

LOS COSTES ENERGÉTICOS EN LA AGRICULTURA DE REGADÍO. ALTERNATIVAS PARA SU REDUCCIÓN Y EFECTOS DE LA IMPLANTACIÓN DE UNA TARIFA VERDE EN ESPAÑA

LANGARITA, Raquel*;
SARASA, Cristina;
JIMÉNEZ, Sofía

Resumen: Este artículo analiza los incrementos de los costes energéticos en la Comunidad General de Riegos del Alto Aragón, un grupo de comunidades de regantes de la provincia de Huesca (noreste de España) con más de 127.000 hectáreas de cultivo. Además de los procesos de modernización, recientemente, el aumento del precio de la energía ha provocado incrementos considerables en los costes energéticos. Dada la importancia de la agricultura de regadío en España, se propone la implantación de la tarifa verde francesa (“*Tarif Vert*”) para reducir sus costes energéticos y se muestran los efectos positivos que esto para la economía española.

Palabras clave: energía, sector agrario, tarifas eléctricas, *Tarif Vert*.

Clasificación JEL: Q0, Q10, Q20, Q40, Q42, Q48 y Q51.

Abstract: This article analyzes the increases in energy costs in the General Community of Irrigation del Alto Aragón, a group of communities of irrigators in the province of Huesca (northeastern Spain) with more than 127,000 hectares. In addition to the modernization, recently the rise of energy prices has led to significant increases in energy costs. Given the importance of irrigated agriculture in Spain, the implementation of French green fee (" *Tarif Vert* ") is proposed to reduce their energy costs and the positive effects shown this for the Spanish economy.

Keywords: energy, Spanish Agriculture, Green tariff

1. Introducción

La energía es un elemento esencial para el funcionamiento de la economía, ya que todos los sectores necesitan de ella para operar, pero en particular para la agricultura de regadío, la cual ha aumentado considerablemente el consumo de energía para bombeo y distribución del agua de riego tras la modernización.

Recientemente, dada la relevancia que adquieren tanto el sector energético como la agricultura de regadío, se está prestando especial atención al binomio agua-energía, como podemos ver en Cabrera et al. (2010), Cabrera (2011), Uche (2013), Corominas (2010) y Carrillo-Cobo et al. (2010). Además, en los últimos años está aumentando considerablemente el precio de la energía, lo que hace crecer en gran medida los costes en la agricultura de regadío.

En este contexto, una revisión del consumo de energía en el regadío y del diseño y cuantía de las tarifas eléctricas en España resulta de gran importancia y puede facilitar el diseño de medidas que pretendan reducir los costes energéticos en el regadío, así como también suavizar algunos de los problemas que presenta el sector eléctrico.

* LANGARITA, Raquel*; SARASA, Cristina; JIMÉNEZ, Sofía. Departamento de Análisis Económico, Universidad de Zaragoza (Spain). E-mail: rlan@unizar.es

Este trabajo realiza, en primer lugar, una revisión de la evolución de las tarifas eléctricas y del consumo energético en el regadío; y en segundo lugar, analiza los efectos de la implantación en España de la tarifa verde francesa (“*Tarif Vert*” en adelante), ver JORF (2013), sobre la agricultura de regadío.

Para ello, partimos de un caso real de estudio, la Comunidad General de Riegos del Alto Aragón (CGRAA), un conjunto de 58 comunidades de regantes. La CGRAA se sitúa en la provincia de Huesca, al norte de Aragón (España) y comprende más de 127.000 hectáreas de cultivo de la cuenca del Ebro.

La cuenca del Ebro es la cuenca hidrográfica más importante de España y representa un 17% de su territorio, siendo España uno de los países más importantes del mundo por su superficie regada. Dentro de la cuenca del Ebro, el regadío de la provincia de Huesca cuenta con más de 200.000 hectáreas que representan casi el 40% de la Superficie Agraria Útil de Huesca y el 6% de la superficie agraria de regadío en España. La producción que genera el regadío de Huesca alcanza más del 80% del total de la producción agrícola de la provincia. La CGRAA es el mayor sistema de regadío de la Cuenca del Ebro y del territorio español (Sánchez-Chóliz y Sarasa, 2013).

En la CGRAA los costes de la energía han aumentado considerablemente en los últimos años. En línea con otros trabajos previos como en Rodríguez et al. (2011), quienes señalan que tras la modernización del regadío, los costes aumentaron en un 400% en una comunidad de regantes de Andalucía, los aumentos de los costes energéticos en la CGRAA se deben principalmente al aumento del consumo de energía tras la modernización del regadío; pero también en gran medida al aumento de las tarifas eléctricas. Más concretamente, en este trabajo se observa en profundidad que la parte del aumento de costes que provoca el aumento de tarifas se debe al aumento de las tarifas de acceso por potencia.

Estos resultados apuntan hacia una posible alternativa para reducir los costes: la introducción de la tarifa francesa llamada *Tarif Vert* (o alguna adaptación de ésta con efectos similares), con la que se pueden reducir los costes en la agricultura de regadío, y suavizar también otros problemas que presenta el sistema eléctrico español y que se comentan en el apartado siguiente de este trabajo.

Tras esta introducción, en la sección 2 se presenta la relevancia de la agricultura de regadío; en la sección 3 analizamos la información disponible que nos permite evaluar los costes energéticos. En la sección 4 se muestran las principales características de la *Tarif Vert* y los resultados de su introducción en España. Finalmente, el trabajo termina con unas breves reflexiones.

2. La importancia de la agricultura de regadío en España y su relación con el sector eléctrico

El sector agrícola junto con el sector agroalimentario se consideran sectores que poseen gran capacidad para dinamizar la economía, ver Duarte et al. (2012). En concreto, siguiendo la clasificación de Rasmussen (1956), los sectores arrastre (también llamados impulsores o motores) de la economía son aquellos que, si su producción aumenta, generan un efecto en el resto de sectores mayor que el propio aumento producido en ellos mismos. Entendemos por sectores estratégicos (también llamados sectores receptores) aquellos en los que, si la demanda final aumenta, generan un aumento en su producción mayor que el aumento de la demanda. Los sectores clave de la economía son aquellos que

son, al mismo tiempo, arrastre y estratégico. Finalmente, se consideran los sectores no significativos (aquellos que no son ni arrastre ni estratégico).

Varios artículos señalan a los sectores agrícola y/o agroalimentario como sectores clave, arrastre o estratégico en las diferentes comunidades de la economía española, es decir, estos sectores aparecen siempre como significativos en un sentido u otro en la economía española (véase, por ejemplo, Cardenete y López (2012) y Cardenete et al. (2015), que señalan al sector agroalimentario o de alimentación como un sector clave y al sector agrícola como un sector arrastre para la economía andaluza. En Duarte et al. (2015a) se observa que el sector agrícola es un sector estratégico de la economía aragonesa y el sector agroalimentario es un sector clave. Además, en Iraizoz (2006) se observa que en Navarra tanto la agricultura como la industria agroalimentaria son sectores claves de la economía. En la misma línea, en Polo y Valle (2002) observamos que la agricultura es un sector estratégico para la economía de las Islas Baleares. Finalmente, en Cardenete (2011) se observa que, para el conjunto de la economía española, la agricultura es un sector arrastre.

Por tanto, podemos decir que, según los anteriores trabajos, el buen funcionamiento de la agricultura favorece el buen funcionamiento de la economía en general, ya que en todos los trabajos revisados la producción en el sector de la agricultura supone un efecto multiplicador en el resto de sectores que componen la economía (no apareciendo en ninguno de los trabajos como un sector no significativo). Por ello creemos que debemos favorecer la producción y el buen funcionamiento de este sector. Además, dentro de la agricultura, el regadío supone el 20% de la superficie cultivada en España, lo que supone casi el 60% de la producción final agraria, ver Corominas (2010). Es decir, la productividad del regadío es mucho más elevada que la de la agricultura de secano, con lo que todavía más debería favorecerse el buen funcionamiento de este sector. Tras la modernización del regadío, como decíamos, se ha aumentado considerablemente el consumo de energía, por lo que existe una fuerte relación entre estos dos sectores.

Sin embargo, como decíamos en la introducción, recientemente, los precios de la energía están aumentando considerablemente en España, debido a que en el sistema eléctrico español existen problemas graves de diversa naturaleza. En primer lugar, se observa la existencia de una baja competencia entre las empresas del sector (ver Fabra y Fraba Utray, 2010). En segundo lugar, se penaliza la irregularidad temporal del consumo energético, ver Duarte et al. (2015b). Esto afecta especialmente a la agricultura, ya que la mayor parte del consumo se realiza en los meses de verano. El principal problema es que con el actual diseño de tarifas se requiere tener contratada la potencia durante todo el año. Y, en tercer lugar, nos encontramos con un elevado déficit tarifario y que sigue una tendencia creciente, véase CNE (2010, 2011, 2012, 2013), CNMC (2013) y Yusta (2013). Adicionalmente, este déficit ha impulsado leyes que están haciendo aparecer otros problemas, como por ejemplo la incertidumbre jurídica debido a los cambios en los sistemas de retribución derivados de los constantes cambios en la legislación, ver BOE (2012b, 2012c, 2012d, 2013b, 2013c, 2013d).

Dado el aumento de precios de la energía y los problemas que presenta el sistema eléctrico español, debería pensarse en alguna medida para solucionarlos. No obstante, aquí no tratamos de buscar este tipo de medidas de carácter general y que requieren de mayor tiempo para su implantación. En este trabajo, dada la importancia de la agricultura en la economía española y la necesidad de incentivar su buen funcionamiento en el corto

plazo, nos centraremos en tratar de reducir los costes energéticos en este sector, teniendo en cuenta una tarifa alternativa que está establecida en Francia, la *Tarif Vert*.

3. Costes energéticos en la CGRAA

Esta sección muestra, a continuación, que el incremento en los costes energéticos en el sector agrícola está causado principalmente por el incremento de las tarifas de acceso por potencia, con el consiguiente incremento en el precio final que esto conlleva. Para ello, partimos de datos reales de consumo energético proporcionados directamente por la CGRAA.

La CGRAA, además de agrupar a un conjunto de 58 comunidades de regantes, siendo por tanto, consumidora de energía para mantener sus actividades de regadío modernizado, es también productora de energía que aprovecha saltos hidroeléctricos situados en sus canales y pantanos. Esta comunidad recibe energía en cuarenta puntos de suministro, aunque cuatro de ellos se encargan de suministrar energía a las centrales hidroeléctricas para su mantenimiento.

Para llevar a cabo este trabajo hemos dispuesto de información detallada para el periodo 2010-2013 del consumo energético, de la potencia contratada y del periodo y el mes en los que se produce cada uno de los consumos en los diferentes puntos de suministro, toda ella facilitada directamente por la propia CGRAA. En el BOE pueden verse las tarifas de acceso por potencia contratada y las tarifas de acceso por energía consumida. Además, disponemos de los precios pactados con las empresas eléctricas, proporcionados también por la CGRAA. Aunque la CGRAA es también productora de energía, habiendo instalado seis mini centrales hidroeléctricas recientemente y cuya producción de energía es bastante significativa, siguiendo el objetivo de este trabajo nos centramos en el análisis de los costes, centrándonos, por tanto, en la parte del consumo. En el primer apartado de esta sección se explican las tarifas aplicables en España y el consumo de energía en la CGRAA, y en el segundo, se presenta cómo afectan estas tarifas al coste energético en el caso concreto de la CGRAA.

3.1 Tarifas eléctricas y consumo energético en la CGRAA

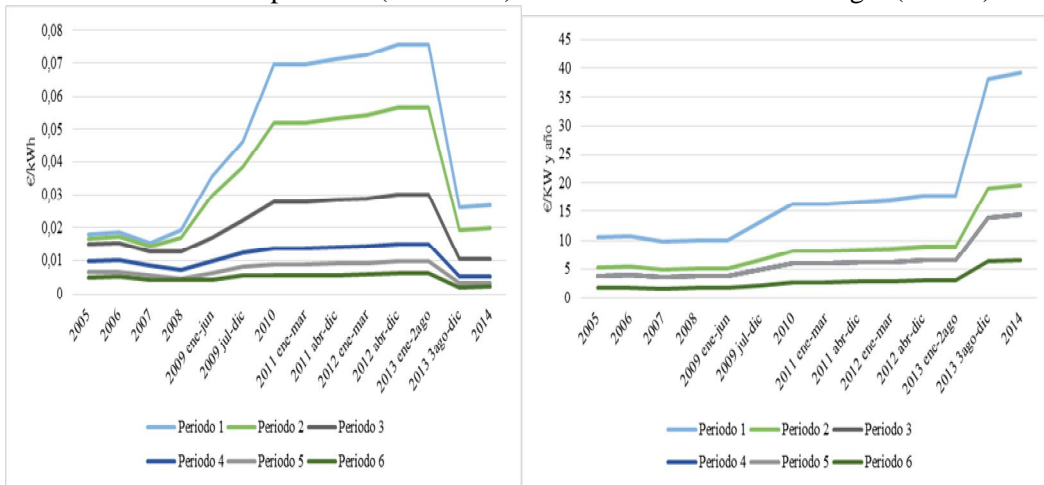
En el cálculo del precio de la energía se distinguen dos partes: el término de potencia y el término de energía. El término de potencia es íntegramente fijado por el Gobierno: son las tarifas de acceso por kilovatio (kW) de potencia contratado. El término de energía se pacta con las empresas eléctricas y en él se incluyen varios aspectos, entre ellos la tarifa de acceso por kilovatio-hora (kWh) de energía consumido. El problema que presentan las tarifas de acceso en el caso español es que han aumentado considerablemente la parte de potencia en los últimos años. Vamos a comentar aquí las características y la evolución de las tarifas que tradicionalmente se han contratado en la agricultura, pero no olvidemos que el resto de tarifas presenta características similares.

Tras la liberalización del mercado eléctrico, que comenzó en 1997 por un intento de introducir competencia entre las empresas del sector eléctrico siguiendo la tendencia de otros países de la Unión Europea, ver BOE (1997), y la desaparición de las tarifas eléctricas especiales que podían ser aplicadas en la agricultura hasta julio de 2008, ver BOE (2007, 2008), en la CGRAA se han contratado tradicionalmente las tarifas 3.1A y 6.1, según la potencia contratada en cada uno de los puntos de suministro, a excepción del año 2013 en el cual se contrata la tarifa 6.2 para un nuevo punto de suministro. No obstante, a lo largo de los años la tarifa que se contrata en los puntos de suministro que

suponen un mayor consumo energético es la tarifa 6.1, por ello es en esta tarifa en la que nos vamos a centrar a continuación.

La tarifa 6.1 se puede aplicar a instalaciones cuya tensión se encuentre entre 0 y 36 kV y cuya potencia contratada sea mayor o igual que 450 kW. Se divide en seis periodos horarios, cuyo calendario completo de la distribución horaria podemos ver en INDESO (2014). Estos periodos, como podemos ver en los gráficos 1 y 2, tanto para el término de energía como para el término de potencia, siguen un orden descendiente en precios, es decir, el periodo 1 es el más caro y el 6 es el más barato. El gráfico 1 muestra la evolución del término de potencia de la tarifa 6.1, que presenta una tendencia creciente desde el año 2005. Esta tendencia creciente induce a una pérdida de eficiencia energética, puesto que, además de aumentar los costes totales, aumenta el coste que representa la parte fija respecto del total del gasto en la factura eléctrica, haciendo que sea relativamente mucho más barato el consumo de energía. El gráfico 2 muestra la evolución del término de energía también de la tarifa 6.1. Como podemos observar, se produce una reducción del término de energía a partir de agosto de 2013, con lo que se acentúa el efecto anterior al reducirse todavía más la parte variable de la factura y ocupar un mayor porcentaje la parte fija.

Gráfico 1: Término de potencia (€/kW-año). Gráfico 2: Término de energía (€/kWh)



Nota: Coinciden los periodos 3, 4 y 5 en potencia. Fuente: Duarte et al. (2015b).

Las tarifas de acceso suponen recaudación para el Estado y es éste el que las fija, con lo que deberían establecerse de la manera más justa posible. Un argumento a favor de la reducción de las tarifas de acceso por potencia proviene de la propia teoría económica. Recordemos que un *impuesto de suma fija* es la fuente de recaudación que supone una menor redistribución de la renta. La tarifa de acceso por potencia supone una cuota fija, es decir, no se paga proporcionalmente al consumo. Esta tendencia a aumentar las tarifas por potencia y disminuir las tarifas por energía hace que, cada vez en mayor medida, las tarifas estatales por el uso de la energía se parezcan más a un *impuesto regresivo*.

Un problema también muy preocupante es que esto supone un desincentivo al ahorro de energía, ya que la parte del total que se paga por el consumo resulta relativamente más barata. Al pagar una parte muy importante por potencia, es decir, un coste fijo, cada vez se nota menos, en el total del coste, el coste por energía consumida.

Dada la importancia que supone el sector de la agricultura para la economía española, la medida que se propone a continuación pretende reducir los costes en este sector mediante la reducción de la tarifa de potencia, lo que puede permitir reducir los costes e incentivar la sensibilidad del consumidor hacia el ahorro de energía. Como el coste total sería menor debido a la reducción del coste por potencia, la parte del consumo sería relativamente más cara, lo que llevaría a un consumo más prudente. Otro efecto negativo de altas tarifas por potencia es la tendencia a contratar una potencia escasa o muy ajustada, que puede dar lugar a interrupciones no deseadas en el suministro e incluso a reducir la seguridad de la propia instalación.

En la tabla 1 se muestra el consumo mensual de energía en la CGRAA en el año 2013. En ese año el grueso del consumo de energía se dio entre abril y septiembre, aunque en otros años podría variar y darse entre mayo y octubre. Este consumo irregular en el tiempo ha llevado en varias ocasiones a los agricultores a plantear un *contrato de temporada* en el que el consumo en verano sea más barato.

Esta proposición se fundamenta en la penalización recibida al tener contratada la misma potencia todo el año y pretende introducir reducciones de las tarifas de energía en verano. Para ello, una posible solución sería la posibilidad de disponer de contratos anuales en los que poder distinguir dos temporadas a lo largo del año: una de consumo intensivo, que coincida con los meses en los que más consumo se realiza, y otra temporada de consumo residual.

Centrándonos en la agricultura y particularizando a nuestro caso de estudio, en una comunidad de regantes la temporada de consumo intensivo sería de abril o mayo a septiembre u octubre, incluyendo alguna restricción como que en la temporada de consumo residual pudiera contratarse, como máximo, el 20% de la potencia total. Esto permitiría a los regantes disponer durante la temporada baja de cierto suministro de electricidad. Con nuestra nueva propuesta veremos que se solucionaría en gran parte este problema.¹

Tabla 1: Consumo mensual de energía en la CGRAA en el año 2013 (GWh)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total
Consumo(GWh)	2,97	0,38	0,74	3,63	3,18	6,04	10,36	11,97	5,46	0,95	0,24	0,29	46,2

Fuente: elaboración propia a partir de CGRAA.

La tabla 2 muestra el consumo energético en cada uno de los cuarenta puntos de suministro de la CGRAA en el periodo 2010-2013. En ella observamos que el consumo energético para el conjunto de la CGRAA aumenta de 2010 a 2013. Además, podemos ver que en el año 2013 son Alconadre, Almudévar-Artical-Violada y Lalueza los que realizan un mayor consumo energético. Ésta es la razón por la que serán estos tres puntos de suministro los que utilizaremos para realizar simulaciones sobre los efectos de la implantación en España de la *Tarif Vert*.

¹ Otra de las medidas que han propuesto en varias ocasiones los agricultores es el autoconsumo, el cual debería abordarse de una forma amplia. Concretamente, en la CGRAA se observa que sería posible cubrir el consumo energético con su propia producción. Esto no ocurre sólo en esta comunidad, sino que ocurre en muchas otras instalaciones productivas. El problema principal es que se necesita un marco institucional y legal que favorezca y facilite este tipo de producción.

Tabla 2: Consumo total de energía por puntos de suministro (kWh)

Nº	Comunidad de regantes	2010	2011	2012	2013
1	A-19-20 Estación Saso sector 34	813.307	1.069.112	977.682	1.031.240
2	A-19-20 (Rebombeo Salillas) sector 34	39.271	65.064	56.890	55.477
3	A-19-20 Estación Huerto sector 35	2.502.544	3.001.803	2.616.020	2.541.768
4	A-19-20 Estación Salillas sector 33	1.058.994	1.326.326	1.056.393	1.123.252
5	Alconadre	3.675.012	4.002.023	3.250.710	3.812.277
6	Almudévar Abaries	939.911	2.092.065	1.991.373	2.069.049
7	Almudévar-Artical-Violada	1.252.814	2.697.321	2.524.724	2.857.633
8	Almudévar Colladas	334.917	632.323	635.815	772.343
9	Almudévar Matilero	255.161	644.325	532.818	682.219
10	Canal del Cinca-Barbastro	167.879	179.385	196.935	183.645
11	Collarada 2ª Sección	1.500.667	2.082.119	2.026.527	2.058.784
12	La Campaña	208.020	244.317	229.303	285.328
13	La Corona (bombeo 1) Valdabra	779.092	1.144.362	1.046.157	1.708.146
14	La Corona (bombeo 2) Albero	1.080.899	1.293.044	1.179.331	1.130.936
15	La Corona (bombeo 3) Piracés	681.105	909.973	845.292	824.867
16	Lalueza	2.040.945	3.055.018	2.716.143	2.894.789
17	Lasesa (bombeo 3)	1.535.432	1.704.472	1.227.039	1.548.063
18	Lasesa (bombeo 4)	1.773.524	2.280.231	1.402.606	1.905.571
19	Lasesa (bombeo 5)	491.802	532.682	419.459	431.028
20	Lasesa (bombeo 6)	686.986	754.461	601.004	662.387
21	Montesnegros	3.424.694	3.580.224	2.670.233	2.427.603
22	Piracés Flumen	182.410	307.812	284.044	327.747
23	Sangarrén	63.598	143.828	207.114	233.754
24	San Pedro	832.528	863.206	889.373	920.830
25	San Pedro	1.295.102	1.521.072	1.399.418	280.205
26	San Juan - Laluenga	731.084	824.233	828.533	785.013
27	San Miguel	2.668.946	2.727.504	2.205.652	2.407.051
28	Sector VII	696.291	749.420	1.065.724	1.362.060
29	Sector VIII	266.543	749.420	1.154.925	1.613.812
30	Sector XI	1.561.187	2.029.252	1.794.511	1.862.055
31	Sector XI	1.493.517	1.988.784	1.896.505	2.613.002
32	Tramaced	346.250	512.892	421.812	375.819
33	Val de Alferche bombeo Berbegal	314.248	378.345	384.456	328.345
34	Val de Alferche bombeo Fornillos	229.971	296.635	287.655	283.766
35	Sodeto	77.198	296.635	387.777	918.353
36	Central H. Valdespartera	19.399	14.230	20.498	8.135
37	Central H. Montanera	24.224	19.749	12.062	18.414
38	Central H. Piracés	22.311	11.182	25.669	25.151
39	Central H. Torrollón	19.232	16.923	20.029	19.709
40	Lasesa Lastanosa				808.937
Total		36.087.015	46.741.772	41.488.211	46.198.563

Fuente: Elaboración propia a partir de CGRAA.

3.2 Aumento de costes causado por el aumento de las tarifas de acceso

En la tabla 3 mostramos la potencia contratada, la energía consumida y el coste energético total para los puntos de suministro que contratan con tarifa 3.1A en el periodo 2010-2013. Las potencias que se muestran son las potencias medias de cada uno de los puntos de suministro que contrata con esta tarifa. En esta tabla se observa, en primer lugar, que la potencia contratada disminuye en los tres periodos. Además, hay una tendencia a disminuir el consumo de energía de una forma muy significativa en el periodo 1, que es el más caro, y a aumentarlo levemente en el periodo 2, manteniéndose prácticamente constante el consumo en el periodo 3. Sin embargo, a pesar de disminuir la potencia contratada y de crecer levemente la energía consumida (tan sólo lo hace en un 5,63% y en los periodos más baratos), el coste total aumenta en estos años, pasa de 229.054 € en 2010 a 390.425 € en 2013,

Tabla 3: Potencia, energía y coste, 2010-2013, Tarifa 3.1 A

	Potencia contratada (kW)			Energía consumida (kWh)				Coste
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₁	P ₂	P ₃	Total	Total
2010	60	175	175	96.249	603.553	1.042.910	1.742.712	229.054
2011	60	170	170	114.856	675.163	1.280.758	2.070.777	228.671
2012	60	150	160	92.741	605.833	1.151.808	1.850.382	229.669
2013	55	160	160	55.605	699.079	1.086.250	1.840.934	390.425

Fuente: Duarte et al. (2015b).

suponiendo un incremento de más del 70 %, lo cual indica que se debe, en su mayor parte, al aumento de las tarifas, concretamente de las tarifas de acceso por potencia.

En el periodo 2010-2013 la potencia contratada con la tarifa 6.1 en el total de las comunidades de la CGRAA, como se observa en la tabla 4, aumenta en los periodos baratos, como el periodo 6, y disminuye en periodos caros, como el periodo 1. Observamos que hay una tendencia a disminuir el consumo en los periodos 1 y 5, y a aumentar el consumo en los periodos 2, 3 y 6, creciendo el total de energía consumida algo más de un 25% de 2010 a 2013. La razón principal de este incremento global es de nuevo la mayor demanda que se realiza en los regadíos ya modernizados o en aquellas comunidades que se van adaptando al proceso de modernización. En la última columna de la tabla 4 se presenta la evolución de los costes totales, que crecen todos los años, pasando de 3.433.277€ en 2010 a 5.775.541€ en 2013, lo que supone un incremento del 68%. Al igual que en el caso de la tarifa 3.1A, el incremento de los costes es muy superior al incremento del consumo, debido principalmente al aumento de la tarifa de acceso del término de potencia.

Tabla 4: Potencia, energía y coste, 2010-2013, Tarifa 6.1

	Potencia media contratada (kW)						Energía consumida (kWh)						Coste (euros)	
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	P ₆	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	P ₆	Total	Total
201	38	67	68	68	70	855	1.397.6	2.423.2	449.7	1.401.4	2.172.7	26.512.	34.357.	3.433.2
201	37	71	72	72	72	930	1.588.3	3.192.9	470.3	1.636.0	2.781.8	35.437.	45.107.	4.035.2
201	31	65	65	65	70	940	900.81	2.195.1	533.8	1.668.5	1.505.4	32.604.	39.408.	4.401.2
201	34	76	77	77	81	103	1.179.9	3.329.8	492.2	1.888.0	1.863.5	34.795.	43.548.	5.775.5

Fuente: Duarte et al. (2015b).

En resumen, en los puntos de suministro que contratan con tarifa 3.1A, pese a haber disminuido la potencia contratada en los tres periodos tarifarios a lo largo del periodo 2010-2013 y a haber aumentado la energía consumida, aunque sólo en un 5,63%, los costes aumentaron en un 70,45%. Por otro lado, en los puntos de suministro que contratan con tarifa 6.1, la potencia contratada en el periodo 6 (el periodo más barato) aumenta, mientras que la potencia contratada en el periodo 1 (el más caro), disminuye. Así pues, la energía consumida aumenta en un 26,75% y los costes aumentan en un 68,21% en el periodo 2010-2013. Además, el coste total en el año 2010 es de 3.662.331 euros; en el año 2011 de 4.263.331; en el año 2012 de 4.630.923; y, en el año 2013, de 6.269.858. Teniendo en cuenta la potencia contratada en el año 2013 y las tarifas de acceso publicadas en el BOE, las cuales cambian a lo largo del año, la previsión del coste por potencia para las comunidades de la CGRAA para el año 2014 es de 2.184.415 euros mientras que la previsión del coste por energía consumida para el año 2014 asciende a 3.092.345 euros. Esto hace que la previsión del coste en el año 2014 sea de alrededor de 6.986.074 euros, con lo que parece que la tendencia sigue siendo creciente.

En vista a los resultados y con el objetivo de confirmar el hecho de que el aumento de los costes energéticos en la CGRAA se debe, principalmente, al aumento de las tarifas de acceso por potencia, se presentan a continuación los resultados de unas simulaciones realizadas con el fin de observar los cambios en los costes energéticos con distintas tarifas eléctricas para los mismos datos de potencia contratada y energía consumida, datos de la CGRAA del año 2013. En concreto, se realizan seis estimaciones, teniendo en cuenta para cada una de ellas las tarifas aplicables según BOE (2009, 2011b, 2011a, 2012a, 2013a, 2014).

La tabla 5 presenta los resultados obtenidos y muestra que, teniendo en cuenta los cambios en las tarifas aplicables en enero de 2010 (BOE 2009) y las aplicables en febrero de 2014 (BOE 2014), los costes pasarían de 3.984.760 euros a 5.276.760 euros, lo que supondría un aumento de un 32,42%. Este aumento está provocado en su mayor parte por el aumento que se produjo tras la reforma de agosto de 2013 (BOE 2013a), con la cual los costes pasarían de 4.588.789 euros a 5.178.301 euros, es decir, aumentarían en un 12,84%.

Tabla 5: Simulación del coste energético según distintas tarifas eléctricas (euros)

BOE	Coste por potencia	% Potencia	Coste por energía	% Energía	Coste total
2009	910.990,04	22,86%	3.073.770,68	77,14%	3.984.760,71
2011b	929.209,86	25,03%	2.782.477,36	74,97%	3.711.687,25
2011a	947.794,04	22,06%	3.348.074,02	77,94%	4.295.868,08
2012b	990.192,28	21,58%	3.598.597,60	78,42%	4.588.789,88
2013a	2.124.403,69	41,03%	3.053.897,32	58,97%	5.178.301,03
2014	2.184.415,43	41,40%	3.092.345,23	58,60%	5.276.760,65

Fuente: Elaboración propia a partir de CGRAA.

Además, podemos observar que el porcentaje que representa el coste por potencia sobre el total del coste va aumentando con las distintas regulaciones que se van aplicando,

produciéndose el mayor incremento con la reforma del 3 de agosto de 2013². Además, no solamente aumenta en términos relativos, sino que también lo hace en términos absolutos. Por otro lado, el coste, tanto en términos absolutos como en porcentaje, del término de energía disminuye. Estos resultados claramente desincentivan un buen uso de la energía, puesto que, como ya se ha mencionado, en términos relativos, resulta mucho más barato el consumo.

4. Introducción de la tarifa verde en España

4.1. Características de la Tarif Vert

Dada la importancia de la agricultura como motor de cualquier economía y el efecto arrastre sobre el resto de sectores que presenta en la economía española en particular, tal como se ha justificado en la sección 2 de este artículo, la propuesta que realizamos es la implantación en España de la *Tarif Vert* (o alguna adaptación de ésta), una tarifa francesa especial para la agricultura, con la que podrían reducirse los costes en el regadío y suavizar ciertos problemas del sector eléctrico existentes actualmente, como por ejemplo la penalización del consumo temporal irregular o la desigualdad en la redistribución de la renta.

En esta sección se presentan las principales características de esta tarifa francesa con el fin de entender su estructura, y en la siguiente sección se simulan los costes energéticos si ésta fuese la tarifa para los tres puntos de suministro que realizan un mayor consumo energético en la CGRAA.

La *Tarif Vert* es una tarifa pensada para instalaciones de alta tensión (superiores a 1 kV), en la que se distinguen tres tipos de tarifas según la potencia contratada. Estos tipos de tarifas son: A (menos de 10 MW), B (de 10 a 40 MW) y C (más de 40 MW). En nuestro caso concreto de estudio, podríamos acogernos al tipo “A”, ya que en ningún caso se llega a los 10.000 kW de potencia contratada, ni siquiera se llega en ninguno de los cuarenta puntos de suministro a los 3.000 kW.

Adicionalmente, se distinguen tres opciones según el tamaño de las instalaciones: “Option Base”, “Option EJP” y “Option modulable”. En la *Tarif Vert A5 Option Base* se distinguen además dos temporadas: invierno y verano. La temporada de “invierno” transcurre de noviembre a marzo y la temporada de “verano” de abril a octubre.

Además, como podemos ver en JORF (2013), distingue cinco periodos horarios: *horas punta* (Pte), de 9 a 11 h. y de 18 a 20 h. en diciembre, enero y febrero; *horas plenas de invierno* (HPH), de 6 a 9 h., de 11 a 18 h. y de 20 a 22 h. en diciembre, enero y febrero; *horas valle de invierno* (HCH), de 0 a 6 h. y de 22 a 24 h. de noviembre a marzo y domingos de verano; *horas plenas de verano* (HPE), de abril a octubre de 6 h. a 22 h; y *horas valle de verano* (HCE), de 0 a 6 h. y de 22 a 24 h. de abril a octubre y domingos de verano. Esto podemos verlo en el calendario completo de la tabla 6.

² No obstante, la reforma de 3 de agosto de 2013 no es la última disponible, pero sí la más significativa, especialmente en lo que afecta al regadío, debido al gran aumento de las tarifas de acceso por potencia y a la retirada de las primas a la producción de energía renovable. Ver BOE (2013a).

Tabla 6: Calendario periodos horarios *Tarif Vert A5 Option Base*

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Domingos (nov-mar)	Domingos (abr-oct)
0-1	HCH	HCH	HCH	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCH	HCH	HCH	HCE
1-2	HCH	HCH	HCH	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCH	HCH	HCH	HCE
2-3	HCH	HCH	HCH	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCH	HCH	HCH	HCE
3-4	HCH	HCH	HCH	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCH	HCH	HCH	HCE
4-5	HCH	HCH	HCH	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCH	HCH	HCH	HCE
5-6	HCH	HCH	HCH	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCH	HCH	HCH	HCE
6-7	HPH	HPH	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	HPH	HCH	HCE
7-8	HPH	HPH	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	HPH	HCH	HCE
8-9	HPH	HPH	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	HPH	HCH	HCE
9-10	Pte	Pte	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	Pte	HCH	HCE
10-11	Pte	Pte	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	Pte	HCH	HCE
11-12	HPH	HPH	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	HPH	HCH	HCE
12-13	HPH	HPH	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	HPH	HCH	HCE
13-14	HPH	HPH	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	HPH	HCH	HCE
14-15	HPH	HPH	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	HPH	HCH	HCE
15-16	HPH	HPH	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	HPH	HCH	HCE
16-17	HPH	HPH	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	HPH	HCH	HCE
17-18	HPH	HPH	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	HPH	HCH	HCE
18-19	Pte	Pte	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	Pte	HCH	HCE
19-20	Pte	Pte	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	Pte	HCH	HCE
20-21	HPH	HPH	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	HPH	HCH	HCE
21-22	HPH	HPH	HPH	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPE	HPH	HPH	HCH	HCE
22-23	HCH	HCH	HCH	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCH	HCH	HCH	HCE
23-24	HCH	HCH	HCH	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCE	HCH	HCH	HCH	HCE

Fuente: Elaboración propia a partir de JORF (2013).

Comparando los periodos tarifarios de la *Tarif Vert* con los de la tarifa 6.1 (recordemos que podemos observar el calendario completo de los periodos en INDES0, 2014) observamos que el periodo más económico, el HCE, es similar al periodo 6 de la tarifa 6.1. La principal diferencia es que, en el caso francés, no comprende los meses de invierno. El siguiente periodo más barato, las horas plenas de verano (HPE), podría compararse con el periodo 5 de la tarifa 6.1, pero, en el caso español, solamente en los meses de abril, mayo y octubre. Las horas más caras francesas, las horas punta (Pte), se asemejan al periodo 1 de la tarifa 6.1, que comprende los meses de enero, febrero y diciembre. En el caso de la tarifa 6.1, el periodo 1 comprende los meses de enero, febrero y diciembre; pero, además los últimos quince días de junio y el mes de julio.

Además, existen distintas versiones de esta tarifa, las cuales pueden escoger los clientes, dependiendo de si realizan un consumo más o menos elevado: CU (uso corto), MU (uso medio), LU (uso largo), TLU (uso muy prolongado).

En la temporada de verano, en la cual la demanda de energía es mucho mayor que en la de invierno en la agricultura (al igual que en España, recordemos la tabla 1), las tarifas de acceso son considerablemente más reducidas que las de la temporada de invierno, como podemos observar en la tabla 7, en la que aparecen las tarifas aplicables en cada uno de los periodos horarios comentados anteriormente. Estas tarifas se componen, como en el caso español, de un término de potencia y de un término de energía. El término de potencia es un término fijo anual, es decir, no varía a lo largo del año, aunque es distinto para cada una de las versiones de las que se compone esta tarifa (obsérvese la primera columna de la tabla, “Prima anual fija”). Este término fijo se calcula, como se comentará más adelante, en base a la potencia contratada anualmente. En cuanto al término de energía, se fija una diferente tarifa por kWh de energía

consumido según temporadas (invierno y verano) y periodos (Pte, HPH, HCH, HPE y HCE).

Tabla 7: Tarifas de la *Tarif Vert A5-Option Base* (€/kW y año y €/kWh)

Versión	Prima anual fija (euros/kW y año)	Invierno (€/kWh)			Verano (€/kWh)	
		Punta	HPH	HCH	HPE	HCE
TLU	74,16	0,07154	0,0582	0,04452	0,04458	0,0282
LU	54,6	0,10421	0,06667	0,04606	0,04525	0,02881
MU	43,2	0,1421	0,07772	0,04934	0,046	0,02887
CU	30,24	0,21387	0,09782	0,05305	0,046	0,02727

Fuente: elaboración propia a partir de JORF (2013).

Para el cálculo de la potencia hay que tener en cuenta los coeficientes reductores de potencia. En el caso de la *Tarif Vert A5 Option Base*, las potencias por las que finalmente se pagará (cuyos precios son los que aparecen en la columna “Prima anual fija” de la tabla 7) se calculan restando de cada periodo la potencia contratada en el periodo anterior y aplicando los coeficientes reductores que aparecen en la tabla 8.

Tabla 8: Coeficientes reductores de potencia *Tarif Vert*

Versiones	Punta	HPH	HCH	HPE	HCE
TLU	1	0,67	0,27	0,23	0,23
LU	1	0,76	0,4	0,37	0,34
MU	1	0,75	0,36	0,33	0,28
CU	1	0,78	0,52	0,46	0,42

Fuente: elaboración propia.

También hay unos costes adicionales por excesos de potencia, como en el caso español, muy despreciables. Estos costes adicionales no los tendremos en cuenta en nuestras simulaciones, puesto que son muy despreciables, lo cual, además, no influye para la comparación entre tarifas, puesto que no se tienen en cuenta ni en el caso francés ni en el caso español. Además, a este coste habría que añadir los impuestos, que en nuestro análisis no se consideran, puesto que así podemos comparar (como haremos más adelante) las tarifas eléctricas únicamente sin tener en cuenta los impuestos, tanto en el caso francés como en el caso español³.

Esta tarifa permitiría suavizar la problemática del consumo irregular en el tiempo, ya que el pago principal se hace por kWh, tanto en verano como en invierno (el pago por energía tiene un peso mucho mayor en el coste total). Aunque el resultado sería similar, las medidas serían distintas que en el caso del *Contrato por temporada*, ya que no se plantea la desaparición (ni la reducción) del coste por potencia contratada mediante la eliminación o reducción de las tarifas por potencia o, como plantea la *Tarif Vert*, mediante la potencia total por la que finalmente se pagará.

Por otra parte, como se deduce de las tablas 6 y 7, este tipo de tarifa mantiene el pago por potencia, pero modifica fuertemente la forma de pagar por ella. En concreto, la

³ Uno de los impuestos más significativos en el caso español es el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA). No lo incluimos en el análisis, además de porque podemos comparar las tarifas española y francesa sin tener en cuenta, en ninguno de los dos casos, los impuestos, porque cualitativamente no afecta. En todo caso, si aumenta el IVA los incrementos en costes serían mayores.

potencia se divide en un tramo inicial del primer periodo, e incrementos adicionales en los demás periodos. Por el tramo inicial se paga siempre lo mismo, y a cada uno de los incrementos se le aplica otro precio, además de un coeficiente reductor. Una de las cosas que permite esta tarifa es rebajar el precio de las potencias adicionales a usar en el verano, además de ser menor el pago por consumo de energía en el verano. En otras palabras, esta tarifa tiene precios más reducidos para los usos que en verano hacen los regantes.

Partiendo del diseño de esta tarifa, dada la menor potencia por la que finalmente habrá que pagar y viendo los argumentos del apartado anterior, parece que va en favor de aumentar la redistribución de la renta, disminuir los costes energéticos y promover el ahorro energético.

4.2. Simulación de costes con Tarif Vert

Como decíamos en la sección 3, en el año 2013 los puntos de suministro que mayor consumo energético realizan en la CGRAA son los de Alconadre, Almedúvar-Artical-Violada y Lalueza. A continuación vamos a realizar una simulación para estudiar cuál habría sido el coste en el año 2013 en estos puntos de suministro según la tarifa francesa.

En la tabla 9 observamos las equivalencias que se han asumido para la simulación tanto para potencia como para energía entre la *Tarif Vert* y la tarifa 6.1, que es con la que se contrata en los puntos de suministro estudiados. Asumimos la misma potencia contratada en el periodo Pte (el más caro de la *Tarif Vert*) que en el periodo 1 (el más caro de la tarifa 6.1); en los periodos HPH, HCH y HPE (periodos intermedios en cuanto a precio en potencia contratada por kW) asumiremos la potencia media contratada entre los periodos 2, 3, 4 y 5 de la tarifa 6.1; y, finalmente, en el periodo HCE (el más barato de la *Tarif Vert*) asumiremos la potencia contratada en el periodo 6 de la tarifa 6.1, dadas las similitudes en los horarios y, sobre todo, en los precios de contratar potencia en estos periodos. Por el contrario, para el consumo de energía, en base a la comparación de periodos horarios entre la tarifa 6.1 y la *Tarif Vert* realizada anteriormente y los periodos en los que se realizan los consumos en los puntos de suministro estudiados, asumimos un reparto de los consumos como el que se muestra en la tabla 9.

Tabla 9: Equivalencias entre los periodos *Tarif Vert* y tarifa 6.1

Potencia		Energía	
Periodos Tarif Vert	Periodos Tarifa 6.1	Periodos Tarif Vert	Periodos Tarifa 6.1
<i>Pte</i>	P_1	<i>HCH</i>	P_6
<i>HPH</i>	$P_2 + P_3 + P_4 + P_5$	<i>HCE</i>	P_6
<i>HCH</i>	$P_2 + P_3 + P_4 + P_5$	<i>HPH</i>	$P_2 + P_4$
<i>HPE</i>	$P_2 + P_3 + P_4 + P_5$	<i>HPE</i>	$P_2 + P_4 + P_5$
<i>HCE</i>	P_6	<i>Pte</i>	P_1

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 10 mostramos la potencia y energía según las actuales tarifas españolas y en la tabla 11 cuáles serían según la tarifa francesa en cada uno de los tres puntos de suministro estudiados. Recordemos que la potencia por la que finalmente habrá que pagar, o potencia “facturada”, se calcula restando de un periodo la potencia contratada en el periodo anterior y aplicando los coeficientes reductores mostrados en la tabla 8. Así, para cada uno de los puntos de suministro, la potencia facturada sería la que se muestra en la tabla 12.

Tabla 10: Potencia contratada y energía consumida según periodos, tarifa 6.1, 2013

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Punto 5							
Potencia (kW)	930	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	-
Energía (kWh)	154.639	189.640	67.921	209.833	190.764	1.728.971	2.541.768
Punto 7							
Potencia (kW)	20	1.907	1.907	1.907	1907	2.212	-
Energía (kWh)	7.410	159.601	25.059	111.116	103.951	2.450.496	2.857.633
Punto 16							
Potencia (kW)	50	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	-
Energía (kWh)	133.796	217.958	51.809	133.529	96.236	2.261.461	2.894.789

Fuente: elaboración propia.

Tabla 11: Potencia contratada y energía consumida según periodos, adaptación a *Tarif Vert*

	Pte	HPH	HCH	HPE	HCE	Total
Punto 5						
Potencia (kW)	930	1.400	1.400	1.400	1.400	-
Energía (kWh)	77.320	399.473	864.486	336.005	864.486	2.541.768
Punto 7						
Potencia (kW)	20	1.907	1.907	1.907	2.212	-
Energía (kWh)	3.705	270.717	1.225.248	132.715	1.225.248	2.857.633
Punto 16						
Potencia (kW)	50	1.200	1.200	1.200	1.200	-
Energía (kWh)	66.898	351.487	1.130.731	214.943	1.130.731	2.894.789

Fuente: elaboración propia.

Tabla 12: Potencia facturada, *Tarif Vert*

Versión	Punta	HPH	HCH	HPE	HCE	Total
Punto 5						
TLU	930	315	0	0	0	1.245
LU	930	357	0	0	0	1.287
MU	930	353	0	0	0	1.283
CU	930	367	0	0	0	1.297
Punto 7						
TLU	20	1.264	0	0	70	1.354
LU	20	1.434	0	0	104	1.558
MU	20	1.415	0	0	85	1.521
CU	20	1.472	0	0	128	1.620
Punto 16						
TLU	50	771	0	0	0	821
LU	50	874	0	0	0	924
MU	50	863	0	0	0	913
CU	50	897	0	0	0	947

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 13 mostramos una estimación de cuál sería el coste con los mismos consumo de energía y potencia contratada con la *Tarif Vert*.

Tabla 13: Coste con *Tarif Vert* (euros)

Versión	Fijo	Punta	HPH	HCH	HPE	HCE	Total
Punto 5							
TLU	92.321,78	5.531,44	23.249,33	38.486,89	14.979,08	24.378,49	198.947,02
LU	70.281,12	8.057,47	26.632,86	39.818,20	15.204,20	24.905,83	184.899,68
MU	55.404,00	10.987,10	31.047,04	42.653,71	15.456,21	24.957,70	180.505,76
CU	39.209,18	16.536,32	39.076,45	45.860,96	15.456,21	23.574,52	179.713,64
Punto 7							
TLU	100.445,27	265,06	15.755,73	54.548,04	5.916,43	34.551,99	211.482,52
LU	85.056,97	386,10	18.048,70	56.434,92	6.005,35	35.299,39	201.231,44
MU	65.692,08	526,48	21.040,13	60.453,74	6.104,89	35.372,91	189.190,22
CU	48.987,59	792,39	26.481,54	64.999,41	6.104,89	33.412,51	180.778,33
Punto 16							
TLU	60.848,28	4.785,88	20.456,54	50.340,12	9.582,16	31.886,60	177.899,59
LU	50.450,40	6.971,44	23.433,64	52.081,45	9.726,17	32.576,35	175.239,44
MU	39.420,00	9.506,21	27.317,57	55.790,24	9.887,38	32.644,19	174.565,59
CU	28.637,28	14.307,48	34.382,46	59.985,25	9.887,38	30.835,02	178.034,87

Fuente: elaboración propia.

Los costes por potencia y por energía sin incluir impuestos en el año 2013 para este punto de suministro de Alconadre (punto 5) eran de, respectivamente, 96.498,93 y 309.622,42 euros, lo que suponía un total de 406.121,35 euros. Observamos, que, dependiendo de la versión de tarifa elegida, variaría el coste total, siendo la versión más barata la “CU”. Aunque hubiese restricciones legales para poder elegir una u otra de las versiones, el coste total es mucho menor con la tarifa *Vert* que con las actuales tarifas españolas; incluso aplicando la tarifa francesa más cara, se ahorraría más de la mitad.

En el caso del punto 7, también sería la versión más barata, de nuevo, la “CU”. En este caso, con la versión más cara se ahorraría alrededor del 36%, y, con la más barata, alrededor del 58%, ya que los costes por potencia y por energía sin incluir impuestos en el año 2013 para este punto de suministro eran con la tarifa española de, respectivamente, 86.398,71 y 199.685,50 euros, lo que suponía un total de 286.084,21 euros. En el caso del punto 16, al igual que en el caso del punto de suministro de Alconadre, incluso con la versión más cara de la *Tarif Vert*, podría ahorrarse casi la mitad del coste, teniendo en cuenta que los costes por potencia y por energía sin incluir impuestos en el año 2013 para este punto de suministro eran de, respectivamente, 78.159,50 y 223.974,35 euros, lo que suponía un total de 302.133,85 euros.

5. Comentarios finales

Este trabajo pretende proponer una medida con la que intentar reducir los costes energéticos en la agricultura de regadío, además de tratar de suavizar algunos de los demás problemas que presenta el sector eléctrico español, como, por ejemplo, la penalización del consumo temporal irregular. Para ello, se propone la implantación en España de la *Tarif Vert*, una tarifa existente en Francia aplicable a la agricultura. Este trabajo demuestra la reducción de los costes energéticos en la agricultura de regadío si cambiamos las actuales tarifas existentes en España por la tarifa francesa *Tarif Vert*, cuya

principal ventaja es el pago por “potencia facturada”, que presenta una gran diferencia con las tarifas españolas.

Este trabajo plantea, en primer lugar, analizar los costes energéticos en la agricultura de regadío para tratar de reducirlos después. Para ello, hemos particularizado el análisis a la CGRAA, dadas su gran extensión y la disponibilidad de datos existente en cuanto a consumo y a producción de energía eléctrica.

Mediante el análisis de los costes energéticos en la CGRAA se observa que en el periodo 2010-2013 la potencia contratada en los puntos de suministro que contratan con tarifa 3.1A disminuye y la energía consumida aumenta pero en poco más del 5%, mientras que los costes aumentan más del 70%. En los puntos de suministro que contratan con tarifa 6.1 sucede algo similar. La potencia contratada media aumenta en el periodo 6, que es el más barato; sin embargo, disminuye en el periodo 1, que es el más caro. La energía consumida aumenta, pero en poco más del 25% y los costes aumentan en casi el 70%. De todo ello se deduce que el aumento de costes se debe principalmente al aumento de tarifas.

Para confirmar lo anterior se analiza cuáles serían los costes ante distintas tarifas con unos mismos datos de potencia y consumo. Se observa un claro aumento de costes a medida que se van implementando nuevas regulaciones. Además, el porcentaje que representa el coste por potencia sobre el coste total aumenta. Teniendo en cuenta las tarifas aplicables en enero de 2010 y las aplicables en febrero de 2014, los costes aumentarían en un 32,42%, lo cual está provocado en su mayor parte por el aumento que se produjo con la reforma de agosto de 2013, con la cual los costes aumentarían en un 12,84%.

Un segundo objetivo del trabajo nos lleva a plantear una alternativa para reducir los costes energéticos con la mayor brevedad posible, analizando los efectos de implementar en España la *Tarif Vert*.

Después de realizar varias simulaciones en los puntos de suministro más relevantes por su consumo, observamos que, dependiendo de la versión elegida (hay cuatro alternativas), el coste total varía, siendo la versión más barata en todos los casos analizados la de “Courtes Utilisations” (CU). Pero lo más relevante es que en todos los casos, incluso con la tarifa más cara, esta implementación supondría un ahorro de más del 30% del actual coste energético. No obstante, con la adecuada elección de la versión contratada podría ahorrarse en todos los casos incluso más del 50% del coste. Por tanto, este trabajo demuestra que con la implantación en España de la *Tarif Vert* sería posible reducir considerablemente los costes energéticos en la agricultura de regadío, con los beneficios que ello conllevaría para el resto de la economía.

Este tema es de gran importancia en España debido al reciente aumento del consumo de energía tras la modernización del regadío. Además, viendo la importancia del sector de la agricultura en la economía española y del regadío en particular, y el gran consumo de energía necesario para bombear el agua de riego, debería pensarse, como una primera reforma del sector eléctrico español, en reducir los costes energéticos en este sector para favorecer la producción, con lo que se favorecería la producción del resto de sectores de la economía. Por otro lado, desde una perspectiva medio ambiental, la disminución del pago por potencia hace que los costes por consumo sean más visibles y se pueda incentivar el ahorro de energía.

Referencias bibliográficas

- Cabrera Marcet, Enrique; Pardo Reguero, Miguel Ángel; Cabrera Rochera, Enrique; Cobacho Jordán, Ricardo. (2010). Agua y energía en España: un reto complejo y fascinante. *Ingeniería del Agua*, volumen 17, nº 3, p. 337-363. ISSN 1134-2196.
- Cabrera, E. (2011). El binomio agua-energía. ¿Un asunto de moda o de interés real? Fundación Ciudadanía y valores.
- Cardenete, Manuel Alejandro. (2011). Análisis comparativo de sectores clave desde una perspectiva regional a través de matrices de contabilidad social: enfoques alternativos. *Revista de métodos cuantitativos para la economía y la empresa* (12). Páginas 39-64. ISSN: 1886-516X. D.L: SE-2927-06.
- Cardenete, M. Alejandro; Fuentes, Patricia D.; Mainar, Alfredo J.; Rodríguez-Morilla, M. Carmen. (2015). Análisis y explotación mediante modelos económicos multisectoriales de la matriz de contabilidad social de Andalucía para 2008. *Regional and Sectoral Economic Studies*, Vol. 15-1.
- Cardenete Flores, M. Alejandro y López Álvarez, Jorge M. (2012). Estructura y evolución de los sectores económicos estratégicos y del empleo de la economía andaluza a partir del marco Input-Output 1995-2000-2005. *Revista de estudios regionales*, nº 95, I.S.S.N.: 0213-7585 (2012), pp. 39-72.
- Carrillo-Cobo, M. T.; Rodríguez-Díaz, J. A.; Camacho-Poyato, E. (2010). The role of energy audits in irrigated areas. The case of 'Fuente Palmera' irrigation district (Spain). *Spanish Journal of Agricultural Research*, 8(S2), S152-S161. ISSN: 1695-971-X.
- CNE. (2010), (2011), (2012). Informe sobre la liquidación provisional nº 14 de 2009, 2010, 2011 y 2012 y verificaciones practicadas sector eléctrico. Comisión Nacional de la Energía.
- CNE. (2013). Informe sobre la liquidación provisional nº 12 de 2012 y verificaciones practicadas sector eléctrico. Comisión Nacional de la Energía.
- CNMC. (2013). Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 8 de 2013 sector eléctrico. Comisión Nacional de los mercados y la competencia.
- Corominas, Joan. (2010). Agua y energía en el riego, en la época de la sostenibilidad. *Ingeniería del agua*, vol. 17, Núm. 3.
- Duarte, Rosa, Jiménez, Sofía; Langarita, Raquel; Sánchez, Julio. (2015a). Evaluating the structural effects of a big cultural event: the case of the International Expo Zaragoza 2008. *Regional and Sectoral Economic Studies*, vol 15-1.
- Duarte, R.; Jiménez, S.; Langarita, R.; Sánchez-Chóliz, J.; Sarasa, C. (2015b). Energy efficiency management in irrigated agriculture: A case study in Spain. Working paper presentado en la 10th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Dubrovnik, Croacia. Departamento de Análisis Económico de la Universidad de Zaragoza.⁴
- Duarte, R.; Sánchez-Chóliz, J.; Cazcarro, I.; Rebahi, S.; Sarasa, C.; Serrano, A. (2012). La industria agroalimentaria en la economía aragonesa: capacidad dinamizadora, escenarios de crecimiento y medio ambiente. Consejo económico y social de Aragón.
- Fabra, Natalia y Fabra Utray, Jorge. (2010). Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos. Cuadernos económicos del ICE, nº 79.

⁴ Artículo todavía sin publicar pero a disposición de cualquier interesado.

- INDESIO. (2014). INDESIO. Actualización 2014. Calendario energético. <http://www.indeso.es/Calendario%206.1A%202015%20Peninsular.pdf>
- Iráizoz Apezteguía, Belén. (2006). ¿Es determinante el método en la identificación de los sectores clave de una economía? Una aplicación al caso de las tablas Input-Output de Navarra. *Estadística Española*. Vol. 48, Núm. 163, págs. 551 a 585.
- JORF. (2013). JORF n° 0063 de 15 marzo de 2013, página 4537, texto n° 21. Journal officiel de la République française. <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?dateTexte=&categorieLien=id&cidTexte=JORFTEXT000027172789>
- Polo, Clemente y Valle, Elisabeth. (2002). Un análisis input-output de la economía balear. *Estadística Española*, vol. 44, Núm.151, 2002, págs. 393 a 444.
- Rasmussen, P. N. (1956). *Studies in Intersectoral Relations*. Einar Harcks Forlag & North-Holland. Copenhagen and Amsterdam.
- Rodríguez-Díaz, J. A.; Pérez-Urrestarazu, L.; Camacho-Poyato, E.; Montesinos, P. (2011). The paradox of irrigation scheme modernization: more efficient water use linked to higher energy demand. *Spanish Journal of Agricultural Research*, 9, 4, 1000-1008.
- Sánchez Chóliz, J. y Sarasa, C. (2013). Análisis de los recursos hídricos de Riegos del Alto Aragón (Huesca) en la primera década del siglo XXI. *Economía Agraria y Recursos Naturales*, 13, 1, 97-124.
- Uche, Javier. (2013). *La energía en el agua*. Prensas de la Universidad de Zaragoza. Textos Docentes, 218.
- Yusta Loyo, José María. (2013). *Contratación del suministro eléctrico: oportunidades y estrategias para reducir el coste de las facturas eléctricas*. Ed. Paraninfo.

Anexo. Legislación: BOE = Boletín Oficial del Estado

- BOE. (1997). Ley 54/1997, de 27 de noviembre del sector eléctrico. n° 285.
- BOE. (2007). Ley 17/2007, de 4 de julio. n° 160.
- BOE. (2008). Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio. n° 156.
- BOE. (2009). Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre. n° 315. Disposición general.
- BOE. (2011a). Orden IET/3586/2011, de 31 de diciembre. n° 315. Disposición general.
- BOE. (2011b). Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo. n° 77. Disposición general.
- BOE. (2012a). Orden IET/843/2012, de 25 de abril. n° 100. Disposición general.
- BOE. (2012b). Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero. n° 24. Disposición general.
- BOE. (2012c). Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo. n° 78. Disposición general.
- BOE. (2012d). Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio. n° 168. Disposición general.
- BOE. (2013a). Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto. n° 185. Disposición general.
- BOE. (2013b). Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero. n° 29. Disposición general.
- BOE. (2013c). Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. n° 167. Disposición general.
- BOE. (2013d). Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre. n° 311. Disposición general.
- BOE. (2014). Orden IET/107/2014, de 31 de enero. n° 28. Disposición general.