

\*) Valor actual neto (VAN)

Para calcular el valor actual neto, se va a suponer un período de vida útil de 25 años.

Considerando una inversión inicial de 10.168,60€, unos flujos de caja de 785,14€/año y una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) se obtiene un VAN a 25 años de 3.401,05€.

VAN 3.401,05 €

\*) Tasa interna de retorno de la inversión (TIR)

TIR 5,9%

6.7.10 Conclusiones

Según el estudio realizado, implantar un sistema de gestión de la demanda, no sirve para resolver el problema de las penalizaciones por excesos de potencia.

En el estudio se ha obtenido que la reducción de la potencia térmica demandada obtenida gracias a la implantación del sistema de almacenamiento en hielo no se traslada a la

demanda eléctrica. Esto ocurre porque, durante la temporada de vendimia, se dan otras simultaneidades entre cargas que no son el frío y que registran también altos valores de potencia, lo que ocasiona que se anule parte de la reducción obtenida al implantar el sistema de gestión de la demanda. Básicamente, lo que se ha observado es que reducir la demanda eléctrica de frío no implica reducir la demanda total en la misma cantidad.

Además, evaluando dos alternativas (limitando a 164 y 225 kWter) se obtiene, por un lado, que cuanto más se reduce la potencia máxima demanda menor es la rentabilidad del sistema. Esto tiene su lógica en que la reducción de la potencia y la capacidad necesaria para reducirla no tienen una relación lineal, sino que la capacidad necesaria aumenta en mayor grado. Es decir, reducir un poco más el máximo del frío significa un gran aumento en la capacidad necesaria. Por otro lado, en el único caso rentable de los dos estudiados, con un período de retorno de casi 13 años, el ahorro en el término de potencia es de apenas 750 €/año, lo que se queda muy lejos de los 6.500 € en que, como mínimo, se habían estimado las penalizaciones.

Es por esto por lo que no se considera la gestión de la demanda como una solución viable a las penalizaciones por excesos de potencia.

Hay que tener en cuenta que, el ahorro obtenido se consigue con un sistema que funciona apenas dos meses al año. Si la instalación tuviera una demanda similar pero constante durante los 12 meses del año los resultados serían más favorables ya que, la inversión seguiría siendo la misma pero el ahorro sería 6 veces mayor. En ese caso se obtendrían unos resultados aproximados de:

	Ahorro anual (12 meses)	Inversión	PRI (años)
Carga base de 164 kW	6x1.274,52 = 7.647,12 €	31.142,23 €	4,07
Carga base de 225 kW	6x785,15= <b>4.710,90 €</b>	10.168,60 €	<b>2,16</b>

Funcionando durante 12 meses el sistema sería una solución muy interesante, sobre todo la opción de aportar el frío desde los 225 kW.

Teniendo en cuenta esta estimación se puede concluir que un sistema de gestión de la demanda de frío no sirve para solucionar las penalizaciones por excesos de potencia en este caso ya que, funcionando solamente dos meses al año, aunque consigue ahorro tanto por mejora del EER, como por reducción del precio del kWh eléctrico empleado para producir frío y también por una pequeña reducción de los máximos, no es suficiente como para ser una inversión rentable. Sin embargo, esta estrategia es una opción a considerar muy seriamente en instalaciones en las que se demanda frío de manera constante durante todo el año.

## 6.8 GENERACIÓN RENOVABLE

### 6.8.1 Introducción

Como posible solución al problema de las penalizaciones por excesos de potencia en la factura, se va a estudiar en este apartado la opción de producir energía eléctrica con tecnología renovable. El objetivo es reducir los máxímetros (y con ello las penalizaciones por exceso de potencia asociadas) y reducir la energía demandada de la red eléctrica (que es facturada por la comercializadora a un precio cada año más elevado).

Se estudiarán, en concreto, dos opciones de generación de energía eléctrica renovable:

- Generación a partir de energía solar fotovoltaica
- Generación a partir de energía eólica

### 6.8.2 Estrategia de funcionamiento y metodología

Tanto en la opción de generación fotovoltaica como en la opción de generación eólica se utilizará la misma metodología y estrategia de funcionamiento.

La estrategia de funcionamiento básica será la de generar energía renovable en paralelo con la red. En concreto, se consumirá energía de la red solo cuando no haya generación o cuando la generación no sea suficiente para cubrir toda la demanda, en cuyo caso se consumirá de la red solamente la diferencia entre la generación y la demanda total. Además, cuando la generación supere a la demanda, se verterán a la red los excedentes recibiendo el precio del mercado por esta energía vertida.

La metodología que se va a seguir es la siguiente:

Se utilizarán datos meteorológicos (irradiancia, velocidad del viento, etc.) de al menos un año y con la máxima resolución posible, del emplazamiento de la bodega para realizar, haciendo uso de software específico, una simulación de una instalación renovable y así obtener la producción horaria o cuarto-horaria según sea posible en cada caso.

Estos resultados se cruzarán con los datos de demanda de la bodega y se calcularán los siguientes términos:

- La energía demandada de la red que resultaría con la instalación renovable
- La energía generada por la instalación renovable, dividida en:
  - o La energía generada que es autoconsumida.
  - o La energía generada que es inyectada a la red.
- La nueva factura eléctrica resultante, calculada ésta con la potencia óptima contratada.
- Los ingresos por la energía vertida.

Además, con estos resultados y conociendo el precio aproximado de la instalación, se hará un breve estudio de rentabilidad basado en las siguientes ratios:

- El período simple de retorno de la inversión (PRI).
- El valor actual neto (VAN).

- La tasa interna de retorno (TIR).

Nota: No se ha tenido en cuenta en este estudio el coste de contratar un nuevo suministro para los servicios auxiliares de la instalación de generación y la factura correspondiente a éste, al estimar que serían muy poco relevantes en la rentabilidad.

Esta metodología se va a repetir para diferentes tamaños de instalaciones generadoras tanto fotovoltaicas como eólicas, para comprobar cómo influye dicho tamaño de instalación en la reducción de los máxímetros, en la energía consumida, exportada y finalmente en la rentabilidad.

### 6.8.3 Normativa de aplicación

Las instalaciones generadoras para consumo propio conectadas a red deben cumplir tanto la normativa general que regula el sistema eléctrico como la específica que regula este tipo concreto de suministros. La normativa específica es el Real Decreto 15/2018 del 9 de octubre y el Real Decreto 244/2019 que sustituye al antiguo RD 900/2015.

El RD 15/2018 modifica la ley 24/2013 y establece dos modalidades de autoconsumo:

**Autoconsumo sin excedentes:** Cuando se trate de un consumidor con una instalación de generación asociada que haya instalado un mecanismo antivertido. En este caso solo existe sujeto consumidor.

**Autoconsumo con excedentes:** Cuando se trate de un consumidor comuna instalación de generación asociada que pueda, además de autoconsumir, inyectar energía excedentaria en la red. En este caso existirán dos sujetos, el sujeto consumidor y el sujeto productor. Esta modalidad de autoconsumo se divide en:

- Modalidad con excedentes acogida a compensación: Aquellos casos en los que el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Este mecanismo de compensación establece un precio por la energía horaria vertida. Mensualmente, el valor total de la energía excedentaria se restará en la factura del valor total de la energía consumida de la red, pero en ningún caso el saldo para el consumidor podrá ser mayor que cero. Para acogerse a esta modalidad, la potencia instalada de generación debe ser inferior a 100 kW y la fuente de energía primaria debe ser de origen renovable.
- Modalidad con excedentes no acogida a compensación: Aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no se hayan acogido a la modalidad con compensación voluntariamente o no cumplan algún requisito.

A efectos de este proyecto, como se pretende verter la energía excedentaria, se optará por una modalidad con excedentes. Desde el punto de vista económico, las dos modalidades con excedentes serían muy similares, en la modalidad acogida a compensación no se pagaría el peaje de generación ya que no se considera que se vierte energía al sistema, pero, por el contrario, el valor en euros de la energía inyectada no puede ser mayor al de la energía consumida, lo que daría lugar a posibles pérdidas en meses con alta generación y bajo consumo. Además, solo las instalaciones generadoras con potencia instalada menor a 100 kW pueden elegir la modalidad con compensación. Ya que se van a simular instalaciones

por debajo y por encima de los 100 kW y que, como se ha dicho, la diferencia a efectos económicos es muy reducida, se va a optar por simplificar y acogerse en todos los casos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación.

Según la normativa actual del sector eléctrico, a un suministro con una instalación de generación conectada, acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, le son de aplicación los siguientes cargos y peajes:

- a) Peaje de acceso a las redes de transporte y distribución para los generadores de energía eléctrica según RD 1544/2011:

0,5	€/MWh vertido a la red
-----	------------------------

- b) Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los consumidores de energía eléctrica según RD 1164/2001 y Orden IET 107/2014.

En este caso, la tarifa de acceso es una 3.1A cuyos peajes han sido explicados en el subcapítulo 4.3.

La normativa sobre autoconsumo vigente hasta el año 2018, el RD 900/2015, recogía que era obligatorio que la potencia contratada por el consumidor fuera mayor o igual a la potencia instalada de generación. Esto, en muchas ocasiones, perjudicaba la rentabilidad de este tipo de instalaciones. Pero en el RD 15/2018, se derogan los artículos que mencionan este requisito, lo que favorece la posible viabilidad económica de esta estrategia.

#### 6.8.4 Instalación Fotovoltaica

Para la simulación de una instalación fotovoltaica se hará uso del software específico PVSOL. Se introducirán en el programa, como variables de entrada, las coordenadas del emplazamiento y la potencia pico de la instalación que se desee en cada caso y, a partir de la base de datos de irradiancia del programa, se simulará el perfil de generación para un año completo. Las potencias pico que se han simulado han sido 50, 100, 150 y 200 kWp.

La energía vertida se va a valorar a un precio estimado igual al precio medio del mercado diario entre 2015-2018 (49,88 €/MWh).

##### 6.8.4.1 Instalación fotovoltaica 50 kWp

- a) Análisis energético:

La simulación realizada con el software PVSOL, estima una producción anual de energía eléctrica de 68.942 kWh, es decir 1.379 horas solares-pico equivalentes.

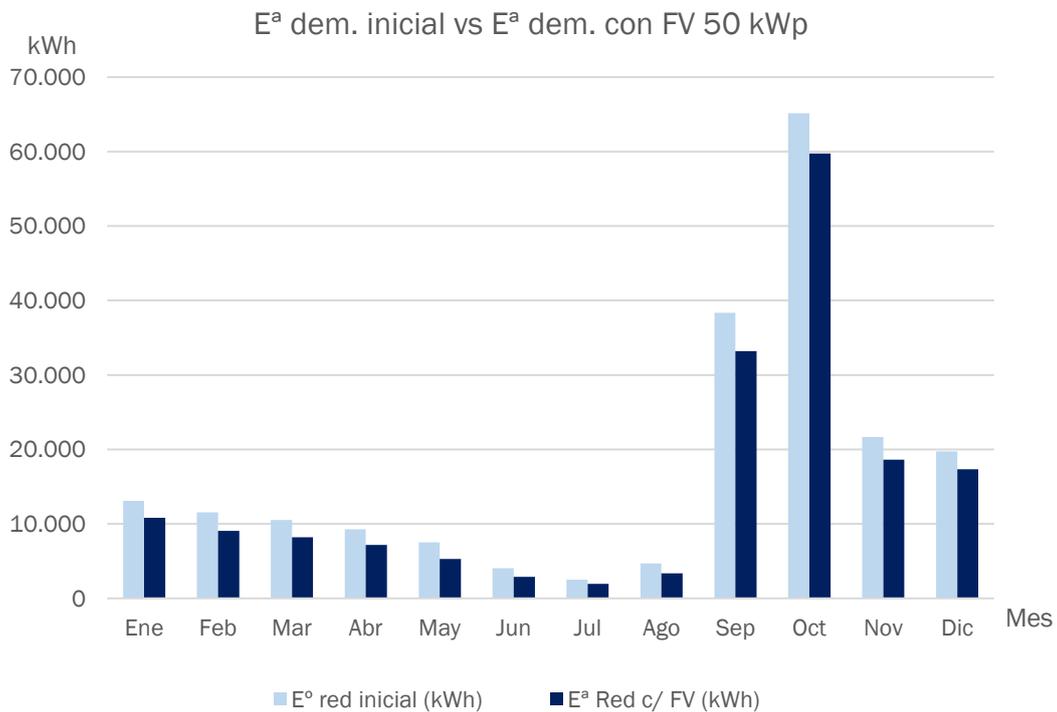
Eª generada (kWh)	Potencia instalada (kWp)	h.s.p.e (horas)
68.942	50	1.379

A partir de los datos cuarto-horarios, tanto de la generación fotovoltaica como de la energía demandada se han calculado los valores mensuales de Energía generada, inyectada,

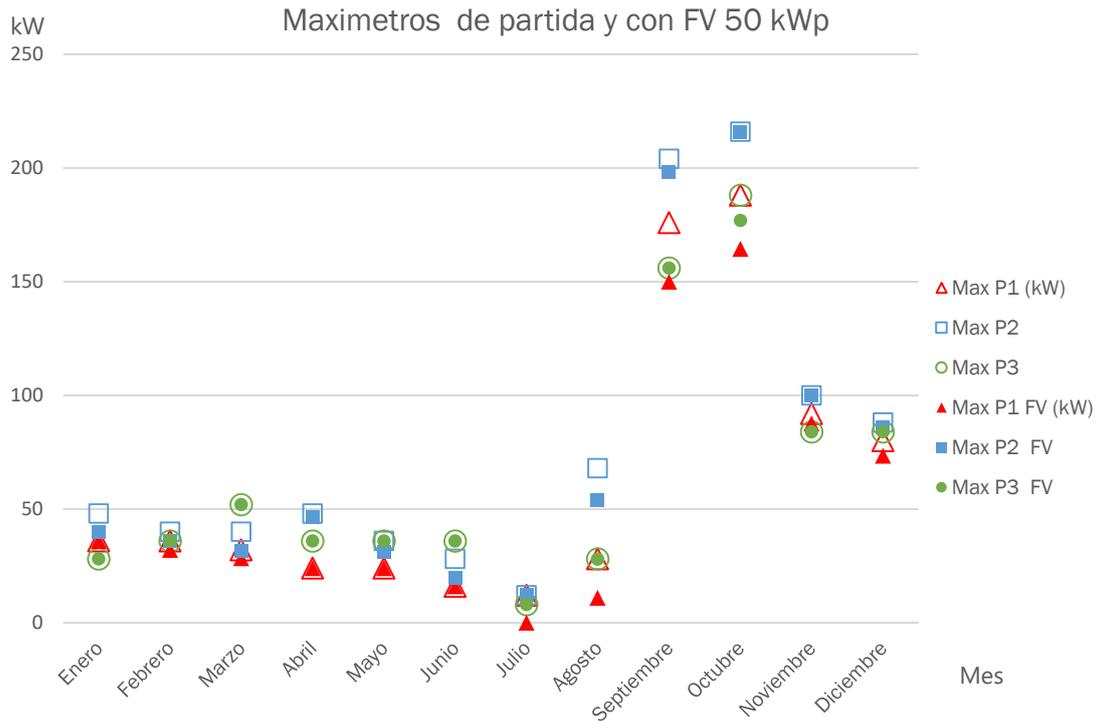
autoconsumida y energía demandada de red con instalación fotovoltaica 50 kWp, los cuales se muestra en la siguiente tabla:

MES	E° red inicial (kWh)	E° FV generada (kWh)	E° autoconsumida (kWh)	E° inyectada (kWh)	E° Red FV (kWh)
Ene	13.090	3.523	2.264	1.259	10.826
Feb	11.569	4.686	2.492	2.194	9.077
Mar	10.535	5.911	2.325	3.586	8.210
Abr	9.257	6.095	2.080	4.015	7.177
May	7.530	6.749	2.230	4.519	5.300
Jun	4.048	7.258	1.149	6.109	2.899
Jul	2.489	8.029	532	7.497	1.957
Ago	4.693	7.867	1.303	6.564	3.390
Sep	38.331	6.564	5.128	1.435	33.203
Oct	65.124	5.436	5.377	60	59.747
Nov	21.686	3.777	3.071	706	18.615
Dic	19.728	3.047	2.411	636	17.317
<b>TOTAL</b>	<b>208.080</b>	<b>68.942</b>	<b>30.363</b>	<b>38.579</b>	<b>177.717</b>

A continuación, se representan gráficamente la energía mensual demandada de la red inicialmente y la energía demandada de la red con una instalación FV de 50 kWp.



La siguiente gráfica representa el cambio en los máxímetros con la incorporación de una instalación FV de 50 kWp. Para cada mes se representan 6 valores, 3 valores de los máxímetros reales (punta, llano y valle), y 3 valores obtenidos de la simulación (punta, llano y valle).



La reducción de los máxímetros en el período punta (P1) es mayor que en llano y valle (P2 y P3 respectivamente) y se centra prácticamente toda en los meses agosto, septiembre y octubre.

La siguiente tabla muestra, del total de energía consumida, cuánta aporta directamente la instalación fotovoltaica (energía autoconsumida) y cuánta se demanda de la red:

	kWh	%
E <sup>a</sup> dem sin FV	208.080	100%
E <sup>a</sup> autocons	30.363	15%
E <sup>a</sup> dem con FV	177.715	85%

La siguiente tabla muestra qué cantidad y porcentaje de la energía generada en la instalación se autoconsume y qué cantidad y porcentaje se vierte a la red:

	kWh	%
E <sup>a</sup> gen Total	68.942	100%
E <sup>a</sup> autocons	30.363	44%
E <sup>a</sup> exportada	38.579	56%

Esta tabla permite conocer el grado de aprovechamiento de la energía generada y ver cómo se acopla la generación con el consumo. En este caso se aprovecha el 44% de la energía generada y el resto se inyecta en la red.

b) Análisis económico

A continuación, se muestran los términos de la factura eléctrica resultante, en concreto, el término de potencia, el término de energía, el impuesto eléctrico y los ingresos por energía inyectada (a un precio estimado de 47,88 €/MWh), una vez descontado el peaje de generación (0,5 €/MWh):

MES	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos netos E <sup>a</sup> Inyectada (€)	Total (€)
Ene	571,55	910,93	75,79	62,17	1.496,11
Feb	534,68	762,76	66,33	108,35	1.255,42
Mar	571,55	679,35	63,95	177,09	1.137,77
Abr	553,13	581,25	58,00	198,24	994,13
May	571,55	423,34	50,87	223,14	822,62
Jun	553,13	228,70	39,97	301,66	520,14
Jul	571,55	154,10	37,10	370,18	392,57
Ago	571,55	270,55	43,05	324,12	561,03
Sep	2.913,76	2.863,91	295,39	70,88	6.002,18
Oct	3.432,95	5.095,29	436,02	2,95	8.961,31
Nov	812,36	1.597,56	123,21	34,85	2.498,28
Dic	710,25	1.469,60	111,45	31,42	2.259,88
<b>TOTAL</b>	<b>12.368,01</b>	<b>15.037,34</b>	<b>1.401,15</b>	<b>1.905,05</b>	<b>26.901,45</b>

La factura detallada obtenida de esta simulación está recogida en el anexo II Facturas simulación instalación renovable.

Comparando estos resultados con la factura de partida se puede estimar el ahorro anual en cada término que se debe a la incorporación de la instalación FV:

	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos netos E <sup>a</sup> Inyectada (€)	Total (€)
Factura inicial	13.197,48	17.790,99	1.584,35	0,00	32.572,81
Factura FV	12.368,01	15.037,34	1.401,15	1.905,05	26.901,45
Ahorro (€)	829,47	2.753,65	183,19	1.905,05	5.671,36
Ahorro (%)	6%	15%	12%	–	17%

Coste aproximado de la instalación:

Coste específico de la instalación	1,2 €/Wp
Potencia instalación FV	50.000 Wp
Coste total de la instalación	60.000,00 €

Período simple de retorno de la inversión:

PRI **10,58 años**

Considerando una inversión inicial de 60.000,00 € y unos flujos de caja constantes de 5.671,36 €/año y una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) se obtiene un VAN a 25 años (vida útil estimada de la instalación) de 37.627,43 €.

VAN **37.627,43 €**

Se ha supuesto que la reducción de la producción fotovoltaica año tras año, así como el coste de mantenimiento se compensa con el aumento de los ingresos de la energía derivada del esperado aumento de precios del mercado de electricidad.

Tasa interna de retorno de la inversión:

TIR **8%**

#### 6.8.4.2 Instalación fotovoltaica 100 kWp

##### a) Análisis energético

La simulación realizada con el software PVSOL, estima una producción anual de energía eléctrica de 137.710 kWh, es decir, 1.377 horas solares pico equivalentes.

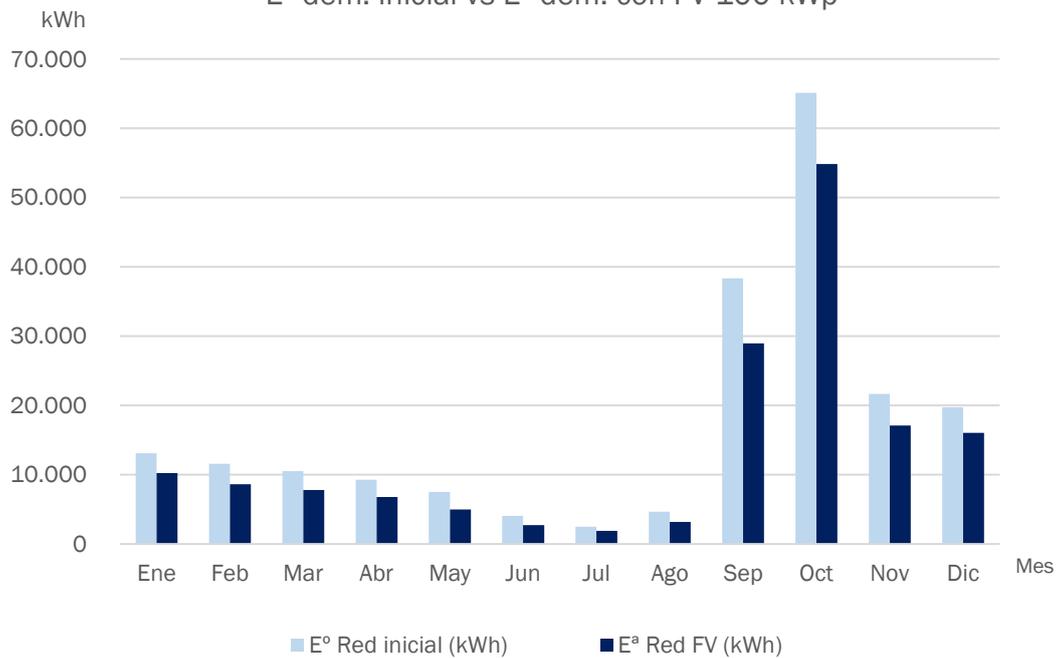
Eª generada (kWh)	Potencia instalada (kWp)	h.s.p.e (horas)
137.710	100	1.377

A partir de los datos cuarto-horarios, tanto de la generación fotovoltaica como de la energía demandada se han calculado los valores mensuales de Energía generada, inyectada, autoconsumida y energía demandada de red con instalación fotovoltaica 100 kWp, los cuales se muestra en la siguiente tabla:

MES	Eª Red inicial (kWh)	Eª FV generada (kWh)	Eª autoconsumida (kWh)	Eª inyectada (kWh)	Eª Red FV (kWh)
Ene	13.090	7.040	2.851	4.188	10.239
Feb	11.569	9.358	2.944	6.414	8.625
Mar	10.535	11.805	2.730	9.075	7.805
Abr	9.257	12.173	2.475	9.699	6.782
May	7.530	13.482	2.568	10.915	4.962
Jun	4.048	14.500	1.316	13.183	2.732
Jul	2.489	16.038	599	15.439	1.890
Ago	4.693	15.709	1.488	14.221	3.205
Sep	38.331	13.113	9.396	3.717	28.935
Oct	65.124	10.856	10.284	571	54.840
Nov	21.686	7.545	4.591	2.954	17.095
Dic	19.728	6.092	3.665	2.427	16.063
<b>TOTAL</b>	<b>208.080</b>	<b>137.711</b>	<b>44.906</b>	<b>92.804</b>	<b>163.174</b>

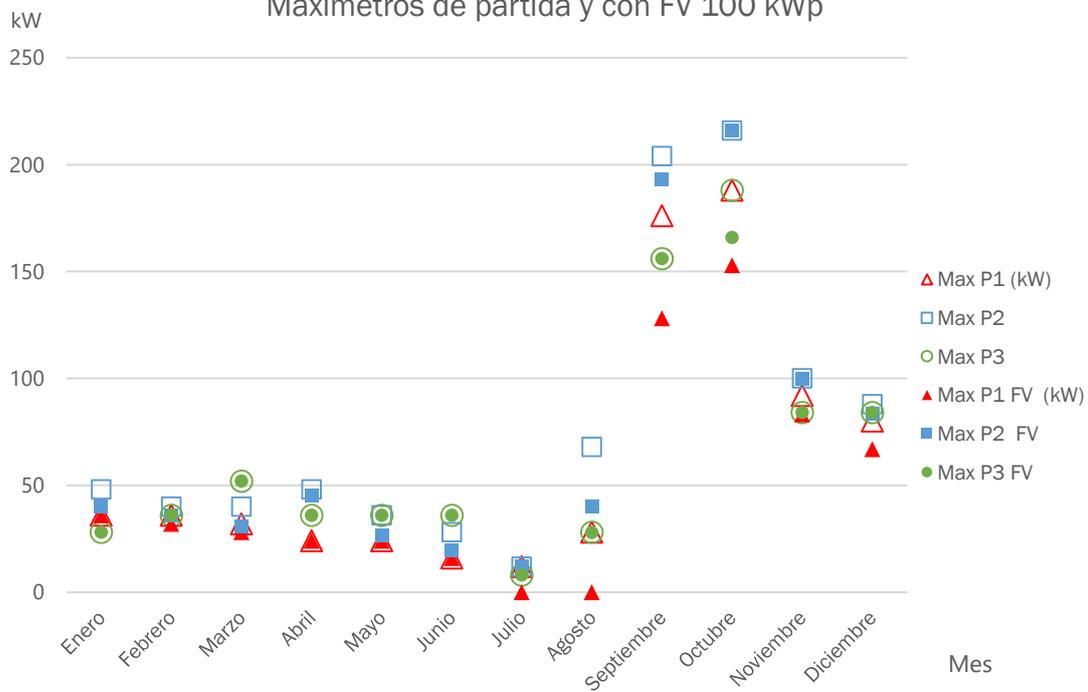
A continuación, se representan gráficamente la energía mensual demandada de la red inicialmente y la energía demandada de la red con una instalación FV de 100 kWp.

E<sup>a</sup> dem. inicial vs E<sup>a</sup> dem. con FV 100 kWp



La siguiente gráfica representa el cambio en los máxímetros con la incorporación de una instalación FV de 100 kWp. Para cada mes se representan 6 valores, 3 valores de los máxímetros reales (punta, llano y valle), y 3 valores obtenidos de la simulación (punta, llano y valle).

Maxímetros de partida y con FV 100 kWp



Ocurre lo mismo que en el caso anterior, la reducción de los máxímetros es mayor en punta, que en los períodos llano y valle, siendo mayor en los meses de agosto septiembre y octubre. Cabe destacar la reducción del máxímetro en período valle en el mes de octubre que es debido a que el momento de mayor demanda de ese mes coincidió con un día no laborable en horas de alta producción fotovoltaica.

La siguiente tabla muestra, del total de energía consumida, cuánta aporta directamente la instalación fotovoltaica (energía autoconsumida) y cuánta se demanda de la red:

	kWh	%
E <sup>a</sup> dem sin FV	208.080	100%
E <sup>a</sup> autocons	44.906	22%
E <sup>a</sup> dem con FV	163.174	78%

La siguiente tabla muestra qué cantidad y porcentaje de la energía generada en la instalación se autoconsume y qué cantidad y porcentaje se vierte a la red:

	kWh	%
E <sup>a</sup> gen Total	137.711	100%
E <sup>a</sup> autocons	44.906	33%
E <sup>a</sup> exportada	92.804	67%

En este caso se autoconsume el 33% de la energía generada y el resto se inyecta en la red.

#### b) Análisis económico

A continuación, se muestran los términos de la factura eléctrica resultante, en concreto, el término de potencia, el término de energía, el impuesto eléctrico y los ingresos por energía inyectada (a un precio estimado de 47,88 €/MWh), una vez descontado el peaje de generación (0,5 €/MWh):

MES	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos netos E <sup>a</sup> inyectada (€)	Total (€)
Ene	565,09	859,16	72,82	206,81	1.290,26
Feb	528,64	721,34	63,91	316,74	997,15
Mar	565,09	642,39	61,73	448,14	821,08
Abr	546,87	544,80	55,81	478,93	668,55
May	565,09	392,18	48,94	538,96	467,25
Jun	546,87	214,02	38,90	650,98	148,81
Jul	565,09	148,49	36,48	762,39	-12,33
Ago	565,09	253,28	41,84	702,21	158,00
Sep	2.564,55	2.464,49	257,12	183,57	5.102,59
Oct	3.257,54	4.656,66	404,63	28,21	8.290,61
Nov	824,07	1.463,25	116,94	145,88	2.258,38
Dic	702,66	1.359,70	105,44	119,87	2.047,93
<b>TOTAL</b>	<b>11.796,65</b>	<b>13.719,75</b>	<b>1.304,58</b>	<b>4.582,68</b>	<b>22.238,29</b>

La factura detallada obtenida de esta simulación está recogida en el anexo II Facturas simulación instalación renovable.

Comparando estos resultados con la factura de partida se puede estimar el ahorro anual en cada término que se debe a la incorporación de la instalación FV:

	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos netos E <sup>a</sup> inyectada (€)	Total (€)
Factura Real	13.197,48	17.790,99	1.584,35	0,00	32.572,81
Factura FV	11.796,65	13.719,75	1.304,58	4.582,68	22.238,29
Ahorro (€)	1.400,83	4.071,23	279,77	4.582,68	10.334,52
Ahorro (%)	11%	23%	18%	–	32%

Coste aproximado de la instalación:

Coste específico de la instalación	1,2 €/Wp
Potencia instalación FV	100.000 Wp
Coste total de la instalación	120.000,00 €

Período simple de retorno de la inversión:

PRI	11,61 años
-----	------------

Considerando una inversión inicial de 120.000,00 € y unos flujos de caja constantes de 10.334,52 €/año y una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) se obtiene un VAN a 25 años (vida útil estimada de la instalación) de 58.210,20 €.

VAN	58.210,20 €
-----	-------------

Se ha supuesto que la reducción de la producción fotovoltaica año tras año, así como el coste de mantenimiento se compensa con el aumento de los ingresos de la energía derivada del posible aumento de precios del mercado de electricidad.

Tasa interna de retorno de la inversión:

TIR	7%
-----	----

#### 6.8.4.3 Instalación fotovoltaica 150 kWp

##### a) Análisis energético

La simulación realizada con el software PVSOL, estima una producción anual de energía eléctrica de 206.418 kWh, es decir, 1.377 horas solares pico equivalentes.

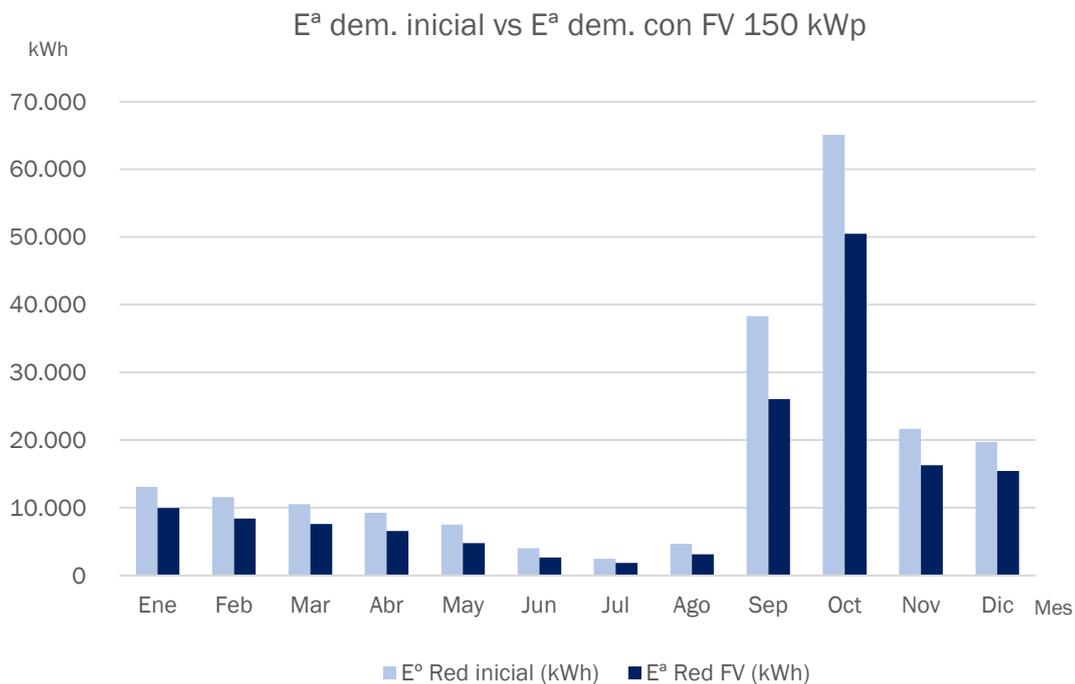
E <sup>a</sup> generada (kWh)	Potencia instalada (kWp)	h.s.p.e (horas)
206.418	150	1.377

A partir de los datos cuarto-horarios tanto de la generación fotovoltaica como de la energía demandada se han calculado los valores mensuales de Energía generada, inyectada,

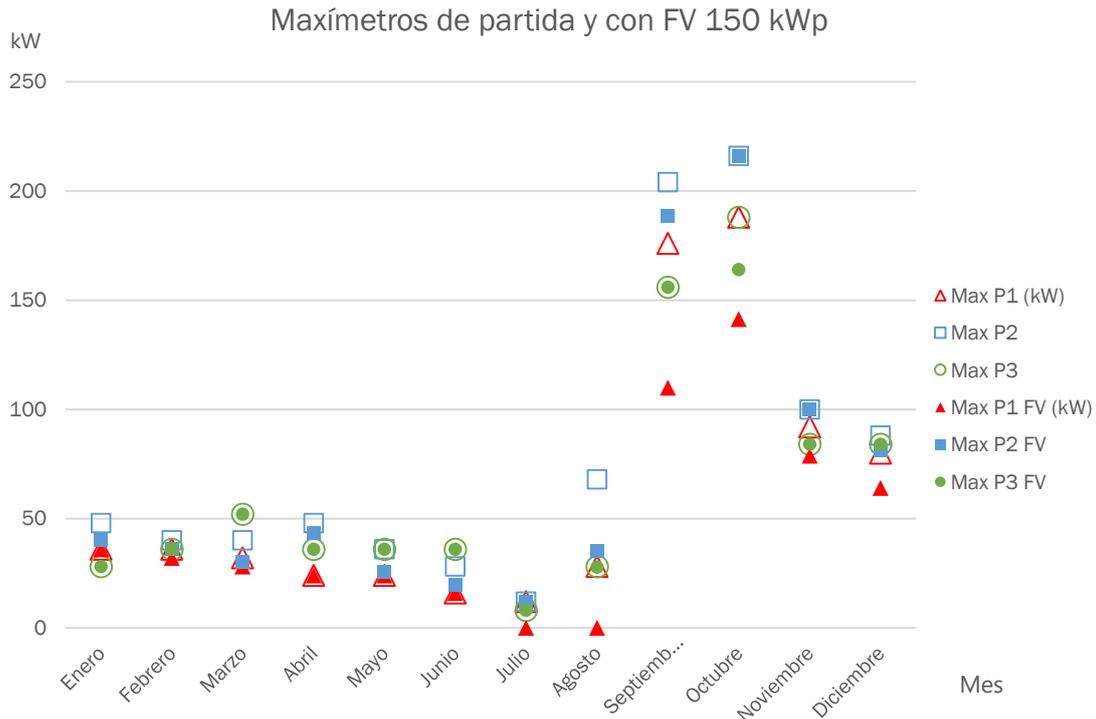
autoconsumida y energía demandada de red con instalación fotovoltaica 150 kWp, los cuales se muestra en la siguiente tabla:

MES	Eº Red inicial (kWh)	Eª FV generada (kWh)	Eª autoconsumida (kWh)	Eª inyectada (kWh)	Eª Red FV (kWh)
Ene	13.090	10.553	3.101	7.451	9.989
Feb	11.569	14.026	3.136	10.889	8.433
Mar	10.535	17.695	2.912	14.783	7.623
Abr	9.257	18.246	2.682	15.564	6.575
May	7.530	20.210	2.723	17.487	4.807
Jun	4.048	21.735	1.392	20.342	2.656
Jul	2.489	24.040	634	23.406	1.855
Ago	4.693	23.544	1.569	21.975	3.124
Sep	38.331	19.657	12.277	7.380	26.054
Oct	65.124	16.270	14.648	1.622	50.476
Nov	21.686	11.310	5.381	5.930	16.305
Dic	19.728	9.134	4.295	4.838	15.433
<b>TOTAL</b>	<b>208.080</b>	<b>206.419</b>	<b>54.751</b>	<b>151.668</b>	<b>153.329</b>

A continuación, se representan gráficamente la energía mensual demandada de la red inicialmente y la energía demandada de la red con una instalación FV de 150 kWp.



A continuación, se representa gráficamente el cambio en los máxímetros con la incorporación de una instalación FV de 150 kWp. Para cada mes se representan 6 valores, 3 valores de los máxímetros reales (punta, llano y valle), y 3 valores obtenidos de la simulación (punta, llano y valle).



Nos encontramos la misma situación que en los casos anteriores, mayor reducción en período punta (P1), en este caso la reducción es levemente mayor.

La siguiente tabla muestra, del total de energía consumida, cuánta aportaría directamente la instalación fotovoltaica (energía autoconsumida) y cuánta se demandaría de la red:

	kWh	%
E <sup>a</sup> dem sin FV	208.080	100%
E <sup>a</sup> autocons	54.751	26%
E <sup>a</sup> dem con FV	153.329	74%

La siguiente tabla muestra qué cantidad y porcentaje de la energía generada en la instalación se autoconsume y qué cantidad y porcentaje se vierte a la red:

	kWh	%
E <sup>a</sup> gen Total	206.419	100%
E <sup>a</sup> autocons	54.751	27%
E <sup>a</sup> exportada	151.668	73%

En este caso se autoconsume el 27% de la energía generada y el resto se inyecta en la red.

b) Análisis económico:

A continuación, se muestran los términos de la factura eléctrica resultante, en concreto, el término de potencia, el término de energía, el impuesto eléctrico y los ingresos por energía inyectada (a un precio estimado de 47,88 €/MWh), una vez descontado el peaje de generación (0,5 €/MWh):

MES	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos netos E <sup>a</sup> Inyectada (€)	Total (€)
Ene	559,60	837,23	71,42	367,94	1.100,31
Feb	523,51	703,74	62,75	537,72	752,28
Mar	559,60	625,68	60,60	729,99	515,89
Abr	541,56	525,62	54,56	768,55	353,19
May	559,60	378,10	47,94	863,48	122,16
Jun	541,56	207,65	38,31	1.004,51	-216,99
Jul	559,60	145,52	36,05	1.155,80	-414,63
Ago	559,60	246,26	41,20	1.085,39	-238,33
Sep	2.275,25	2.197,44	228,68	364,42	4.336,95
Oct	3.093,18	4.266,37	376,27	80,10	7.655,71
Nov	836,67	1.393,40	114,02	292,81	2.051,28
Dic	691,28	1.303,92	102,01	238,92	1.858,30
<b>TOTAL</b>	<b>11.301,01</b>	<b>12.830,94</b>	<b>1.233,79</b>	<b>7.489,62</b>	<b>17.876,12</b>

La factura detallada obtenida de esta simulación está recogida en el anexo I, Facturas eléctricas obtenidas en las simulaciones.

Comparando estos resultados con la factura de partida se puede estimar el ahorro anual en cada término que se debe a la incorporación de la instalación FV:

	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos netos E <sup>a</sup> Inyectada (€)	Total (€)
Factura Real	13.197,48	17.790,99	1.584,35	0,00	32.572,81
Factura FV	11.301,01	12.830,94	1.233,79	7.489,62	17.876,12
Ahorro (€)	1.896,47	4.960,04	350,55	7.489,62	14.696,69
Ahorro (%)	14%	28%	22%	–	45%

Coste aproximado de la instalación:

Coste específico de la instalación	1,2 €/Wp
Potencia instalación FV	150.000 Wp
Coste total de la instalación	180.000,00 €

Período simple de retorno de la inversión:

PRI **12,25 años**

Considerando una inversión inicial de 180.000,00 € y unos flujos de caja constantes de 14.696,69 €/año y una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) se obtiene un VAN a 25 años (vida útil estimada de la instalación) de 73.704,50 €.

VAN **73.704,50 €**

Se ha supuesto que la reducción de la producción fotovoltaica año tras año, así como el coste de mantenimiento se compensa con el aumento de los ingresos de la energía derivada del esperado aumento de precios del mercado de electricidad.

Tasa interna de retorno de la inversión:

TIR	6,5 %
-----	-------

#### 6.8.4.4 Instalación fotovoltaica 200 kWp

##### a) Análisis energético

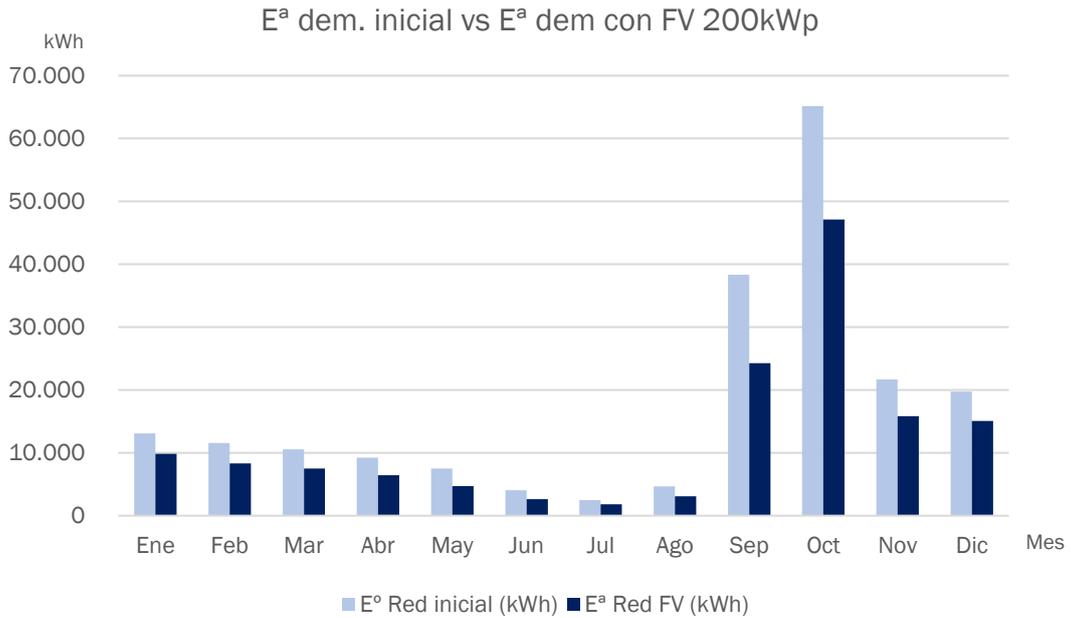
La simulación realizada con el software PVSOL, estima una producción anual de energía eléctrica de 275.241 kWh, es decir, 1.377 horas solares pico equivalentes.

Eª generada (kWh)	Potencia instalada (kWp)	h.s.p.e (horas)
275.241	200	1.377

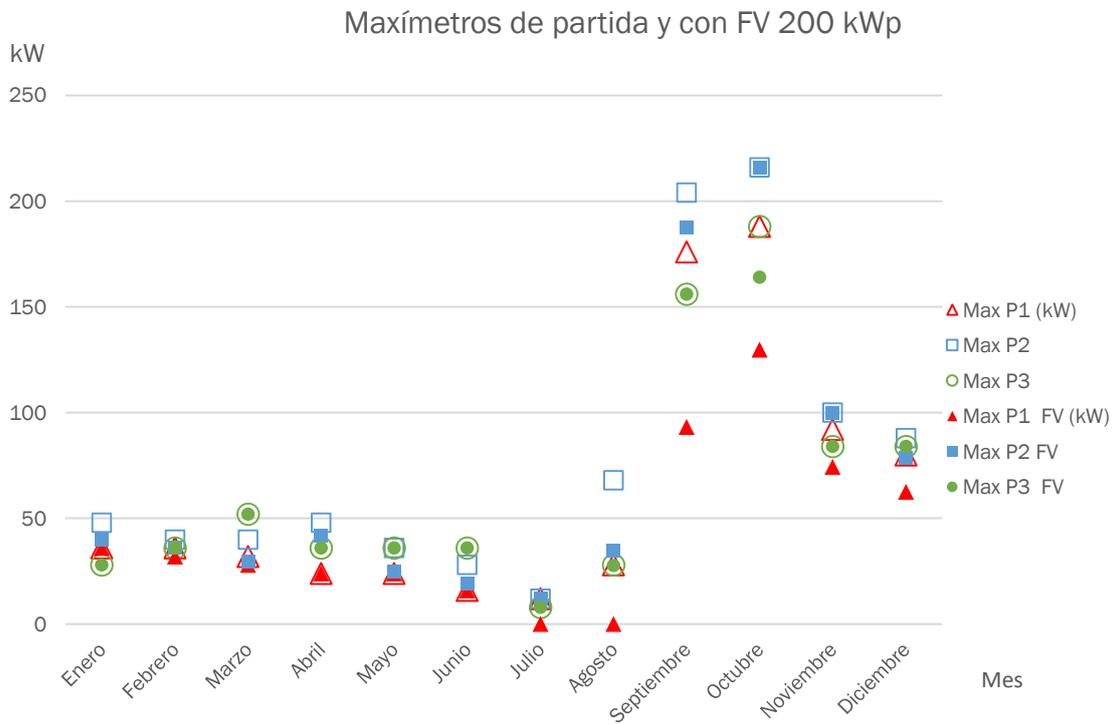
A partir de los datos cuarto-horarios, tanto de la generación fotovoltaica como de la energía demandada se han calculado los valores mensuales de Energía generada, inyectada, autoconsumida y energía demandada de red con instalación fotovoltaica 200 kWp, los cuales se muestra en la siguiente tabla:

MES	Eº Red inicial (kWh)	Eª FV generada (kWh)	Eª autoconsumida (kWh)	Eª inyectada (kWh)	Eª Red FV (kWh)
Ene	13.090	14.072	3.267	10.805	9.823
Febr	11.569	18.702	3.243	15.459	8.326
Mar	10.535	23.594	3.041	20.553	7.494
Abr	9.257	24.329	2.811	21.518	6.446
May	7.530	26.948	2.817	24.131	4.713
Jun	4.048	28.982	1.443	27.539	2.605
Jul	2.489	32.056	653	31.403	1.836
Ago	4.693	31.392	1.609	29.783	3.084
Sep	38.331	26.210	14.084	12.126	24.247
Oct	65.124	21.694	18.024	3.670	47.100
Nov	21.686	15.082	5.852	9.230	15.834
Dic	19.728	12.181	4.649	7.532	15.079
<b>TOTAL</b>	<b>208.080</b>	<b>275.242</b>	<b>61.494</b>	<b>213.748</b>	<b>146.586</b>

A continuación, se representan gráficamente la energía mensual demandada de la red inicialmente y la energía demandada de la red con una instalación FV de 200 kWp.



A continuación, se representa gráficamente el cambio en los máxímetros con la incorporación de una instalación FV de 200 kWp. Para cada mes se representan 6 valores, 3 valores de los máxímetros reales (punta, llano y valle), y 3 valores obtenidos de la simulación (punta, llano y valle).



Misma situación en cuanto a la reducción de máxímetros que en las otras instalaciones, en este caso ligeramente aumentada.

La siguiente tabla muestra, del total de energía consumida, cuánta aporta directamente la instalación fotovoltaica (energía autoconsumida) y cuánta se demanda de la red:

	kWh	%
E <sup>a</sup> dem sin FV	208.080	100%
E <sup>a</sup> autocons	61.494	30%
E <sup>a</sup> dem con FV	146.586	70%

La siguiente tabla muestra qué cantidad y porcentaje de la energía generada en la instalación se autoconsume y qué cantidad y porcentaje se vierte a la red:

	kWh	%
E <sup>a</sup> gen Total	275.242	100%
E <sup>a</sup> autocons	61.494	22%
E <sup>a</sup> exportada	213.748	78%

En este caso, se autoconsume el 22% de la energía generada y el resto se inyecta en la red.

b) Análisis económico

A continuación, se muestran los términos de la factura eléctrica resultante, en concreto, el término de potencia, el término de energía, el impuesto eléctrico y los ingresos por energía inyectada (a un precio estimado de 47,88€/MWh), una vez descontado el peaje de generación (0,5 €/MWh):

MES	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos netos E <sup>a</sup> Inyectada (€)	Total (€)
Ene	551,95	822,54	70,27	533,57	911,20
Feb	516,35	693,99	61,88	763,34	508,87
Mar	551,95	613,61	59,59	1.014,91	210,25
Abr	534,16	513,64	53,57	1.062,55	38,82
May	551,95	369,71	47,12	1.191,60	-222,81
Jun	534,16	203,47	37,71	1.359,86	-584,52
Jul	551,95	143,98	35,58	1.550,67	-819,16
Ago	551,95	243,08	40,65	1.471,24	-635,56
Sep	2.040,03	2.028,70	208,02	598,80	3.677,96
Oct	2.937,89	3.964,69	352,91	181,22	7.074,27
Nov	854,43	1.351,55	112,78	455,76	1.863,00
Dic	687,99	1.272,30	100,22	371,91	1.688,60
<b>TOTAL</b>	<b>10.864,76</b>	<b>12.221,27</b>	<b>1.180,32</b>	<b>10.555,42</b>	<b>13.710,93</b>

La factura detallada obtenida de esta simulación está recogida en el anexo II Facturas simulación instalación renovable.

Comparando estos resultados con la factura de partida se puede estimar el ahorro anual en cada término que se debe a la incorporación de la instalación FV:

	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos netos E <sup>a</sup> Inyectada (€)	Total (€)
Factura Real	13.197,48	17.790,99	1.584,35	0,00	32.572,81
Factura FV	10.864,76	12.221,27	1.180,32	10.555,42	13.710,93
Ahorro (€)	2.332,72	5.569,72	404,03	10.555,42	18.861,88
Ahorro (%)	18%	31%	26%	--	58%

Coste aproximado de la instalación:

Coste específico de la instalación	1,2 €/Wp
Potencia instalación FV	200.000 Wp
Coste aproximado de la instalación	240.000,00 €

Período simple de retorno de la inversión:

PRI **12,72 años**

Considerando una inversión inicial de 240.000,00 € y unos flujos de caja constantes de 18.861,71 €/año y una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) se obtiene un VAN a 25 años (vida útil estimada de la instalación) de -85.868,71 €.

VAN **-85.868,71 €**

Se ha supuesto que la reducción de la producción fotovoltaica, así como el coste de mantenimiento se compensa con el aumento de los ingresos de la energía derivada del posible aumento de precios del mercado de electricidad.

Tasa interna de retorno de la inversión:

TIR **6%**

#### 6.8.4.5 Comparación de resultados

Obtenidos los resultados de las simulaciones de las cuatro instalaciones fotovoltaicas, se van a resumir y comparar entre ellas.

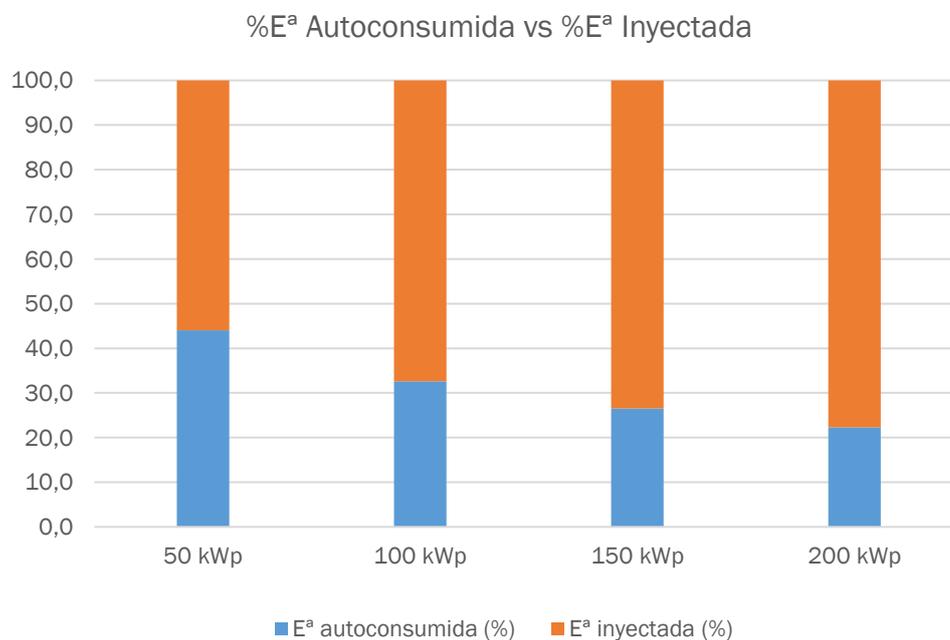
##### 6.8.4.5.1 Análisis energético

- Comparativa de los flujos de energía en las distintas instalaciones fotovoltaicas.

A continuación, se representan agrupados los flujos anuales de energía consumida inicialmente y la energía consumida de red, generada, exportada y autoconsumida con instalación fotovoltaica en los 4 casos estudiados:

	50 kWp		100 kWp		150 kWp		200 kWp	
E <sup>a</sup> dem. Inicial (kWh/año)	208.080	<b>100%</b>	208.080	<b>100%</b>	208.080	<b>100%</b>	208.080	<b>100%</b>
E <sup>a</sup> gen. FV (kWh/año)	68.942 (100%)	33%	137.710 (100%)	66%	206.418 (100%)	99%	275.241 (100%)	132%
E <sup>a</sup> autocons (kWh/año)	30.363 (44%)	<b>15%</b>	44.906 (32,6%)	<b>22%</b>	54.750 (26,5%)	<b>26%</b>	61.493 (22,3%)	<b>30%</b>
E <sup>a</sup> exportada (kWh/año)	38.579 (56%)	19%	92.804 (67,4%)	45%	151.667 (73,5%)	73%	213.748 (77,7%)	103%
E <sup>a</sup> dem. con FV (kWh/año)	177.717	<b>85%</b>	163.174	<b>78%</b>	153.329	<b>74%</b>	146.586	<b>70%</b>

En la siguiente gráfica se representan los datos de porcentajes de energía autoconsumida y exportada de la tabla anterior.

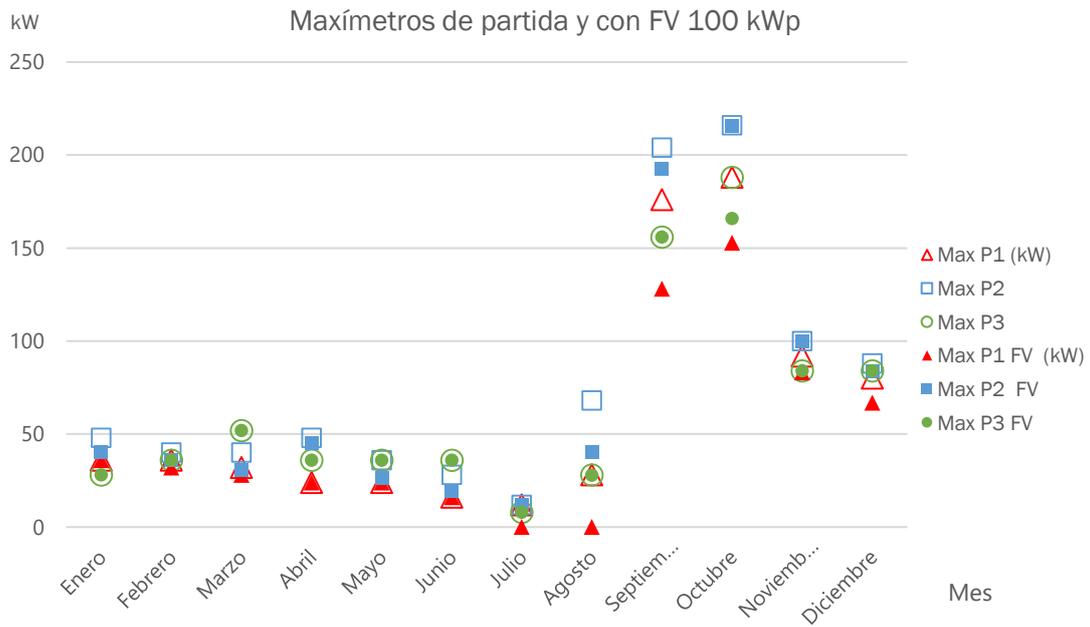
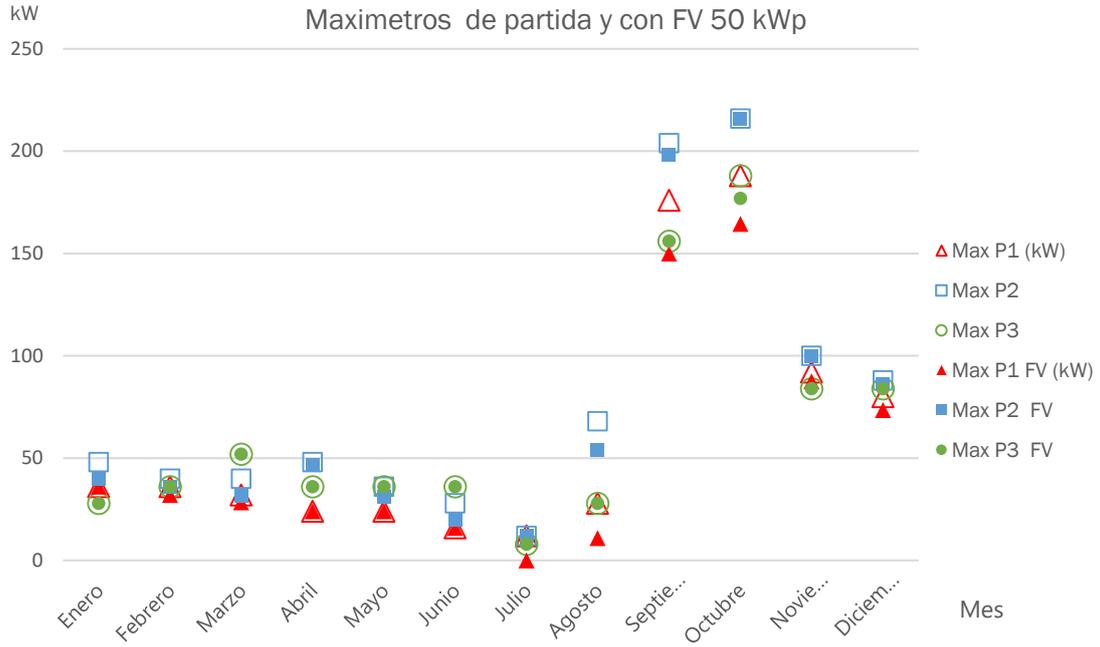


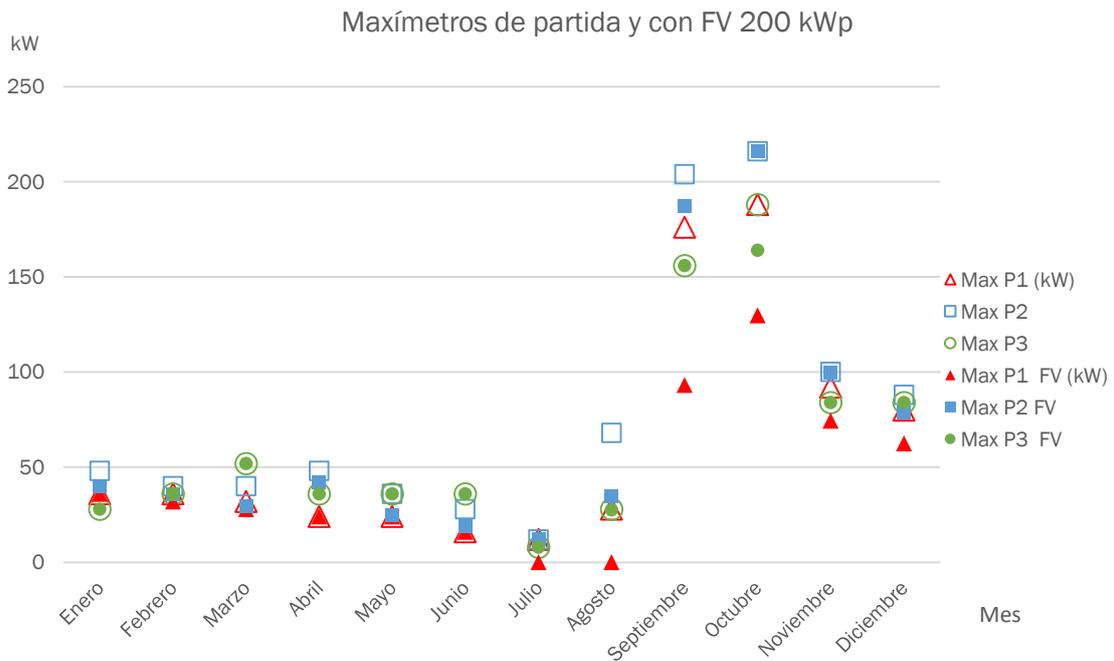
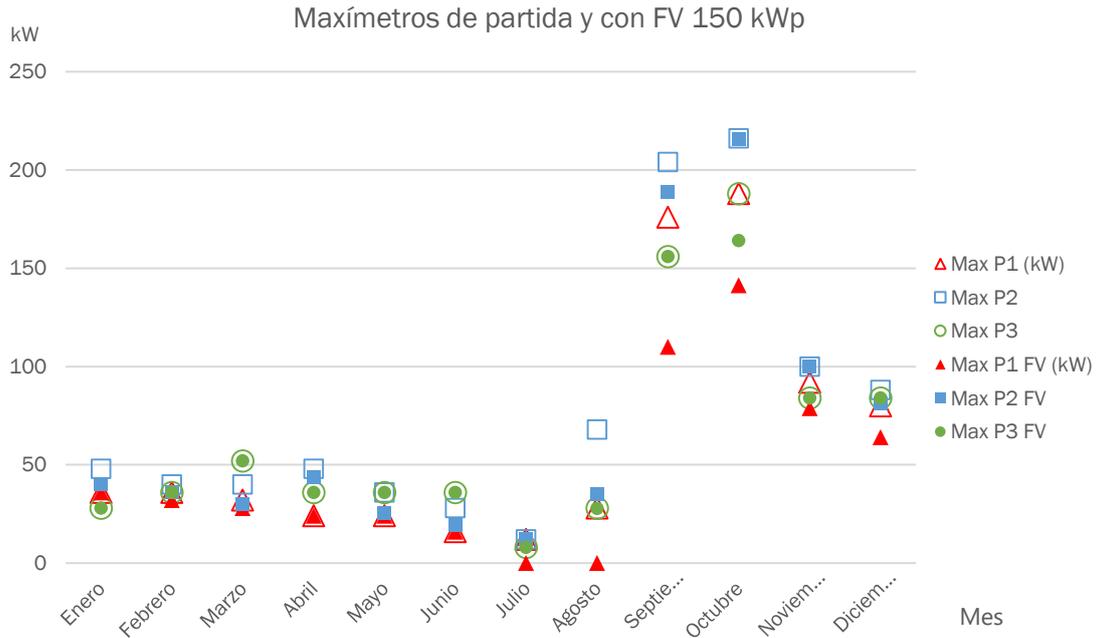
En la gráfica, se aprecia que la tasa de energía autoconsumida respecto a la total generada desciende con el tamaño, lo que indica que la generación no se solapa adecuadamente con la demanda. Esto es relevante en la factura porque el precio obtenido de la energía vertida es igual al precio del mercado diario (50 €/MWh aprox) y el ahorro obtenido por autoconsumir es igual al precio al que se consume de la red, es decir, el del mercado diario más todos los peajes, cargos e impuestos correspondientes (120 €/MWh aprox). Por lo tanto, siempre es mucho más ventajoso económicamente autoconsumir lo generado que verterlo a la red.

Una posible solución sería contar con un sistema de almacenamiento que permitiera acumular la energía generada excedentaria y aprovecharla en los períodos en los que la demanda es mayor que la generación.

- Análisis de la reducción de los máxímetros con la incorporación de cada instalación fotovoltaica.

Las siguientes 4 gráficas representan los máxímetros originales y los máxímetros obtenidos de cada instalación:





La reducción de los máxímetros en las cuatro instalaciones se limita casi en su totalidad al periodo punta (P1). Además, esta reducción de los máxímetros en punta sólo es significativa en verano. Esto es debido a las horas que abarca cada período.

Las horas de cada período para una tarifa 3.1A, como se ha explicado en el apartado 4.3.4 Períodos horarios, son las siguientes:



El período punta en verano (del 27/3 al 30/10) abarca de 10:00 a 16:00. Toda esta franja son horas de alta producción fotovoltaica, por lo que es más probable que se consiga una reducción de los máxímetros.

Sin embargo, el período punta en invierno es de 17-23, horas en las que es menos probable que la instalación fotovoltaica reduzca los máxímetros. En período punta en invierno y en llano y valle durante todo el año ocurre la misma situación, algunas de las horas de estos períodos coinciden con las de baja producción fotovoltaica (noche, amanecer o anochecer), lo que hace probable que durante un mes se registre un máximo en alguna de esas horas y anule cualquier reducción conseguida en el resto del mismo período.

Además, es muy importante tener en cuenta que los resultados obtenidos de reducción de máxímetros y ahorro son poco fiables. La tecnología fotovoltaica es no gestionable, por lo tanto, no es posible decidir cuándo generar, así que, en el plano real, puede darse perfectamente la situación de que, cada mes, haya un día con alta demanda eléctrica y baja producción fotovoltaica (un día nublado) y lleve a cero la reducción anual en los máxímetros.

#### 6.8.4.5.2 Análisis económico

- En primer lugar, se van a analizar las ratios de rentabilidad de cada instalación:

Instalación FV	Inversión (€)	Ahorro anual (€)	PRI (años)	VAN (€)	TIR (%)
50 kWp	60.000,00	5.671,36	10,58	37.627,43	8%
100 kWp	120.000,00	10.334,52	11,61	58.210,20	7%
150 kWp	180.000,00	14.696,69	12,25	73.704,50	6,5%
200 kWp	240.000,00	18.861,88	12,72	85.868,71	6,0%

Se observa que según aumenta el tamaño de la instalación, la rentabilidad disminuye sutilmente.

Esta reducción de la rentabilidad es a causa de las dos conclusiones obtenidas del análisis energético.

Por un lado, como se ha analizado, al aumentar el tamaño, disminuye el porcentaje de energía generada autoconsumida, y como autoconsumir es sensiblemente más rentable que verter, se pierde parte del ahorro potencial en este término de la factura.

Por otro lado, el que la instalación sea no gestionable hace que, como se ha visto, una mayor instalación no tenga relación directa con la reducción de los máxímetros y que, aunque aumente la potencia nominal de la instalación, el término de potencia casi no se vea afectado.

### 6.8.4.5.3 Análisis de sensibilidad y conclusiones en el caso fotovoltaico

El cálculo de los ingresos por energía inyectada se ha hecho suponiendo que se recibe un precio medio por MWh de 49,88 €. A continuación, se calcularán los ahorros y de nuevo, el PRI, el VAN y la TIR suponiendo una variación de este precio medio (30 a 70 €/MWh) para conocer cómo podría variar la rentabilidad si el precio obtenido por la energía fluctuase.

Instalación FV	Precio medio energía (€/MWh)	Inversión (€)	Ahorro anual (€)	PRI (años)	VAN (€)	TIR (%)
I. FV 50 kWp	30,00	60.000,00	4.904,40	12,23	24.661,26	6%
	40,00	60.000,00	5.290,20	11,34	31.183,48	7%
	<b>49,88</b>	60.000,00	5.671,36	10,58	37.627,43	8%
	60,00	60.000,00	6.061,78	9,90	44.227,91	9%
	70,00	60.000,00	6.447,58	9,31	50.750,13	10%
I. FV 100 kWp	30,00	120.000,00	8.489,57	14,13	27.019,48	5%
	40,00	120.000,00	9.417,61	12,74	42.708,98	6%
	<b>49,88</b>	120.000,00	10.334,52	11,61	58.210,20	7%
	60,00	120.000,00	11.273,70	10,64	74.087,97	8%
	70,00	120.000,00	12.201,74	9,83	89.777,46	9%
I. FV 150 kWp	30,00	180.000,00	11.681,43	15,41	22.728,55	4%
	40,00	180.000,00	13.198,16	13,64	48.370,38	5%
	<b>49,88</b>	180.000,00	14.696,69	12,25	73.704,50	6%
	60,00	180.000,00	16.231,62	11,09	99.654,03	8%
	70,00	180.000,00	17.748,36	10,14	125.295,86	9%
I. FV 200 kWp	30,00	240.000,00	14.612,36	16,42	14.026,32	4%
	40,00	240.000,00	16.749,95	14,33	50.164,34	5%
	<b>49,88</b>	240.000,00	18.861,88	12,72	85.868,71	6%
	60,00	240.000,00	21.025,12	11,41	122.440,39	7%
	70,00	240.000,00	23.162,71	10,36	158.578,41	8%

El precio de la energía afecta más a la rentabilidad cuanto mayor es la instalación porque, como se ha explicado, el porcentaje de energía vertida a la red respecto del total generado aumenta con el tamaño, siendo poco relevante en la instalación de 50 kWp y muy relevante en la de 200 kWp.

Del análisis realizado para una instalación fotovoltaica, se puede extraer que la inversión no resulta, a priori, interesante en ningún escenario, primero porque los períodos de retorno que resultan están por encima de los 10 años en la mayoría de los casos y segundo porque, como se ha demostrado, no es una estrategia fiable para la reducción del término de potencia.

### 6.8.5 Instalación Eólica

En este apartado se han obtenido los datos de generación a partir de software propio de proveedores de aerogeneradores y a partir de estimaciones utilizando Matlab. Se darán como variables de entrada, las coordenadas del emplazamiento y los datos de viento disponibles del emplazamiento y se simulará el perfil de generación para un año completo. Las potencias de generación que se han simulado han sido 20, 40, 100 y 200 kW. Los resultados de estas simulaciones se recogen en el siguiente apartado.

Para la simulación se utilizarán o bien los datos cuarto-horarios de producción facilitados por proveedores de aerogeneradores de baja y media potencia a partir de los datos de velocidad y dirección del viento en el emplazamiento de la bodega o bien estimaciones propias realizadas mediante Matlab a partir de la curva de producción del aerogenerador y los mismos datos de velocidad y dirección del viento.

Se van a realizar los cálculos con los siguientes tamaños de instalación:

- Instalación 20 kW (1 aerogenerador Enair E200 20 kW)
- Instalación 40 kW (2 aerogeneradores Enair E200 20 kW)
- Instalación 100 kW (1 aerogenerador Norvento nED100)
- Instalación 200 kW (2 aerogeneradores Norvento nED100)

Los datos técnicos de los aerogeneradores utilizados en este apartado vienen recogidos en el anexo III ficha técnica aerogeneradores.

#### 6.8.5.1 Instalación eólica 20 kW

En este caso, la simulación se ha realizado a partir de los datos de producción mensual facilitados por el proveedor y a partir de una estimación propia realizada con la curva de producción y los datos de velocidad de viento de una estación meteorológica cercana [5].

##### a) Análisis energético:

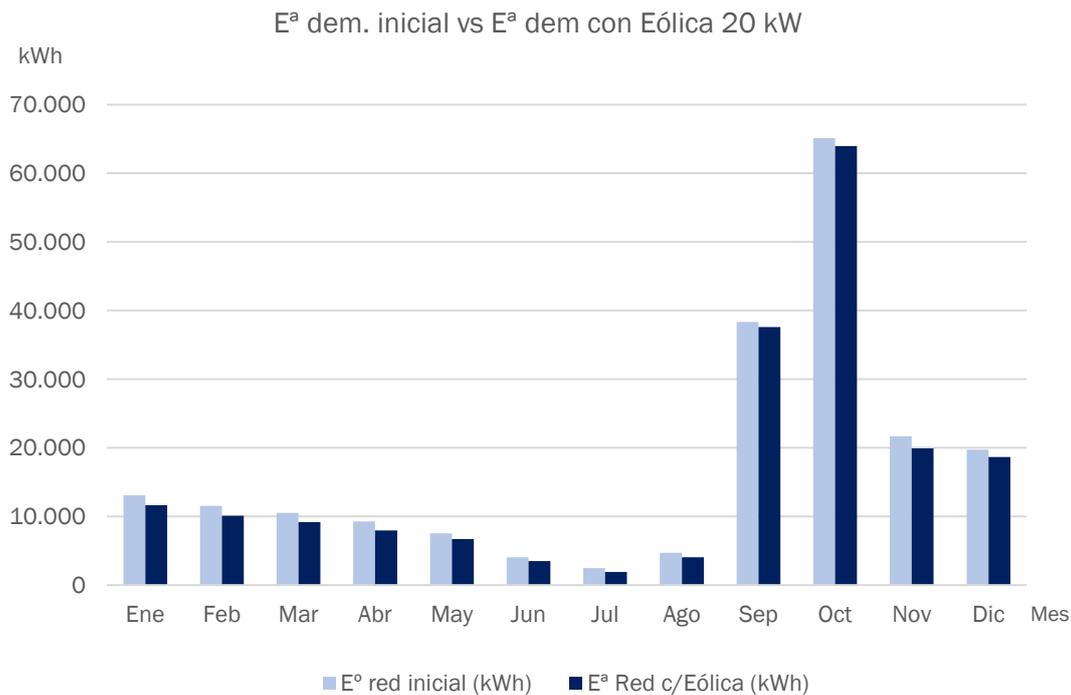
La simulación realizada, estima una producción anual de energía eléctrica de 25.290 kWh, es decir 1.265 horas equivalentes.

E <sup>a</sup> generada (kWh)	Potencia instalada (kW)	h.h.e.e (horas)
25.290	20	1.265

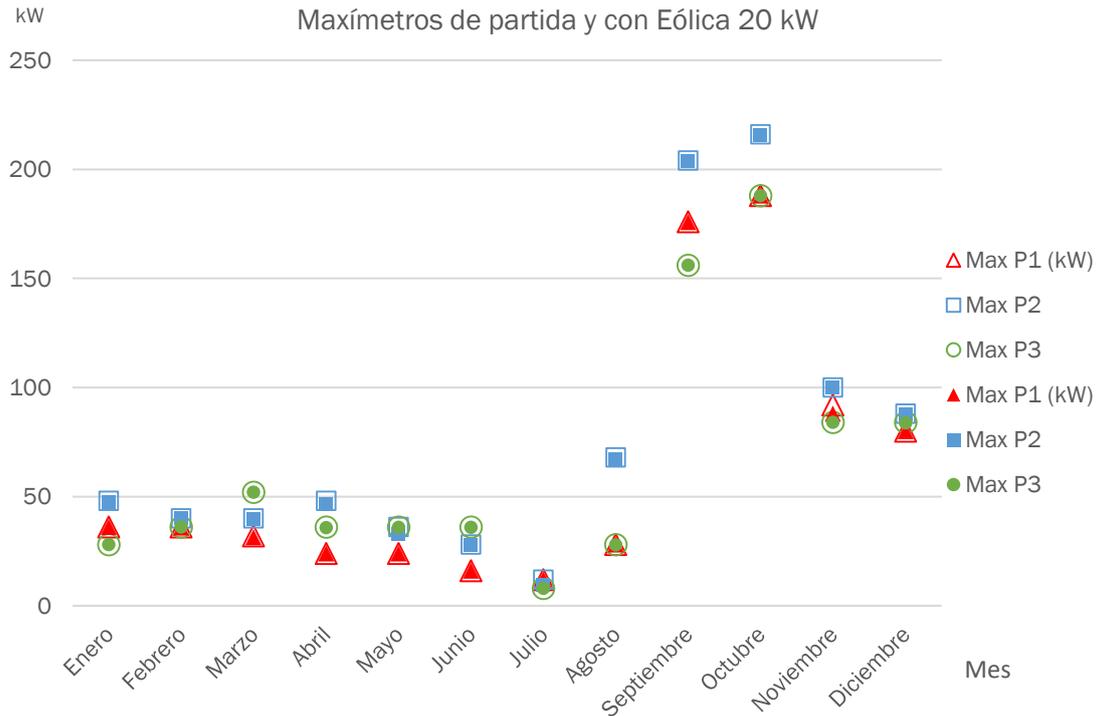
A partir de los datos cuarto-horarios, tanto de la generación eólica como de la energía demandada se han calculado los valores mensuales de Energía generada, inyectada, autoconsumida y energía demandada de red con instalación eólica 20 kW, los cuales se muestra en la siguiente tabla:

MES	E <sup>o</sup> red inicial (kWh)	E <sup>a</sup> Eólica Generada (kWh)	E <sup>a</sup> Autoconsumida (kWh)	E <sup>a</sup> Inyectada (kWh)	E <sup>a</sup> Red c/ Eólica (kWh)
Ene	13.090	1.608	1.443	165	11.647
Feb	11.569	3.145	1.467	1.679	10.102
Mar	10.535	3.138	1.380	1.758	9.155
Abr	9.257	3.135	1.297	1.839	7.960
May	7.530	2.516	819	1.697	6.711
Jun	4.048	1.815	545	1.270	3.503
Jul	2.489	1.764	575	1.189	1.914
Ago	4.693	1.794	623	1.171	4.070
Sep	38.331	1.572	709	863	37.622
Oct	65.124	1.838	1.158	679	63.966
Nov	21.686	1.844	1.781	63	19.905
Dic	19.728	1.120	1.069	51	18.659
<b>TOTAL</b>	<b>208.080</b>	<b>25.290</b>	<b>12.866</b>	<b>12.424</b>	<b>195.214</b>

A continuación, se representan gráficamente la energía mensual demandada de la red inicialmente y la energía demandada de la red con una instalación eólica de 20 kW.



A continuación, se representa gráficamente el cambio en los máximos con la incorporación de una instalación eólica de 20 kW. Para cada mes se representan 6 valores, 3 valores de los máximos reales (punta, llano y valle), y 3 valores obtenidos de la simulación (punta, llano y valle).



La reducción de los máxímetros es casi nula durante todos los meses del año y para los tres períodos.

La siguiente tabla muestra, del total de energía consumida, cuánta aporta directamente la instalación fotovoltaica (energía autoconsumida) y cuánta se demanda de la red:

	kWh	%
E <sup>a</sup> dem sin eólica	208.080	100%
E <sup>a</sup> autocons	12.866	6%
E <sup>a</sup> dem con FV	195.214	94%

La siguiente tabla muestra qué cantidad y porcentaje de la energía generada en la instalación se autoconsume y qué cantidad y porcentaje se vierte a la red:

	kWh	%
E <sup>a</sup> gen Total	25.290	100%
E <sup>a</sup> autocons	12.866	51%
E <sup>a</sup> exportada	12.424	49%

En este caso, se autoconsume el 51% de la energía generada y el resto se inyecta en la red.

a) Análisis económico

A continuación, se muestran los términos de la factura eléctrica resultante, en concreto, el término de potencia, el término de energía, el impuesto eléctrico y los ingresos por energía

inyectada (a un precio estimado de 47,88 €/MWh), una vez descontado el peaje de generación (0,5 €/MWh):

MES	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos E <sup>a</sup> Inyectada (€/Mes)	Total (€)
Ene	578,01	986,62	79,99	8,21	1.636,50
Feb	540,72	861,95	71,71	83,73	1.391,49
Mar	578,01	769,16	68,88	87,71	1.329,22
Abr	559,37	660,20	62,35	91,72	1.191,12
May	578,01	561,96	58,28	84,62	1.114,48
Jun	559,37	288,20	43,33	63,34	828,20
Jul	578,01	152,84	37,37	59,32	709,49
Ago	578,01	341,33	47,00	58,42	908,51
Sep	3.330,49	3.282,35	338,09	43,06	6.908,31
Oct	3.801,24	5.475,02	474,27	33,88	9.716,99
Nov	799,80	1.713,90	128,52	3,14	2.639,11
Dic	716,44	1.586,82	117,76	2,56	2.418,48
<b>TOTAL</b>	<b>13.197,48</b>	<b>16.680,37</b>	<b>1.527,56</b>	<b>619,72</b>	<b>30.791,90</b>

La factura detallada obtenida de esta simulación está recogida en el anexo II Facturas simulación instalación renovable.

Con los resultados de esta factura, y la factura real se puede conocer el ahorro anual obtenido en cada término con la incorporación de la instalación eólica:

	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos E <sup>a</sup> Inyectada (€)	Total (€)
Factura inicial	13.197,48	17.790,99	1.584,35	0,00	32.572,81
Factura c/eólica	13.197,48	16.680,37	1.527,56	619,72	30.791,90
Ahorro (€)	0,00	1.110,62	56,78	619,72	1.780,91
Ahorro (%)	0%	6%	4%	–	5%

Coste aproximado de la instalación:

Potencia Eólica instalada	20.000 W
Coste aproximado de la instalación	62.750,00 €
Coste específico de la instalación	3,14 €/W

Período simple de retorno de la inversión:

PRI **35,23 años**

Considerando una inversión inicial de 62.750,00 € y unos flujos de caja constantes de 1780,91 €/año y una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) se obtiene un VAN a 25 años (vida útil estimada de la instalación) de -30.814,30 €.

VAN

**-30.814,30 €**

Tasa interna de retorno de la inversión:

TIR

**-2,48%**

### 6.8.5.2 Instalación eólica 40 kW

Para simular una instalación eólica de 40 kW se ha supuesto que se colocan 2 aerogeneradores Enair E200 como el simulado en el apartado 5.6.5.1.1, es decir, se multiplicará por 2 cada valor de generación cuarto-horario.

#### a) Análisis energético:

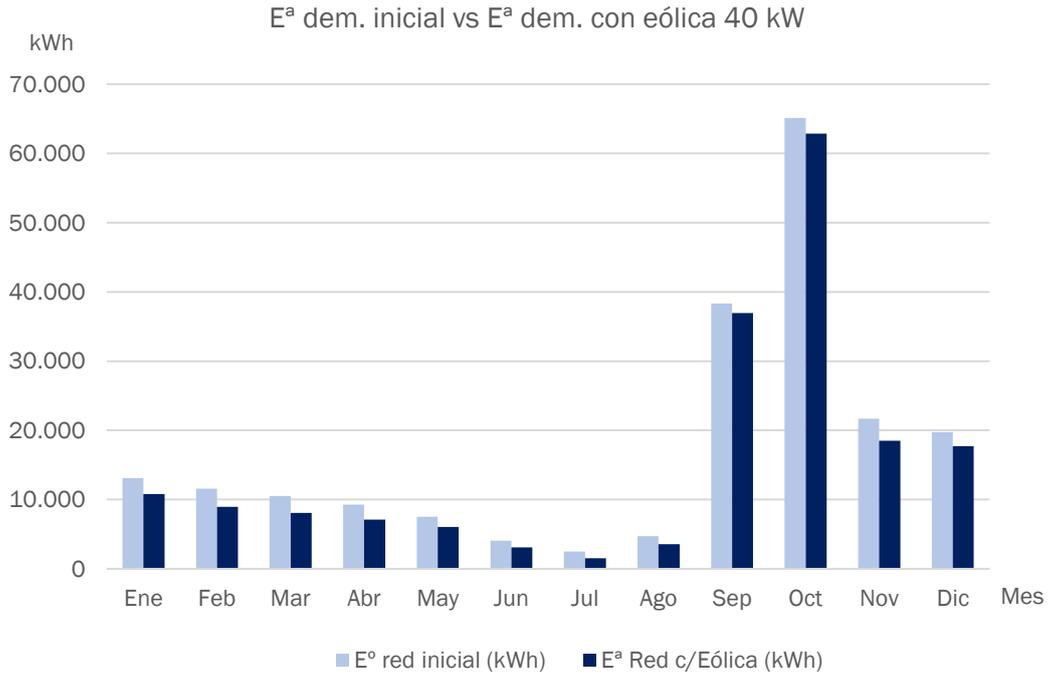
La simulación realizada, estima una producción anual de energía eléctrica de 50.580 kWh, es decir 1.265 horas equivalentes.

Eª generada (kWh)	Potencia instalada (kW)	h.h.e.e (horas)
50.580	40	1.265

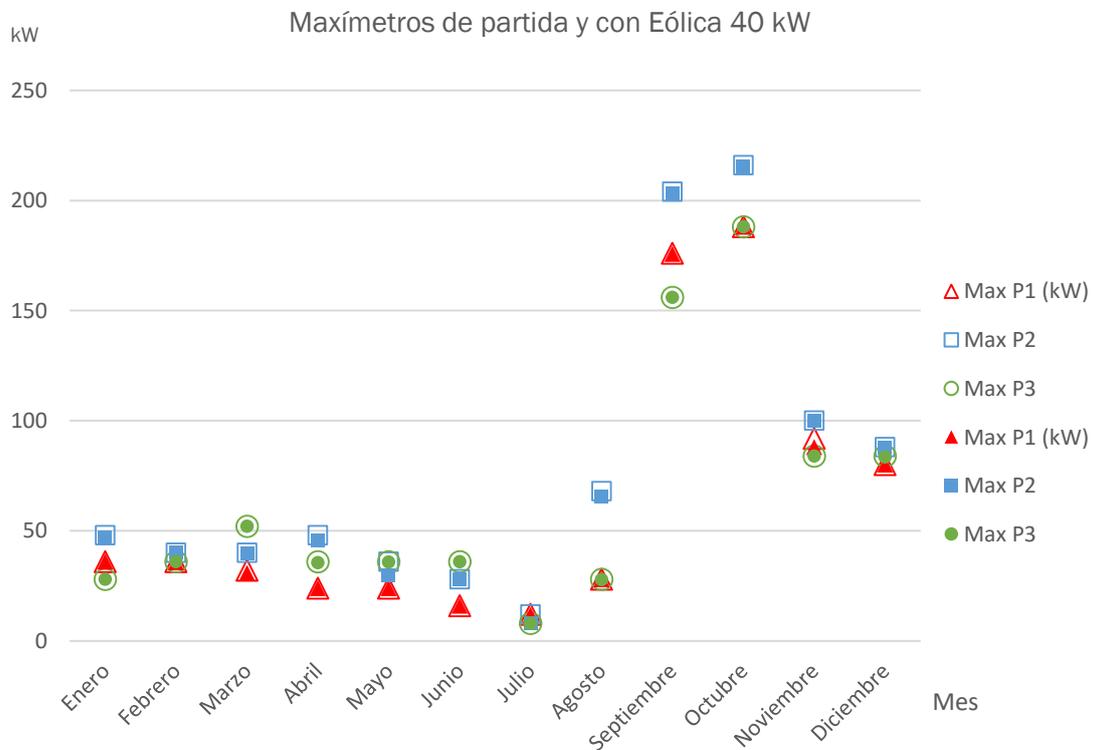
A partir de los datos cuarto-horarios, tanto de la generación eólica como de la energía demandada se han calculado los valores mensuales de Energía generada, inyectada, autoconsumida y energía demandada de red con instalación eólica 40 kW, los cuales se muestra en la siguiente tabla:

MES	Eº red inicial (kWh)	Eª Eólica Generada (kWh)	Eª Autoconsumida (kWh)	Eª Inyectada (kWh)	Eª Red c/ Eólica (kWh)
Ene	13.090	3.216	2.291	925	10.799
Feb	11.569	6.290	2.595	3.695	8.974
Mar	10.535	6.277	2.440	3.836	8.095
Abr	9.257	6.271	2.168	4.103	7.089
May	7.530	5.032	1.475	3.556	6.055
Jun	4.048	3.631	939	2.692	3.109
Jul	2.489	3.528	938	2.591	1.551
Ago	4.693	3.589	1.142	2.447	3.551
Sep	38.331	3.145	1.408	1.736	36.923
Oct	65.124	3.675	2.272	1.403	62.852
Nov	21.686	3.687	3.202	485	18.484
Dic	19.728	2.240	1.993	247	17.735
<b>TOTAL</b>	<b>208.080</b>	<b>50.581</b>	<b>22.865</b>	<b>27.716</b>	<b>185.215</b>

A continuación, se representan gráficamente la energía mensual demandada de la red inicialmente y la energía demandada de la red con una instalación eólica de 40 kW.



A continuación, se representa gráficamente el cambio en los máxímetros con la incorporación de una instalación eólica de 40 kW. Para cada mes se representan 6 valores, 3 valores de los máxímetros reales (punta, llano y valle), y 3 valores obtenidos de la simulación (punta, llano y valle).



La reducción de los máxímetros es muy similar al caso anterior, cercana a cero en todos los meses y períodos.

La siguiente tabla muestra, del total de energía consumida, cuánta aporta directamente la instalación fotovoltaica (energía autoconsumida) y cuánta se demanda de la red:

	kWh	%
Eª dem inicial	208.080	100%
Eª autocons	22.865	11%
Eª dem con eólica	185.215	89%

La siguiente tabla muestra qué cantidad y porcentaje de la energía generada en la instalación se autoconsume y qué cantidad y porcentaje se vierte a la red:

	kWh	%
Eª gen Total	50.581	100%
Eª autocons	22.865	45%
Eª exportada	27.716	55%

En este caso, se autoconsume el 45% de la energía generada y el resto se inyecta en la red.

#### b) Análisis económico

A continuación, se muestran los términos de la factura eléctrica resultante, en concreto, el término de potencia, el término de energía, el impuesto eléctrico y los ingresos por energía inyectada (a un precio estimado de 47,88 €/MWh), incluyéndose en este último el coste del peaje de generación (0,5 €/MWh):

MES	Tmno Pot (€)	Tmno Eª (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos Eª Inyectada (€)	Total (€)
Ene	578,01	915,11	76,34	46,12	1.523,81
Feb	540,72	763,85	66,70	184,30	1.188,81
Mar	578,01	676,59	64,14	191,35	1.129,32
Abr	559,37	583,95	58,45	204,65	999,18
May	578,01	504,29	55,33	177,39	962,02
Jun	559,37	253,45	41,56	134,26	721,47
Jul	578,01	122,26	35,80	129,23	608,14
Ago	578,01	296,14	44,69	122,04	798,02
Sep	3.321,51	3.221,12	334,50	86,61	6.791,39
Oct	3.801,24	5.378,93	469,35	70,00	9.580,23
Nov	799,80	1.590,10	122,19	24,19	2.488,14
Dic	716,44	1.509,10	113,78	12,33	2.327,11
<b>TOTAL</b>	<b>13.188,50</b>	<b>15.814,91</b>	<b>1.482,86</b>	<b>1.382,47</b>	<b>29.117,65</b>

La factura detallada obtenida de esta simulación está recogida en el anexo II Facturas simulación instalación renovable.

Con los resultados de esta factura, y la factura real se puede conocer el ahorro anual obtenido en cada término con la incorporación de la instalación eólica:

	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos E <sup>a</sup> Inyectada (€)	Total (€)
Factura inicial	13.197,48	17.790,99	1.584,35	0,00	32.572,81
Factura c/ eólica	13.188,50	15.814,91	1.482,86	1.382,47	29.117,65
Ahorro (€)	8,98	1.976,08	101,49	1.382,47	3.455,16
Ahorro (%)	0%	11%	6%	-	11%

Coste aproximado de la instalación:

Potencia Eólica instalada	40.000 W
Coste aproximado de la instalación	125.500,00 €
Coste específico de la instalación	3,14 €/W

Período simple de retorno de la inversión:

PRI **36,32 años**

Considerando una inversión inicial de 125.500,00 € y unos flujos de caja constantes de 3.455,16 €/año y una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) se obtiene un VAN a 25 años (vida útil estimada de la instalación) de -63.431,84 €.

VAN **- 63.431,84 €**

Tasa interna de retorno de la inversión:

TIR **-2,7%**

### 6.8.5.3 Instalación eólica 100 kW

Los datos de generación utilizados de este apartado han sido los facilitados directamente por el proveedor Norvento a partir de software y datos meteorológicos de su propiedad.

a) Análisis energético:

La simulación realizada, estima una producción anual de energía eléctrica de 177.798 kWh, es decir 1.778 horas equivalentes.

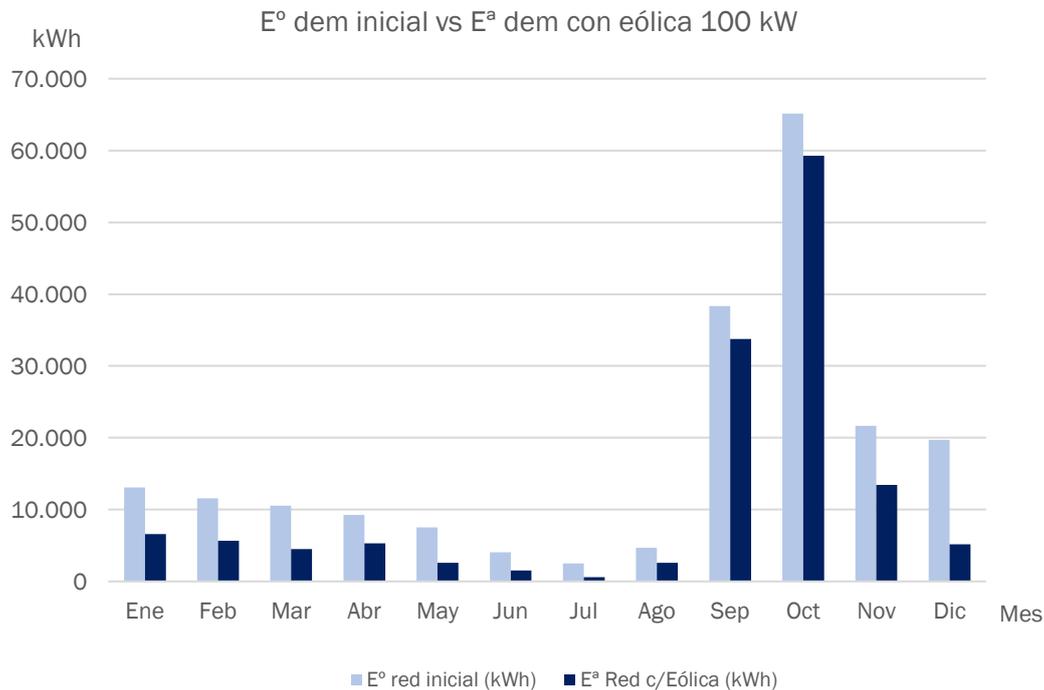
E <sup>a</sup> generada (kWh)	Potencia instalada (kW)	h.h.e.e (horas)
177.798	100	1.778

A partir de los datos cuarto-horarios, tanto de la generación eólica como de la energía demandada se han calculado los valores mensuales de energía generada, inyectada,

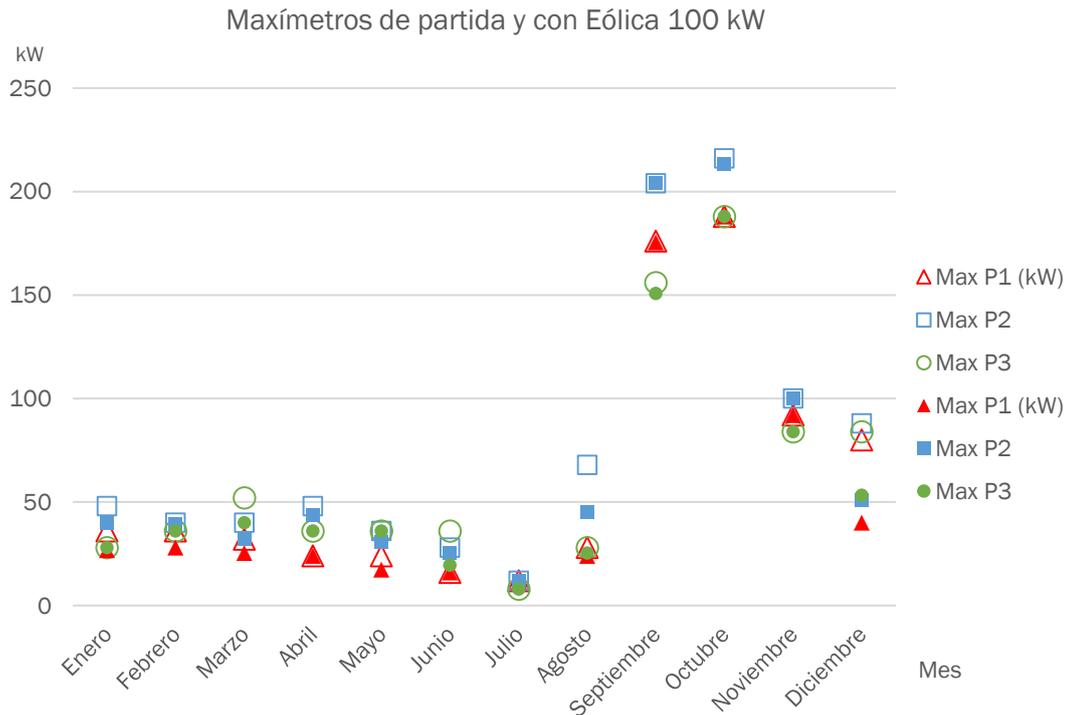
autoconsumida y energía demandada de red con instalación eólica 100 kW, los cuales se muestra en la siguiente tabla:

MES	E <sup>o</sup> red inicial (kWh)	E <sup>a</sup> Eólica Generada (kWh)	E <sup>a</sup> Autoconsumida (kWh)	E <sup>a</sup> Inyectada (kWh)	E <sup>a</sup> Red c/eólica (kWh)
Ene	13.090	19.039	6.487	12.551	6.603
Feb	11.569	17.026	5.930	11.096	5.639
Mar	10.535	23.446	6.036	17.410	4.499
Abr	9.257	10.694	3.963	6.731	5.294
May	7.530	18.594	4.927	13.666	2.603
Jun	4.048	13.334	2.518	10.815	1.530
Jul	2.489	13.922	1.914	12.009	575
Ago	4.693	7.485	2.115	5.370	2.578
Sep	38.331	5.833	4.582	1.251	33.749
Oct	65.124	5.864	5.828	36	59.296
Nov	21.686	14.723	8.254	6.470	13.432
Dic	19.728	27.839	14.546	13.293	5.182
<b>TOTAL</b>	<b>208.080</b>	<b>177.799</b>	<b>67.100</b>	<b>110.699</b>	<b>140.980</b>

A continuación, se representan gráficamente la energía mensual demandada de la red inicialmente y la energía demandada de la red con una instalación eólica de 100 kW.



A continuación, se representa gráficamente el cambio en los máxímetros con la incorporación de una instalación eólica de 100 kW. Para cada mes se representan 6 valores, 3 valores de los máxímetros reales (punta, llano y valle), y 3 valores obtenidos de la simulación (punta, llano y valle).



En este caso encontramos una reducción levemente mayor que en los apartados anteriores, pero sigue siendo casi nula durante los meses de mayor demanda.

La siguiente tabla muestra, del total de energía consumida, cuánta aporta directamente la instalación fotovoltaica (energía autoconsumida) y cuánta se demanda de la red:

	kWh	%
E <sup>a</sup> dem inicial	208.080	100%
E <sup>a</sup> autocons	67.100	32%
E <sup>a</sup> dem con eólica	140.980	68%

La siguiente tabla muestra qué cantidad y porcentaje de la energía generada en la instalación se autoconsume y qué cantidad y porcentaje se vierte a la red:

	kWh	%
E <sup>a</sup> gen Total	177.799	100%
E <sup>a</sup> autocons	67.100	38%
E <sup>a</sup> exportada	110.699	62%

En este caso, se autoconsume el 38% de la energía generada y se el resto se inyecta en la red.

b) Análisis económico:

A continuación, se muestran los términos de la factura eléctrica resultante, en concreto, el término de potencia, el término de energía, el impuesto eléctrico y los ingresos por energía

inyectada (a un precio estimado de 47,88 €/MWh), una vez descontado el peaje de generación (0,5 €/MWh):

MES	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos E <sup>a</sup> Inyectada (€)	Total (€)
Ene	347,89	552,37	46,03	626,06	326,50
Feb	325,45	480,04	41,18	553,48	298,74
Mar	347,89	378,98	37,16	868,39	-95,65
Abr	338,62	436,14	39,61	335,72	482,02
May	347,89	210,14	28,53	681,68	-88,29
Jun	336,67	125,04	23,61	539,47	-48,75
Jul	347,89	45,84	20,13	599,00	-179,14
Ago	347,89	214,59	28,76	267,99	325,93
Sep	3.870,40	2.948,76	348,64	62,40	7.106,03
Oct	4.341,96	5.096,29	482,55	1,82	9.919,00
Nov	1.344,23	1.150,15	127,53	322,71	2.302,43
Dic	420,73	444,28	44,23	663,05	252,84
<b>TOTAL</b>	<b>12.717,51</b>	<b>12.082,63</b>	<b>1.267,96</b>	<b>5.521,77</b>	<b>20.601,68</b>

La factura detallada obtenida de esta simulación está recogida en el anexo II Facturas simulación instalación renovable.

Con los resultados de esta factura, y la factura real se puede conocer el ahorro anual obtenido en cada término con la incorporación de la instalación eólica:

	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos E <sup>a</sup> Inyectada (€)	Total (€)
Factura inicial	13.197,48	17.790,99	1.584,35	0,00	32.572,81
Factura c/eólica	12.717,51	12.082,63	1.267,96	5.521,77	20.601,68
Ahorro (€)	479,97	5.708,35	316,39	5.521,77	11.971,13
Ahorro (%)	4%	32%	20%	-	37%

Coste aproximado de la instalación:

Potencia Eólica instalada	100000 W
Coste aproximado de la instalación	290.000,00 €
Coste específico de la instalación	2,9 €/W

Período simple de retorno de la inversión:

PRI **24,22 años**

Considerando una inversión inicial de 290.000,00 € y unos flujos de caja constantes de 11.971,13 €/año y una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) se obtiene un VAN a 25 años (vida útil estimada de la instalación) de -79.169,86 €.

VAN **-79.169,86 €**

Tasa interna de retorno de la inversión:

TIR **0,2%**

#### 6.8.5.4 Instalación eólica 200 kW

Para simular una instalación de 200 kW se ha supuesto que se colocan 2 aerogeneradores Norvento nED100 como el utilizado en el apartado 5.6.5.1.3, es decir, se multiplicará por 2 cada valor de generación cuarto-horario.

##### a) Análisis energético:

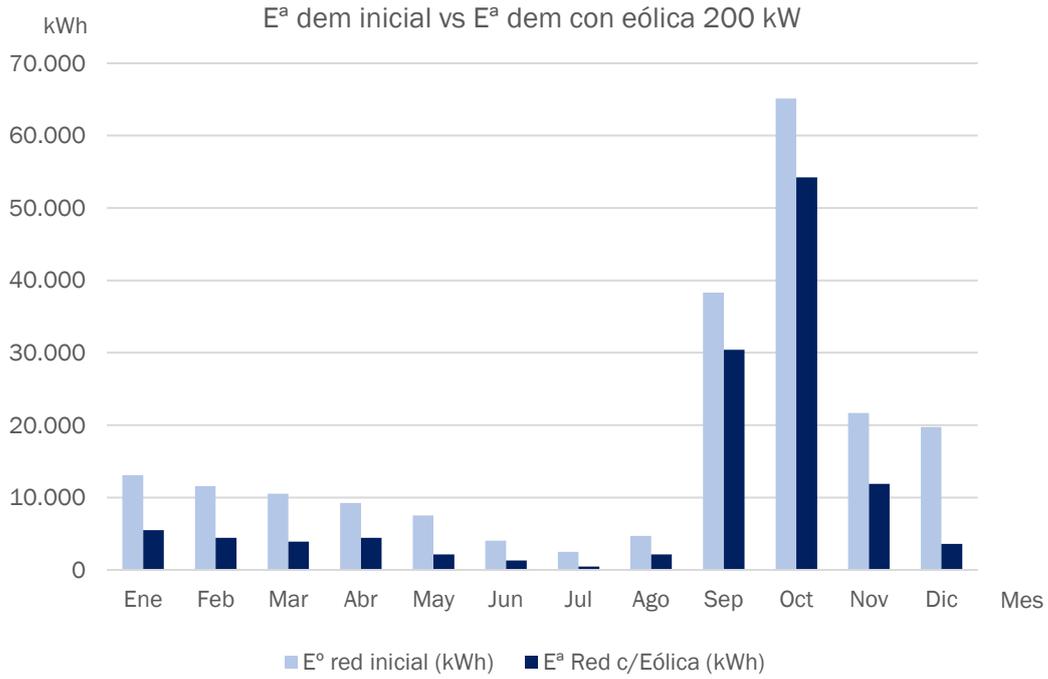
La simulación realizada, estima una producción anual de energía eléctrica de 355.597 kWh, es decir 1778 horas equivalentes.

Eª generada (kWh)	Potencia instalada (kW)	h.h.e.e (horas)
355.597	200	1778

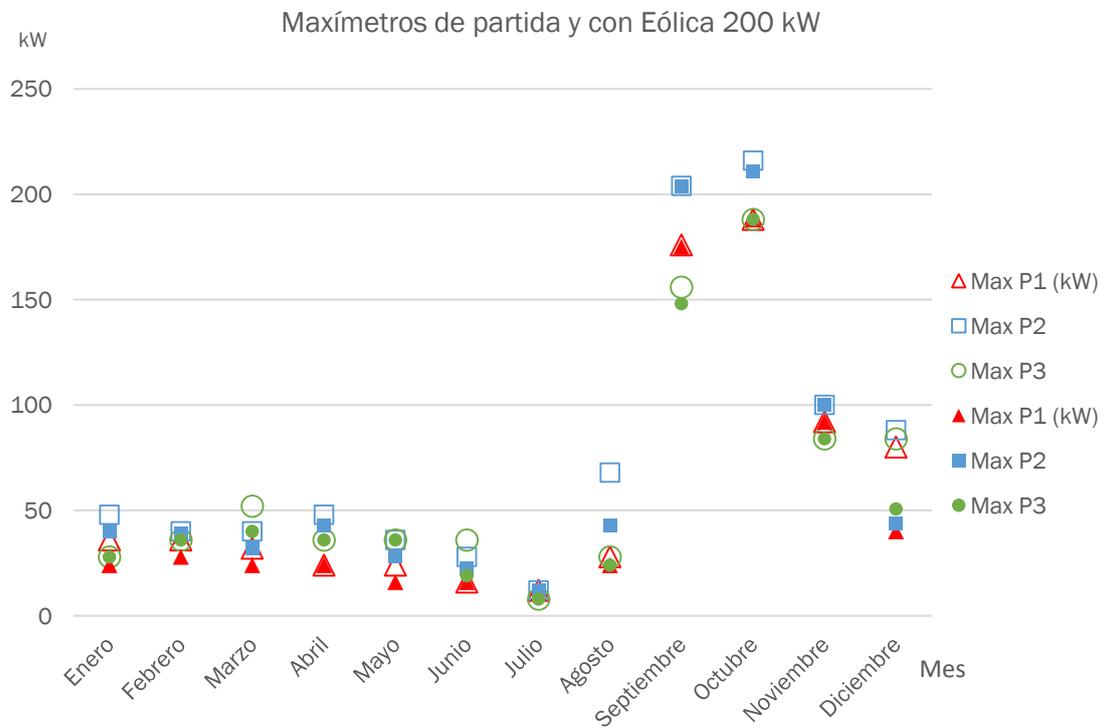
A partir de los datos cuarto-horarios, tanto de la generación eólica como de la energía demandada se han calculado los valores mensuales de Energía generada, inyectada, autoconsumida y energía demandada de red con instalación eólica 200 kW, los cuales se muestra en la siguiente tabla:

MES	Eº red inicial (kWh)	Eª Eólica Generada (kWh)	Eª Autoconsumida (kWh)	Eª Inyectada (kWh)	Eª Red c/eólica (kWh)
Ene	13.090	38.077	7.613	30.464	5.477
Feb	11.569	34.053	7.144	26.909	4.425
Mar	10.535	46.891	6.615	40.276	3.920
Abr	9.257	21.388	4.811	16.576	4.446
May	7.530	37.187	5.394	31.793	2.136
Jun	4.048	26.667	2.763	23.904	1.285
Jul	2.489	27.845	2.012	25.833	477
Ago	4.693	14.971	2.538	12.433	2.155
Sep	38.331	11.666	7.924	3.741	30.407
Oct	65.124	11.729	10.881	848	54.243
Nov	21.686	29.447	9.814	19.633	11.872
Dic	19.728	55.678	16.145	39.533	3.583
<b>TOTAL</b>	<b>208.080</b>	<b>355.597</b>	<b>83.654</b>	<b>271.943</b>	<b>124.426</b>

A continuación, se representan gráficamente la energía mensual demandada de la red inicialmente y la energía demandada de la red con una instalación eólica de 20 kW.



A continuación, se representa gráficamente el cambio en los máxímetros con la incorporación de una instalación eólica de 200 kW. Para cada mes se representan 6 valores, 3 valores de los máxímetros reales (punta, llano y valle), y 3 valores obtenidos de la simulación (punta, llano y valle).



Igual que en el apartado anterior, un poco aumentado, tenemos reducción de los máximos en algunos meses, pero prácticamente cero en los meses de mayor demanda registrada.

La siguiente tabla muestra, del total de energía consumida, cuánta aporta directamente la instalación fotovoltaica (energía autoconsumida) y cuánta se demanda de la red:

	kWh	%
Eª dem inicial	208.080	100%
Eª autocons	83.654	40%
Eª dem con eólica	124.426	60%

La siguiente tabla muestra qué cantidad y porcentaje de la energía generada en la instalación se autoconsume y qué cantidad y porcentaje se vierte a la red:

	kWh	%
Eª gen Total	355.597	100%
Eª autocons	83.654	24%
Eª exportada	271.943	76%

En este caso, se autoconsume el 24% de la energía generada y el resto se inyecta en la red.

#### b) Análisis económico

A continuación, se muestran los términos de la factura eléctrica resultante, en concreto, el término de potencia, el término de energía, el impuesto eléctrico y los ingresos por energía inyectada (a un precio estimado de 47,88 €/MWh), una vez descontado el peaje de generación (0,5 €/MWh):

MES	Tmno Pot (€)	Tmno Eª (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos Eª Inyectada (€)	Total (€)
Ene	336,15	455,29	40,46	1.519,53	-672,39
Feb	314,46	378,88	35,45	1.342,21	-599,97
Mar	336,15	329,86	34,05	2.008,97	-1.288,77
Abr	326,79	364,75	35,36	826,83	-91,64
May	336,15	170,01	25,88	1.585,82	-1.037,89
Jun	325,30	104,30	21,96	1.192,33	-728,81
Jul	336,15	38,02	19,13	1.288,54	-882,32
Ago	336,15	181,17	26,45	620,72	-70,73
Sep	3.877,76	2.665,48	334,54	186,62	6.693,03
Oct	4.352,44	4.675,39	461,57	42,30	9.447,52
Nov	1.372,33	1.014,79	122,05	979,30	1.539,69
Dic	387,65	305,77	35,45	1.971,91	-1.223,27
<b>TOTAL</b>	<b>12.637,48</b>	<b>10.683,71</b>	<b>1.192,34</b>	<b>13.565,07</b>	<b>11.084,43</b>

La factura detallada obtenida de esta simulación está recogida en el anexo II Facturas simulación instalación renovable.

Con los resultados de esta factura, y la factura real se puede conocer el ahorro anual obtenido en cada término con la incorporación de la instalación eólica:

	Tmno Pot (€)	Tmno E <sup>a</sup> (€)	Imp. Elec (€)	Ingresos E <sup>a</sup> Inyectada (€)	Total (€)
Factura inicial	13.197,48	17.790,99	1.584,35	0,00	32.572,81
Factura c/ eólica	12.637,48	10.683,71	1.192,34	13.565,07	11.084,43
Ahorro (€)	560,00	7.107,28	392,00	13.565,07	21.488,38
Ahorro (%)	4%	40%	25%	-	66%

Coste aproximado de la instalación:

Potencia Eólica instalada	200.000 W
Coste aproximado de la instalación	570.000,00 €
Coste específico de la instalación	2,85 €/Wp

Período simple de retorno de la inversión:

PRI	40,55 años
-----	------------

Considerando una inversión inicial de 570.000,00 € y unos flujos de caja constantes de 21.488,38 €/año y una tasa de descuento del 3% (interés legal del dinero) se obtiene un VAN a 25 años (vida útil estimada de la instalación) de -190.116,22 €.

VAN	-190.116,22 €
-----	---------------

Tasa interna de retorno de la inversión:

TIR	-0,5%
-----	-------

#### 6.8.5.5 Comparación de resultados

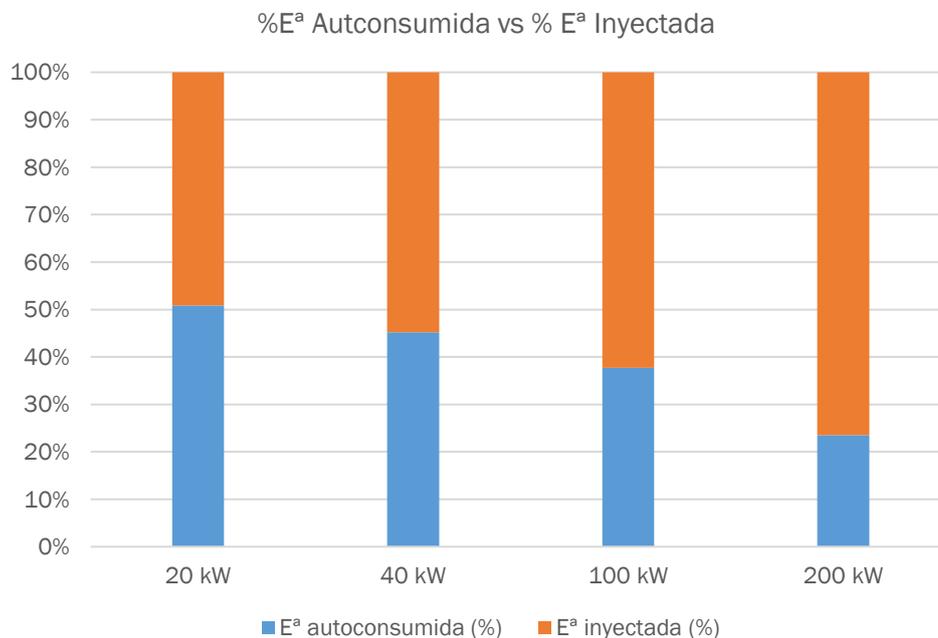
Obtenidos los resultados de las simulaciones de las cuatro instalaciones eólicas se van a resumir y comparar entre ellas.

##### 6.8.5.5.1 Análisis energético

A continuación, se representan agrupados los flujos anuales de energía consumida inicialmente y la energía consumida de red, generada, exportada y autoconsumida con instalación eólica en los 4 casos estudiados:

	20 kW		40 kW		100 kW		200 kW	
E <sup>a</sup> dem. Inicial (kWh/año)	208.080	<b>100%</b>	208.080	<b>100%</b>	208.080	<b>100%</b>	208.080	<b>100%</b>
E <sup>a</sup> generada eólica (kWh/año)	25.290 (100%)	12%	50.580 (100%)	24%	177.798 (100%)	85%	355.597 (100%)	171%
E <sup>a</sup> autoconsumida (kWh/año)	12.866 (50,9%)	<b>6%</b>	22.865 (45,2%)	<b>11%</b>	67.100 (37,7%)	<b>32%</b>	83.654 (23,5%)	<b>40%</b>
E <sup>a</sup> exportada (kWh/año)	12.424 (49,1%)	6%	27.715 (54,8%)	13%	110.698 (62,3%)	53%	271.943 (76,5%)	131%
E <sup>a</sup> dem. con eólica (kWh/año)	195.213	<b>94%</b>	185.214	<b>89%</b>	140.979	<b>68%</b>	124.425	<b>60%</b>

La siguiente gráfica representa los porcentajes de energía autoconsumida y exportada de la tabla anterior:

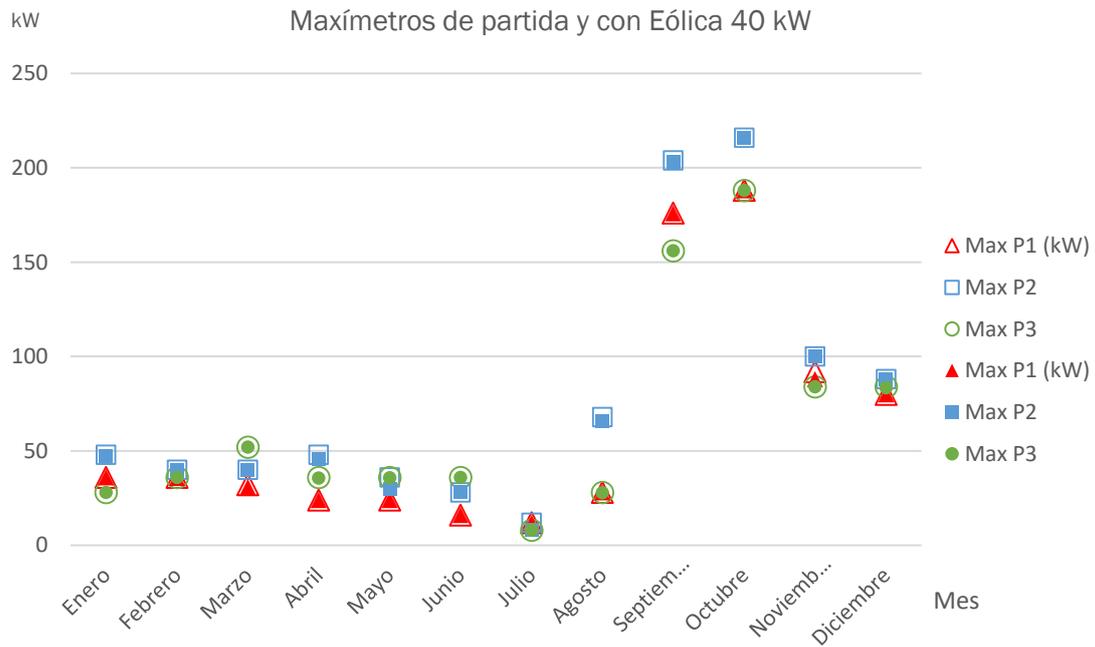
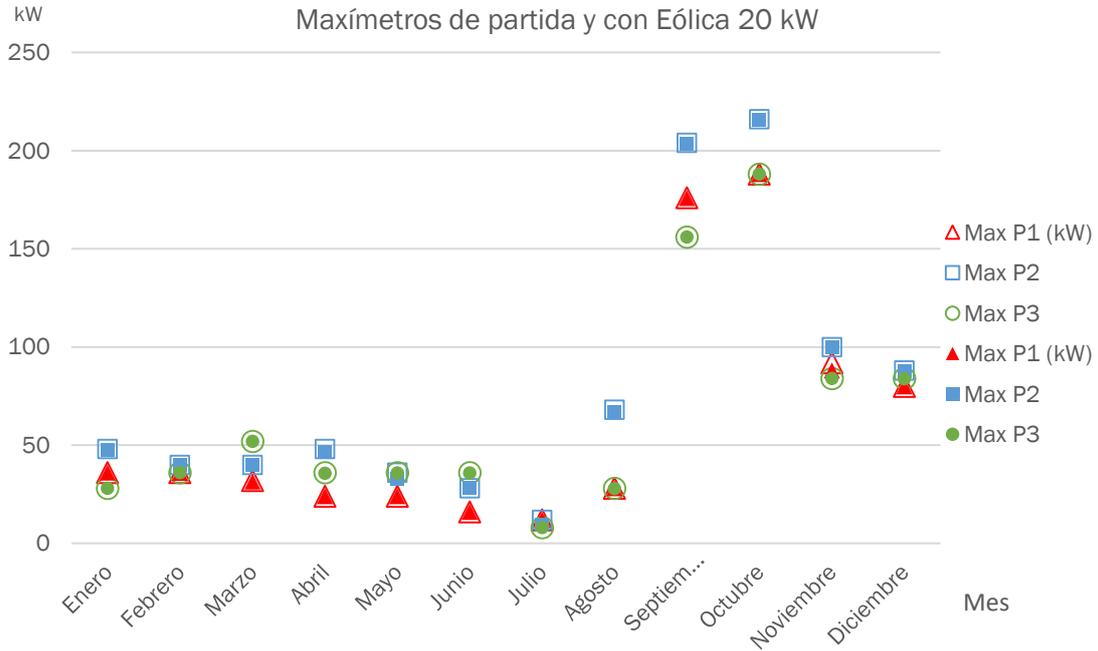


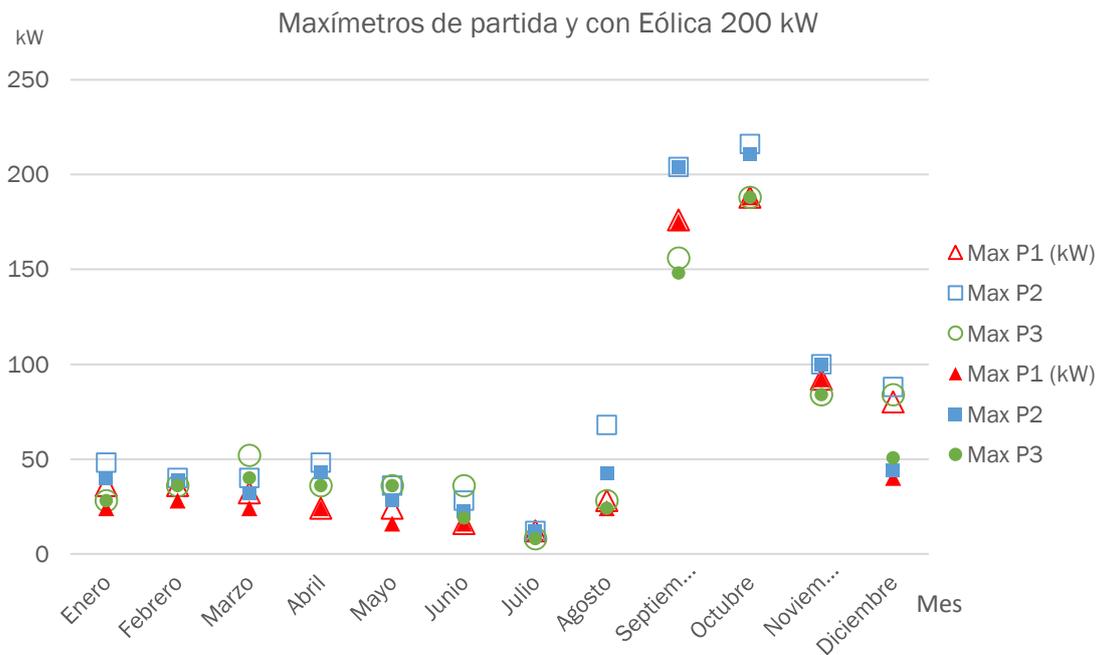
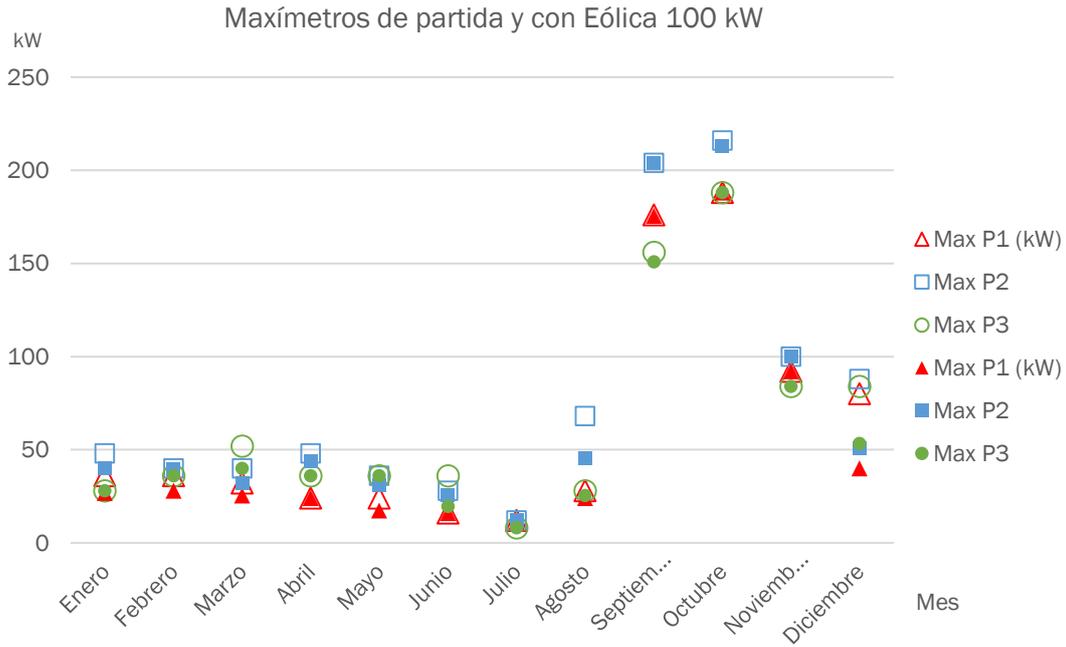
En la gráfica se aprecia que el porcentaje de energía autoconsumida respecto de la total generada disminuye a medida que el tamaño de instalación aumenta. Esto es igual a lo que ocurre en el caso fotovoltaico y como se explica en ese caso, este comportamiento es indicativo de un mal solapamiento entre generación y demanda. Que ocurra esto es desfavorable para la rentabilidad porque el precio obtenido por la energía vertida (unos 50 €/MWh) es muy inferior al precio al que se adquiere de la red (unos 120€/MWh).

Igual que en el caso fotovoltaico podría ser interesante estudiar el acoplamiento de un sistema de almacenamiento para acumular energía excedentaria y aportarla más tarde cuando fuera necesaria.

- Análisis de la reducción de los máximos con la incorporación de cada instalación eólica

Las siguientes 4 gráficas representan los máxímetros originales y los máxímetros obtenidos de cada instalación estudiada:





La reducción de los máxímetros en las 4 instalaciones es muy pequeña salvo alguna excepción. Esto es debido a que el recurso eólico en el emplazamiento de la instalación es muy variable y existen momentos de baja generación todos los meses y en casi todos los períodos horarios, por lo tanto, los máxímetros no se ven casi afectados por la incorporación de la instalación eólica.

Como se ha explicado en el caso fotovoltaico, este es uno de los problemas intrínsecos a la generación renovable, y es que son instalaciones no gestionables en las que la producción puede no ser constante lo que hace que sean poco fiables y/o eficaces en la reducción de los máxímetros.

### 6.8.5.5.2 Análisis económico

En primer lugar, se van a analizar las ratios de rentabilidad de cada instalación:

Instalación Eólica	Inversión (€)	Ahorro anual (€)	PRI (años)	VAN (€)	TIR (%)
20 kW	62.750,00	1.780,91	35,23	-30.814,30	-2%
40 kW	125.500,00	3.455,16	36,32	-63.431,84	-3%
100 kW	290.000,00	20.601,68	24,22	-79.169,86	0%
200 kW	570.000,00	21.488,38	26,53	-190.116,22	0%

Se observa que según aumenta el tamaño de la instalación, la rentabilidad disminuye sutilmente.

Esta reducción de la rentabilidad es debida, igual que en el caso fotovoltaico, al carácter no gestionable de esta tecnología, y al escaso solapamiento entre energía generada y consumida.

### 6.8.5.5.3 Análisis de sensibilidad y conclusiones en el caso eólico

Al igual que en el apartado 5.6.4 Instalación fotovoltaica, se calcularán ahora los ahorros anuales, el PRI, el VAN y la TIR suponiendo una variación del precio medio de la energía (30 a 70 €/MWh) para conocer cómo podría variar la rentabilidad si el precio obtenido por la energía fluctuase.

Instalación Eólica	Precio medio energía (€/MWh)	Inversión (€)	Ahorro anual (€)	PRI (años)	VAN (€)	TIR (%)
I. Eólica 20 kW	30,00	62.750,00	1.533,92	40,91	- 34.989,97	-3%
	40,00	62.750,00	1.658,16	37,84	- 32.889,53	-3%
	<b>49,88</b>	62.750,00	1.780,91	35,23	<b>-30.814,30</b>	<b>-2%</b>
	60,00	62.750,00	1.906,64	32,91	- 28.688,66	-2%
	70,00	62.750,00	2.030,89	30,90	- 26.588,22	-2%
I. Eólica 40 kW	30,00	125.500,00	2.904,17	43,21	- 72.746,89	-4%
	40,00	125.500,00	3.181,33	39,45	- 68.061,25	-3%
	<b>49,88</b>	125.500,00	3.455,16	36,32	<b>- 63.431,84</b>	<b>-3%</b>
	60,00	125.500,00	3.735,64	33,60	- 58.689,97	-2%
	70,00	125.500,00	4.012,80	31,27	- 54.004,33	-2%
I. Eólica 100 kW	30,00	290.000,00	22.802,42	29,68	- 116.375,43	-1%
	40,00	290.000,00	21.695,41	26,66	- 97.660,35	0%
	<b>49,88</b>	290.000,00	20.601,68	24,22	<b>- 79.169,86</b>	<b>0%</b>
	60,00	290.000,00	19.481,39	22,15	- 60.230,20	1%
	70,00	290.000,00	18.374,38	20,42	- 41.515,12	2%
I. Eólica 200 kW	30	570.000,00	16.081,93	35,44	- 281.517,45	-3%
	40	570.000,00	18.801,47	30,32	- 235.540,98	-1%
	<b>49,88</b>	570.000,00	21.488,38	26,53	<b>- 190.116,22</b>	<b>0%</b>
	60	570.000,00	24.240,55	23,51	- 143.588,03	0%
	70	570.000,00	26.960,09	21,14	- 97.611,55	1%

A pesar de que, es en las instalaciones de mayor tamaño donde más afecta el precio de la energía vertida, en el caso eólico, debido al elevado coste de la instalación, no se obtienen en ningún caso ratios de rentabilidad positivos.

Del análisis realizado para una instalación eólica se ha comprobado que, igual que en el caso fotovoltaico, desde el punto de vista económico, no es una inversión interesante, siendo en el caso eólico incluso más desfavorable (VAN siempre negativo y PRI más altos) debido a que el coste de la instalación es superior. Además, al ser también una instalación de tipo no gestionable, no sirve como solución fiable para la reducción de los máxímetros.

#### 6.8.6 Conclusiones

Con los cálculos realizados en este capítulo se llega a las siguientes conclusiones:

La generación eólica es más desfavorable que la fotovoltaica por su mayor coste específico (2,9 – 3,14 €/W de la eólica por 1,2 €/Wp de la FV) y porque, debido a la gran variabilidad del recurso eólico, prácticamente no se consiguen reducir los máxímetros.

Además, se puede concluir que la generación renovable no sirve, por si sola, como solución a las penalizaciones por excesos de potencia por dos razones:

Porque tanto la fotovoltaica como la eólica son instalaciones de tipo no gestionable y su producción depende de la meteorología, lo que hace que cualquier posible ahorro obtenido en una simulación no sea fiable, pues en la realidad, unas condiciones solamente un poco desfavorables pueden hacer que la reducción de los máxímetros mensuales sea nula.

Y porque, como se ha visto, la generación renovable no se solapa efectivamente con la demanda, es decir, hay un gran porcentaje de la energía producida que se inyecta en la red en vez de autoconsumirse, y dado que el precio obtenido por la energía inyectada es inferior al precio de la energía consumida de la red (mismo precio que se atribuye a la energía autoconsumida), esto perjudica la rentabilidad.

Como posible solución a los problemas que presenta la generación renovable se podría estudiar la opción de almacenar parte de la energía generada en vez de inyectarla para poder acoplar mejor generación y demanda y así, aumentar la fiabilidad de cara a la reducción de los máxímetros.

## 7 CONCLUSIONES

En el capítulo anterior se ha evaluado la puesta en marcha de 7 estrategias para solucionar el problema de las penalizaciones por excesos de potencia. En este capítulo se va a tomar el caso más favorable de cada estrategia, se van a comparar los resultados obtenidos y se va a evaluar brevemente cada una de ellas en su contexto actual y futuro para decidir cuál es la mejor alternativa.

La siguiente tabla recoge, del mejor caso de cada estrategia, la reducción conseguida en el término de potencia, el ahorro total anual con respecto a la factura de partida, la inversión necesaria, el período de retorno de la inversión, el valor actual neto a 25 años (15 para el caso del plomo ya que es su vida útil estimada) y la tasa interna de retorno.

En la tabla no se incluye la estrategia optimización del término de potencia porque es una medida que se utiliza complementariamente en todas las estrategias y por tanto no se considera necesario analizarla de manera independiente.

	Reducción T.P. € (%)	Ahorro total €/año (%)	Inversión (€)	PRI (años)	VAN (€)	TIR (%)
S. temporada (S.T. reducido)	1.994,66 (15,1%)	2.080,77 (6,4%)	24.463,99	11,76	11.425,98	7%
Cambio a T 6.1 A	3.129,70 (23,7%)	5.316,54 (16,3%)	18.087,82	3,40	72.320,26	29%
Gen. Diésel (100 kW)	4.500,89 (34,1%)	2.529,19 (7,8%)	8.310,51	3,29	34.690,05	30%
Gen Renovable (FV 50 kWp)	829,46 (6,3%)	5.671,38 (17,4%)	60.000,00	10,58	37.627,43	8%
Alm. Energético (SPS 40)	881,29 (6,7%)	927,72 (2,8%)	20.224,10	21,80	-8.882,80 (15 años)	-4%
Gestión demanda (225 kWter)	743,59 (4,7%)	785,14 (2,0%)	10.168,60	12,95	3.401,05	6%

Según la tabla, las estrategias más favorables, desde el punto de vista económico, son cambiar la tarifa 3.1A por una tarifa de 6 períodos e instalar un generador diésel de 100 kW.

Son necesarias algunas consideraciones:

El suministro de temporada recogido en la tabla es el escenario más optimista posible, aquel en el que todos los años el perfil de demanda cumpliera los requisitos de suministro de temporada reducido algo que, como se ha visto, es improbable. Es por esto por lo que esta estrategia, además de no ser, incluso en el mejor de los escenarios, la que mayor ahorro consigue, tiene el riesgo de reducirse a cero o incluso suponer un sobrecoste.

Cambiar el suministro de la bodega a una tarifa 6.1A es, según el análisis realizado una de las soluciones más interesantes como solución a las penalizaciones por excesos de potencia ya que, como se ha visto, el término de potencia se ve menos afectado según el método de facturación por sobrepasamientos. Además, es la estrategia que más ahorro anual consigue.

Sin embargo, la incertidumbre legislativa actual del sector hace que se corran ciertos riesgos económicos si se adopta esta estrategia. Está previsto que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) publique varias circulares a finales de 2019 donde publique la nueva metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución. Esta nueva metodología, como se ha explicado, es probable que incluya todas las tarifas de alta tensión en una misma categoría de 6 períodos. En ese caso, todos los suministros acogidos a la tarifa 3.1 pasarían automáticamente a una tarifa de 6 períodos. Por esta razón, poner en marcha esta estrategia se vuelve arriesgado ya que, si estos cambios finalmente se dan, haber invertido en transformador y derechos de acceso no habría servido para nada.

Instalar un sistema generación diésel funcionando en modo recortado de picos ha resultado, como inversión, la estrategia más interesante ya que consigue unos períodos de retorno bajos, y un VAN interesante, además, un generador diésel es, desde la perspectiva de la generación, un sistema fiable y robusto. Por otro lado, al realizar la simulación con generadores de distintas potencias, se ha obtenido que, debido a que generar con diésel es considerablemente más caro que consumir de la red, existe un ahorro máximo que se puede conseguir con en esta estrategia (2.500€), algo que se queda lejos del ahorro potencial estimado. Además, el ahorro obtenido está fuertemente vinculado al precio del diésel, algo desfavorable, ya que aporta incertidumbre en la rentabilidad. Por otro lado, es importante tener en cuenta que, desde el punto de vista medioambiental, generar con diésel es lo más contaminante y por esta razón es previsible que las futuras normativas sean desfavorables con esta tecnología.

La generación renovable ha conseguido un ahorro en el término de potencia discreto que, como se ha visto, es debido a la no gestionabilidad de esta tecnología, pues un breve lapso sin producción fotovoltaica (tiempo nublado) puede anular cualquier posible ahorro de todo un mes. En la factura anual, la instalación fotovoltaica, a pesar de no ser efectiva reduciendo penalizaciones, consigue un ahorro considerable. Esto es debido, principalmente, a la energía autoconsumida, que se valora al precio al que se adquiere de la red (0,09 €/kWh aprox.) y, en menor medida, a la energía vertida, ya que se ésta valora a un precio menor (0,05€/kWh aprox.). Una instalación fotovoltaica es una instalación con un alto coste, más aún en el caso de la eólica, y al no ser capaz de gestionar su generación, no consigue suficiente ahorro como para ser rentable. Sería interesante plantear como mejora de esta solución, el acople de un sistema de almacenamiento a la instalación fotovoltaica. De este modo se optimizaría la generación, ya que, por un lado, se convierte en una instalación gestionable y, por tanto, más fiable en la reducción de las penalizaciones y, por otro, se consigue autoconsumir toda la energía generada, que es más rentable que inyectar.

Instalar un sistema de almacenamiento ha resultado un sistema fiable en la reducción de los máxímetros, pero una solución inviable desde el punto de vista económico debido al alto coste actual de las baterías. Sin embargo, a pesar de haber dado unos indicadores de rentabilidad muy desfavorables, debe prestarse atención a este tipo de tecnología ya que el almacenamiento es un sector en plena evolución y es previsible un descenso notable del coste por kWh en los próximos años.

Un sistema de gestión de la demanda de frío ha resultado ser una inversión poco rentable. Esto es debido a que reducir la potencia máxima en la demanda térmica no supone reducir la potencia máxima en la demanda de red en la misma medida ya que hay otras cargas que



también son capaces de registrar altos valores máximos. Este tipo de solución sería más rentable para una instalación con una demanda de frío que se mantuviese durante los 12 meses en vez de los 2 que funciona la instalación objeto de estudio.

A continuación, se va a construir una nueva tabla comparativa en la que agrupe tanto los indicadores económicos y de rentabilidad como el resto de las consideraciones expuestas.

En la tabla se van a puntuar del 0 (menos favorable) al 3 (más favorable) los conceptos económicos que se creen más relevantes para este proyecto. Para representar la eficacia de cada estrategia reduciendo las penalizaciones, se representa el porcentaje de reducción del término de potencia, para representar la eficacia global de ahorro energético, se representa el porcentaje de reducción de la factura (ya que alguna estrategia se ha evaluado con los datos de otros años) y para representar la relación entre ahorro obtenido e inversión necesaria, se va a utilizar la Tasa interna de retorno (TIR). Además de estos indicadores numéricos, también se va a puntuar cada estrategia, por un lado, en base a su incertidumbre normativa y, por otro, en base a otras consideraciones que se consideran relevantes. De este modo se obtiene una clasificación con una perspectiva más amplia.

	Reducción T.P.		Ahorro anual		TIR %		Incertidumbre Normativa		Otros aspectos a considerar		Puntuación total
S. temporada (S.T. reducido)	15,1%	2	6,4%	1	7%	1	Con la normativa actual, si no se cumplen requisitos de S.T. reducido puede suponer, no un ahorro, sino un sobrecoste.	0	Incluso en un caso teórico ideal, los ahorros no llegan a una tercera parte del ahorro potencial estimado	1	<b>5</b>
Cambio a T 6.1 A	23,7%	3	16,3%	3	29%	3	Se prevén cambios en la metodología de retribución del distribuidor que podrían hacer innecesaria la inversión. Lo más inteligente es esperar.	1	No solo reduce el término de potencia, sino que reduce también el término de energía, aunque sigue habiendo penalizaciones y, por esto hay meses en los que se paga más que con la T3.1A	2	<b>12</b>
Gen. Diésel (100 kW)	34,1%	3	7,8%	1	30%	3	A medio plazo es probable que haya penalizaciones por su uso.	1	Tecnología contaminante. Precio del diésel poco predecible	0	<b>8</b>
Gen Renovable (FV 50 kWp)	6,3%	1	17,4%	3	8%	1	La tendencia normativa busca favorecer las energías renovables.	3	Tecnología no gestionable por sí sola, pero con gran potencial de mejora si se combina con almacenamiento.	2	<b>10</b>
Alm. Energético (SPS 40)	6,7%	1	2,8%	0	-4%	0	La normativa es neutra hacia el almacenamiento electroquímico como medida de ahorro.	2	A medio plazo, el coste por kWh podría reducirse hasta resultar una inversión rentable	2	<b>5</b>
Gestión demanda (225 kWter)	4,7%	0	2,0%	0	6%	0	Es una estrategia que no se ve afectada por la normativa ni positiva ni negativamente.	2	Podría ser una solución viable si el consumo de frío se mantuviera durante los 12 meses del año.	1	<b>3</b>



Con la recopilación de datos recogida en la tabla anterior se exponen las que se consideran las decisiones óptimas a tomar para la instalación que ha sido objeto de estudio.

- 1º En primer lugar, se recomienda esperar a la publicación de la nueva metodología de cálculo de peajes y posteriormente evaluar el cambio a la tarifa 6.1A.
- 2º Evaluar la opción de llevar a cabo una instalación de generación fotovoltaica combinada con un sistema de almacenamiento.
- 3º Tener en cuenta criterios de eficiencia energética en las posibles sustituciones de equipos del proceso productivo, favoreciendo la elección de equipos de alta eficiencia que permitan reducir las puntas de demanda y el consumo energético.

### 7.1 Líneas futuras de trabajo

Como continuación a este proyecto se proponen las siguientes líneas de trabajo futuras:

- I) Realizar el análisis de rentabilidad y dimensionado de la instalación óptima de generación fotovoltaica combinada con un sistema de almacenamiento mediante simulaciones y bajo distintos escenarios.
- II) Realizar un estudio pormenorizado de todos los equipos eléctricos que participan en el proceso productivo y sus consumos y evaluar la viabilidad de su sustitución por otros de alta eficiencia.



## 8 ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO

A continuación, se realiza el estudio económico en el que se describen todos los costes imputables a la realización del presente proyecto.

Los costes del proyecto se dividen en costes directos y costes indirectos.

### 8.1 Costes directos

#### a) Mano de obra:

El proyecto ha sido realizado en su totalidad por un ingeniero junior que tiene asignado un salario bruto de 27€/hora y llevarlo a cabo ha supuesto 180 horas de trabajo.

#### b) Dietas y desplazamientos:

Durante la realización del proyecto, se han realizado 5 visitas a la instalación que se encuentra a 280 km de distancia. Se establece un coste de 0,30€/km.

En cada visita se incluye una dieta de 10€.

#### c) Campaña de medidas

Para el análisis de datos y la realización de los cálculos, el estudio se ha subcontratado a una empresa de monitorización la campaña de medidas. Esta ha supuesto un coste de 2.200€.

### 8.2 Costes indirectos

Los costes indirectos, fotocopias, facturas de teléfono, licencias de software, etc. se estiman en un 5% del total de los costes directos.

### 8.3 Coste de realización del proyecto

Concepto	Coste (€)
Horas de trabajo	4.860,00
Desplazamientos y dietas	712,00
Campaña de medidas	2.200,00
Costes indirectos	425,60
IVA (21%)	1.721,50
	<b>9.919,10</b>

El coste del estudio realizado tiene un coste para el cliente en mano de obra, desplazamientos, otros costes e impuestos que asciende a 9.919,10 €



## 9 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Cype Ingenieros. Generador de precios de la construcción. España [en línea] Consulta: marzo 2019. Disponible en: <http://www.generadordeprecios.info/>
- [2] MTU onsiteenergy.com. “Understanding Generator set ratings for maximum performance and reliability” [en línea] Consulta: agosto 2018. Disponible en: [https://www.mtuonsiteenergy.com/fileadmin/fm-dam/mtu\\_onsite\\_energy/6\\_press/technical-articles/en/3156391\\_OE\\_TechnicalArticle\\_Reliability\\_2010.pdf](https://www.mtuonsiteenergy.com/fileadmin/fm-dam/mtu_onsite_energy/6_press/technical-articles/en/3156391_OE_TechnicalArticle_Reliability_2010.pdf)
- [3] Morante, J.R. (2014), *El Almacenamiento de la electricidad*, Barcelona, España, Fundación Gas Natural Fenosa.
- [4] Fullea García, José (1994), *Acumuladores electroquímicos: fundamentos, nuevos desarrollos y aplicaciones*, España, McGraw-Hill.
- [5] MAPAMA - SIAR (Sistema de información agroclimática para el regadío) [En línea] Consulta: septiembre 2018. Disponible en: <http://eportal.mapama.gob.es/websiar/SeleccionParametrosMap.aspx?dst=1>
- [6] windpower.org. DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION [en línea] Consulta: septiembre 2018. Disponible en: <http://xn--drømstørre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/betz.htm>
- [7] Yusta Loyo, Jose María (2013), *La contratación del suministro eléctrico: Oportunidades y estrategias para reducir el coste de las facturas eléctricas*, España, Paraninfo.
- [8] Energy Efficiency Ratio (sciencedirect) [En línea] Consulta: marzo 2019. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/energy-efficiency-ratio>
- [9] Cambio climático a futuro y el sector eléctrico (Energía y sociedad) [En línea] Consulta: diciembre 2018. Disponible en: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-4-cambio-climatico-a-futuro-y-el-sector-electrico/>