



Influencia de las tarifas eléctricas en los costes de operación y mantenimiento de las depuradoras de aguas residuales

Arturo Albadalejo Ruiz doctor ingeniero industrial del Grupo de Investigación en Ingeniería Hidráulica y Ambiental de la Universidad de Alicante

Arturo Trapote Jaime doctor ingeniero de Caminos, Canales y Puertos del Grupo de Investigación en Ingeniería Hidráulica y Ambiental de la Universidad de Alicante

Ante la compleja estructura de las tarifas eléctricas y su continuo incremento, se ha estudiado la repercusión de las mismas en los costes de explotación de las estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR), llegándose a la conclusión de que en los tres últimos años las revisiones de las tarifas eléctricas han supuesto unos incrementos de los costes eléctricos del 64,5% en la tarifa 3.1.A y del 79,1% en la tarifa 6.1. Esto ha provocado que el coste de la energía eléctrica, que ya era el de mayor importancia, haya pasado de un 44% de los costes totales de explotación en el año 2009, a más de un 56% en el año 2012.

Palabras clave

EDAR, tarifa eléctrica, costes de explotación, incremento de precios, programación horaria, eficiencia energética.

The effect of the electricity tariffs over the operating costs of the wastewater treatment plants

Given the complex structure of electricity tariffs and their steady growth, we've studied its effect over the operating costs of the wastewater treatment plants (WWTP), concluding that in the last three years the revisions of electricity rates have meant increases in electricity costs of 64.5% in the rate 3.1.A and 79.1% in the rate 6.1. This has caused the cost of electricity, which was the most important, has increased from a 44% of total operating costs in the year 2009, to more than a 56% in the year 2012.

Keywords

WWTP, electric tariff, operating costs, prices increase, scheduling, energetic efficiency.



1. Introducción

La reforma del mercado energético en España es uno de los mayores condicionantes del futuro para la economía española, y dentro de este mercado ha cobrado gran importancia el sistema eléctrico, debido a los problemas del sobrecoste acumulado por factores tan diversos como las primas al carbón, las subvenciones al desarrollo de las energías renovables, la composición del mix-eléctrico, la moratoria nuclear, las penalizaciones a las emisiones de CO₂ y la acumulación del déficit tarifario.

Desde el 1 de julio de 2009 los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión con potencias contratadas mayores de 10 kW y todos los consumidores con suministros en alta tensión (tensiones superiores a 1.000 V), solo podrán contratar el suministro eléctrico en la modalidad de libre mercado, es decir, a un precio anual pactado con las empresas comercializadoras. El citado precio del suministro se compone de un precio regulado o tarifa de acceso, que se refiere al uso de la red, y un precio libre, que se refiere al valor de la energía que se consume. En esta modalidad de consumo se contratan dos tipos de servicios:

- El uso de las redes del distribuidor al que está conectado el punto de suministro, por el que se paga la tarifa de acceso, precio regulado establecido periódicamente por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (MICYT).

- La energía eléctrica que se adquiere al comercializador de acuerdo con el precio libremente pactado.

A pesar de la liberalización del sistema eléctrico español, el Gobierno ha tenido que ir subiendo el precio final pagado por los usuarios, mediante la revisión continuada de las tarifas de acceso reguladas, con el fin de garantizar la sostenibilidad económico financiera del sistema eléctrico.

Dentro de los costes de operación y mantenimiento de las plantas depuradoras, el coste de la energía es el mayor de todos, y supone más del 40% del total de los costes de explotación (año 2009), según se desprende de la **Figura 1** [1].

El consumo de energía en una EDAR varía según el tamaño de la misma, la carga contaminante de entrada, el tipo de tratamiento y la tecnología utilizada, por lo que el coste energético variará de una a otra. Con todo, la energía consumida en una EDAR es, principalmente, eléctrica, salvo en instalaciones grandes con cogeneración, y se utiliza principalmente para:

- Bombas de líquidos.
- Bombas de fangos.
- Soplantes y aireadores.
- Calentamiento de digestores.
- Deshidratación de fangos por centrifugas o filtros banda y prensa.
- Desinfección por ultravioleta.
- Sistemas de desodorización.

La programación de la operación de la planta suele realizarse en función de la curva de demanda horaria de caudal y carga contaminante -muy similar en poblaciones de tamaño e industrialización semejantes-, de las posibilidades de laminación de dicha curva por la capacidad de almacenamiento y de los costes de los distintos periodos horarios de las tarifas eléctricas.

La complejidad de las tarifas eléctricas (con hasta 6 precios fijos y 6 variables que pueden ser revisados trimestralmente) y la variabilidad horaria del caudal tratado por las EDAR, hace muy difícil, pero necesario, evaluar el efecto real de las subidas tarifarias en el coste de operación. A este punto, el objetivo del presente estudio es determinar con precisión el efecto real de dichos incrementos en el coste final de operación de la planta.

Figura 1. Distribución porcentual de los costes de explotación de una EDAR. Fuente: Elaboración de los autores a partir de [1].

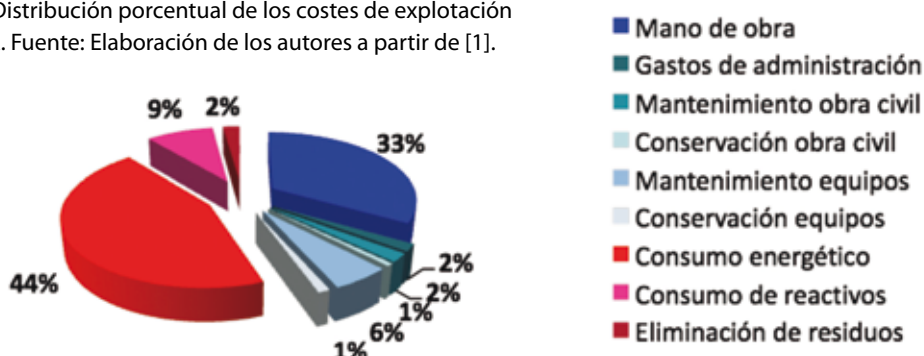
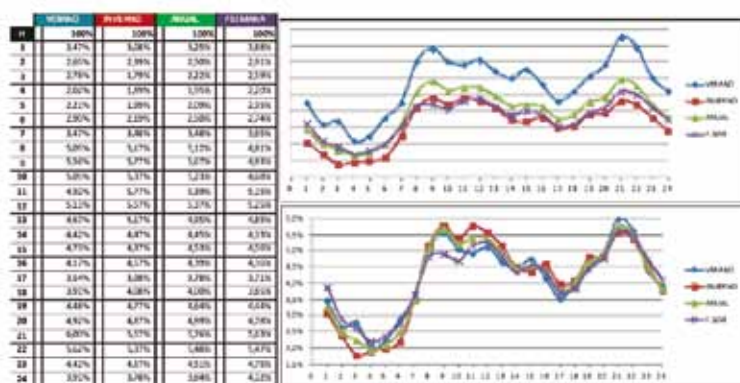


Figura 2. Curvas de demanda horaria de caudal. Fuente: elaboración de los autores.



2. Metodología

Para la realización del estudio se han considerado, por un lado, las diferentes discriminaciones horarias de las tarifas eléctricas de peaje o acceso junto con su evolución en el tiempo desde la liberalización del mercado eléctrico español y, por el otro, las diferentes curvas tipo de demanda horaria de caudal.

Se simularon las curvas de demanda horaria de caudal como curvas de consumo horario eléctrico, y se ha calculado el precio de cada hora en función de los precios de cada uso horario. Para poder comparar los dos usos horarios, se ha tomado el ejemplo de una potencia contratada de 50 kW y un consumo anual total de 333.000 kWh (75% de la carga máxima posible).

2.1. Curvas de demanda horaria de caudal

Si bien cada EDAR tiene sus propias curvas de demanda de caudal y de carga contaminante, en condiciones de entorno semejantes se puede asumir que el comportamiento de unas y otras será análogo. En este sentido, se

han adoptado como base de partida las curvas de demanda horaria de caudal planteadas en un estudio del Canal de Isabel II [2], ya que se presumen lo suficientemente representativas de una gran variedad de muchas plantas depuradoras de diferentes tamaños, con cargas contaminantes eminentemente urbanas y con una estacionalidad fácilmente extrapolable al resto de España.

Para evitar que el uso de datos medios enmascare los problemas de las puntas de demanda que realmente determinan el diseño de las plantas y su operación, se utilizaron curvas de demanda para los siguientes tipos de situaciones periódicas y estacionales:

- Verano.
- Invierno.
- Anual.
- Fin de semana y festivo.

Con los datos del citado estudio se han elaborado las curvas de demanda horaria y las curvas de porcentaje de

Tabla 1. Evolución del escandallo de costes de acceso [3].

Concepto	2010 (4)		2011 (5)		
	Miles de €	Porcentaje	Miles de €	Porcentaje	11 s/10
Transporte (1)	1.354.004	8,5%	1.485.526	8,8%	9,7
Distribución (2)	4.974.955	31,4%	5.230.557	30,8%	5,1
Gestión comercial	226.591	1,4%	226.591	1,3%	
Sistema de interrumpibilidad en mercado	450.000	2,8%	522.000	3,1%	16,0
Diversificación y seguridad del abastecimiento	100.352	0,6%	54.385	0,3%	- 45,8
Prima del régimen especial	5.888.099	37,1%	6.019.145	35,5%	2,2
Costes permanentes	1.025.318	6,5%	823.472	4,9%	- 19,7
Déficit de años anteriores (3)	1.843.928	11,6%	2.601.003	15,3%	41,1
Total	15.863.247	100%	16.962.679	100%	6,9



Figura 3. Discriminación horaria tipo 3.1.A. Fuente: elaboración de los autores. Nota: en esta y en las subsiguientes figuras: S, D, F = sábados, domingos y festivos nacionales, respectivamente (ITC 2794/2007).

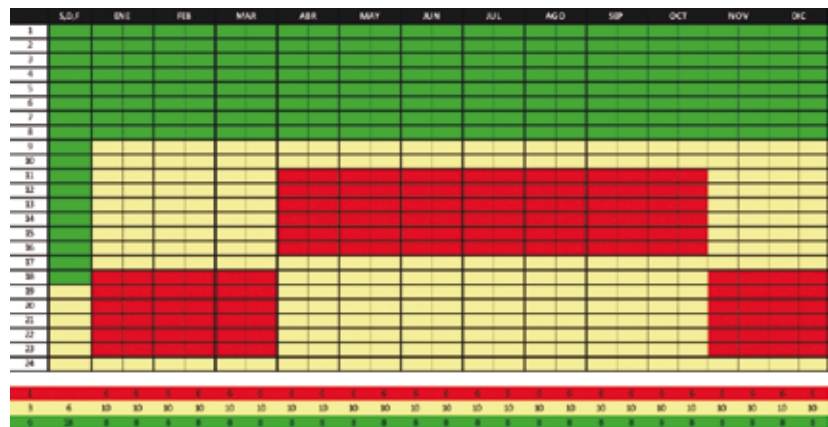


Figura 4. Discriminación horaria tipo 6.1. Fuente: elaboración de los autores.

demanda horaria, para poder utilizar estas últimas como curvas para un caudal tipo en m³ (ver **Figura 2**).

2.2. Discriminaciones horarias en las tarifas eléctricas

Aunque el mercado energético en España está liberalizado y los precios, en cuantía y forma, se pactan entre comercializador y usuario, los costes que soporta el comercializador tienen una parte regulada y otra libre, cuya composición es la siguiente:

- Regulada: peajes o tarifas de acceso [3] (**Tabla 1**).
- Libre: costes propios del comercializador:
 - Compra de energía en mercado diario OMEL.
 - Servicios complementarios y restricciones (REE).
 - Pago por capacidad.
 - Pérdidas de energía.
 - Margen de beneficio del comercializador.

Como los contratos entre el usuario y el comercializador se realizan por periodos anuales, y en el precio pactado se fija la parte del precio correspondiente al co-

mercializador, solo es susceptible de variaciones la parte regulada, o peajes de acceso, que es la empleada en este estudio. Estos peajes de acceso los fija el Gobierno trimestralmente, utilizando una estructura tarifaria según potencias contratadas y discriminaciones horarias. La mayoría de las EDAR están sujetas a los siguientes peajes o tarifas de acceso, con los siguientes usos horarios (ordenados de mayor a menor precio fijo y variable):

- Tarifa 3.1 (baja tensión: V < 1.000 voltios y potencia contratada ≤ 50 kW): tres tipos horarios (**Figura 3**).
- Tarifa 6.1 (media Tensión: 1.000 voltios < V < 36.000 voltios y potencia contratada ≥ 50 kW): seis tipos horarios (**Figura 4**).

2.3. Evolución de las tarifas eléctricas de peaje en España

En la **Tabla 2** se resumen las tarifas del término de potencia (TP) (parte fija, en €/kWh/año) y del término de energía (TE) (parte variable, en €/kWh), desde el primer trimestre del año 2009 hasta el cuarto trimestre del año 2012 [4], para los tipos de tarifa 3.1.A y 6.1.

Tabla 2. Precios del peaje eléctrico 3.1.A y 6.1, desde 2009 a 2012 [4]. Fuente: elaboración de los autores.

Peajes		P	2009				2010		
		T	1	2	3	4	1	2	3
3.1	TP €/kW/año	1	15,09098	15,09098	15,09098	15,09098	23,54192	23,54192	23,54192
		2	9,306199	9,306199	9,306199	9,306199	14,51767	14,51767	14,51767
		3	2,134018	2,134018	2,134018	2,134018	3,329068	3,329068	3,329068
	TE €/kW/h	1	0,025591	0,025591	0,025591	0,025591	0,039922	0,039922	0,039922
		2	0,022769	0,022769	0,022769	0,022769	0,03552	0,03552	0,03552
		3	0,015201	0,015201	0,015201	0,015201	0,021737	0,021737	0,021737
6.1	TP €/kW/año	1	10,09224	10,09224	10,09224	10,09224	16,26869	16,26869	16,26869
		2	5,050488	5,050488	5,050488	5,050488	8,141386	8,141386	8,141386
		3	3,696118	3,696118	3,696118	3,696118	5,958142	5,958142	5,958142
		4	3,696118	3,696118	3,696118	3,696118	5,958142	5,958142	5,958142
		5	3,696118	3,696118	3,696118	3,696118	5,958142	5,958142	5,958142
		6	1,686408	1,686408	1,686408	1,686408	2,718489	2,718489	2,718489
	TE €/kW/h	1	0,035714	0,035714	0,035714	0,035714	0,069642	0,069642	0,069642
		2	0,029635	0,029635	0,029635	0,029635	0,05201	0,05201	0,05201
		3	0,016988	0,016988	0,016988	0,016988	0,027715	0,027715	0,027715
		4	0,009645	0,009645	0,009645	0,009645	0,013793	0,013793	0,013793
		5	0,006229	0,006229	0,006229	0,006229	0,008908	0,008908	0,008908
		6	0,00429	0,00429	0,00429	0,00429	0,005577	0,005577	0,005577

3. Resultados

El resultado de simular una potencia contratada de 50 kW y un consumo anual de 333.000 kWh con las curvas de carga horaria de caudal para verano, invierno, anual y fines de semana, sobre los horarios anuales para 3 o 6 periodos de discriminación horaria (tarifas 3.1.A y 6.1) y sobre la evolución de precios de los últimos 4 años, proporciona los costes trimestrales del peaje que se muestran en la **Figura 5**, junto con la evolución de los costes anuales móviles (acumulado trimestral de los últimos 4 trimestres).

Evidentemente, resulta más barato contratar la tarifa 6.1, pero no se debe olvidar que para usar esa tarifa hay que contratar una potencia igual o superior a 50 kW, y se debe tener el centro de transformación en propiedad, lo que representa unos costes de amortización y de mantenimiento de unos 3.000 € anuales. De todas formas, incluso considerando ese coste adicional, sigue compensando contratar la tarifa de media tensión frente a la de baja tensión. No obstante, aunque el coste fijo mensual en la tarifa 6.1 es un 25% del total frente al de la tarifa 3.1.A, que es del 16%, la parte fija de la primera es muy poco superior en valor absoluto que la de la segunda, ya

que esta última tiene una parte variable muy elevada. Por todo ello, es mucho mejor contratar la tarifa 6.1 cuando haya incertidumbre del consumo o fuertes desviaciones sobre el consumo medio.

Las revisiones trimestrales de precios supone que la parte fija en la tarifa 3.1.A haya ido creciendo en importancia desde un 15,5% a un 15,85%, mientras que en la tarifa 6.1 haya bajado desde un 25,31% a un 24,5%.

4. Análisis de resultados

En este estudio se ha trabajado con una potencia (50 kW) y un consumo anual (333.000 kWh = 75% de la carga eléctrica máxima), para que fuese susceptible de poder trabajar con las dos tarifas horarias más comunes: la 3.1.A de baja tensión y la 6.1 de media Tensión.

No obstante, como se han simulado los consumos energéticos horarios con las curvas de caudales horarios tipo en porcentaje respecto al caudal total anual, los resultados del estudio son extrapolables a EDAR con otras potencias contratadas y otros consumos anuales de energía. En la **Figura 6** se muestra la evolución de los porcentajes de incremento del coste sobre el coste



2010 (cont.)	2011				2012			
4	1	2	3	4	1	2	3	4
23,54192	23,54192	24,01276	24,01276	24,01276	24,49302	25,58867	25,58867	25,58867
14,51767	14,51767	14,80802	14,80802	14,80802	15,10418	15,77985	15,77985	15,77985
3,329068	3,329068	3,395649	3,395649	3,395649	3,463262	3,618499	3,618499	3,618499
0,039922	0,039922	0,04072	0,04072	0,04072	0,41534	0,043392	0,043392	0,043392
0,03552	0,03552	0,03623	0,03623	0,03623	0,03955	0,038608	0,038608	0,038608
0,021737	0,021737	0,022172	0,022172	0,022172	0,022615	0,023627	0,023627	0,023627
16,26869	16,26869	16,59406	16,59406	16,59406	16,92595	17,6831	17,6831	17,6831
8,141386	8,141386	8,304214	8,304214	8,304214	8,470298	8,849205	8,849205	8,849205
5,958142	5,958142	6,077305	6,077305	6,077305	6,198851	6,476148	6,476148	6,476148
5,958142	5,958142	6,077305	6,077305	6,077305	6,198851	6,476148	6,476148	6,476148
5,958142	5,958142	6,077305	6,077305	6,077305	6,198851	6,476148	6,476148	6,476148
2,718489	2,718489	2,772859	2,772859	2,772859	2,828316	2,954837	2,954837	2,954837
0,069642	0,069642	0,071035	0,071035	0,071035	0,072456	0,075697	0,075697	0,075697
0,05201	0,05201	0,05305	0,05305	0,05305	0,054111	0,056532	0,056532	0,056532
0,027715	0,027715	0,028269	0,028269	0,028269	0,028834	0,030124	0,030124	0,030124
0,013793	0,013793	0,014069	0,014069	0,014069	0,01435	0,014992	0,014992	0,014992
0,008908	0,008908	0,009086	0,009086	0,009086	0,009268	0,009682	0,009682	0,009682
0,005577	0,005577	0,005689	0,005689	0,005689	0,005803	0,006062	0,006062	0,006062

Figura 5. Evolución del coste del peaje eléctrico anual desde 2009 a 2012. Fuente: elaboración de los autores.

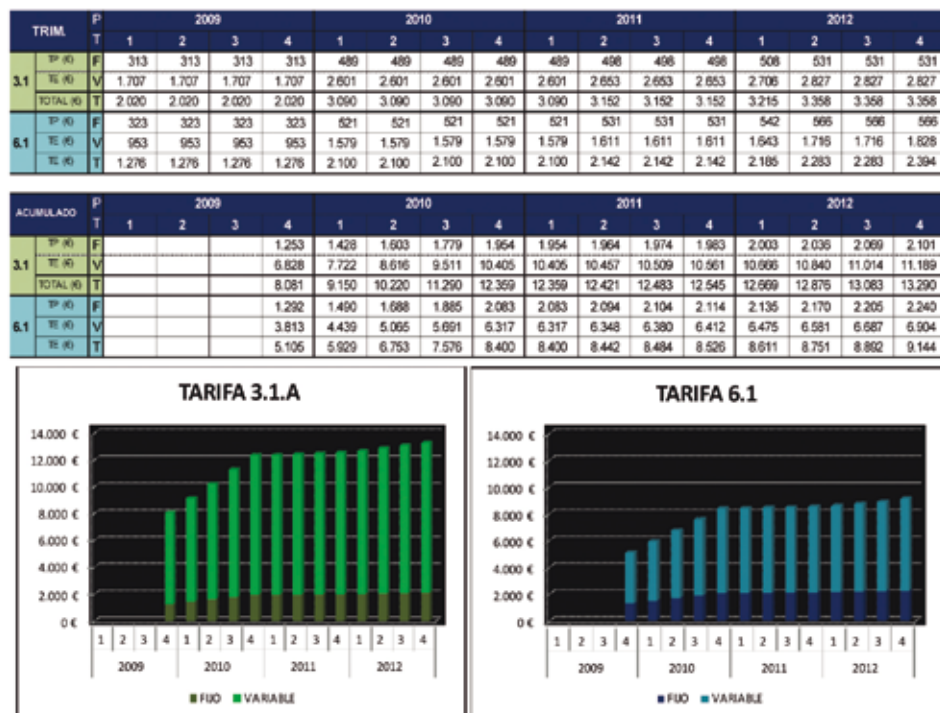
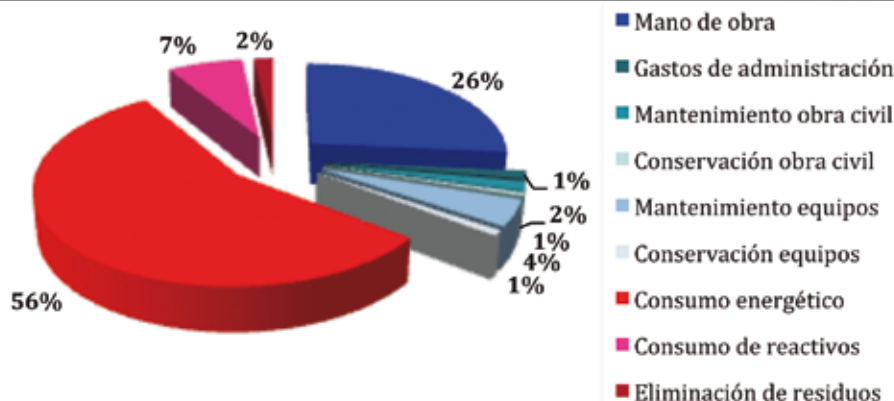


Figura 6. Porcentajes de incremento de los costes de energía sobre los de 2009. Fuente: elaboración de los autores.

% incremento s Total 2009			2010				2011				2012			
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
3.1	TP (€)	F	2,2%	4,3%	6,5%	8,7%	8,7%	8,5%	8,6%	8,7%	9,0%	9,4%	9,8%	10,2%
	TE (€)	V	11,1%	22,1%	33,2%	44,3%	44,3%	45,2%	45,9%	46,5%	47,8%	50,0%	52,1%	54,3%
	TOTAL (€)	T	13,2%	26,5%	39,7%	52,9%	52,9%	53,7%	54,5%	55,2%	56,8%	59,3%	61,9%	64,5%
6.1	TP (€)	F	3,9%	7,7%	11,6%	15,5%	15,5%	16,2%	16,4%	16,6%	17,0%	17,7%	18,4%	10,9%
	TE (€)	V	12,3%	24,5%	36,8%	49,0%	49,0%	49,2%	49,8%	50,4%	51,6%	53,7%	55,8%	68,1%
	TE (€)	T	16,1%	32,3%	48,4%	64,5%	64,5%	65,4%	66,2%	67,0%	68,7%	71,4%	74,2%	79,1%



Figura 7. Distribución porcentual de los costes de explotación de una EDAR en 2012.



total del año 2009, para las dos tarifas estudiadas. Considerando que el resto de los costes han subido con el IPC (8,4%), la distribución porcentual de los costes de operación y mantenimiento para el año 2012 queda tal y como refleja la **Figura 7**.

5. Conclusiones

Como conclusión, se puede afirmar que el incremento durante los tres últimos años del coste de la energía eléctrica ha sido muy superior al del IPC, que a nivel general ha sido del 8,4%. En concreto, el coste total de la energía eléctrica ha subido en los últimos 3 años un 64,5% en la tarifa 3.1.A y un 79,1% en la tarifa 6.1. Estos elevados incrementos del coste de la energía eléctrica están provocando que cada vez sea mayor su influencia sobre los costes totales de operación y mantenimiento, pasando de un 44% en 2009 a un 56% en 2012. Todo ello obliga

a estudiar cada vez más las posibilidades de ahorro y eficiencia energética en las EDAR, con nuevos sistemas de organización de la operación de las plantas, nuevas metodologías de depuración y nuevas tecnologías.

Bibliografía

- [1] Castell, D.; García, M.; et al. (2011). Optimización energética del sistema de aireación de una EDAR. Análisis comparativo de dos tecnologías. Tecnología del Agua, núm. 327, págs. 50-56.
- [2] Moreno Rueda, T.; Ibáñez Carranza, J.C.; et al. (2001). Los usos finales del agua como base para la caracterización y predicción de la demanda en la Comunidad de Madrid. Canal de Isabel II.
- [3] Dirección de Regulación y Competencia Subdirección de Régimen de Sistemas Regulados de la Comisión Nacional de la Energía (2011). Boletín mensual de indicadores eléctricos y económicos: sobre datos del MITYC, Orden ITC/3801/2008, Real Decreto Ley 6/2009, Orden ITC/1723/2D09, Orden ITC /3519/2009 y CNE.
- [4] Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre (BOE 315 - 31/12/2008); Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre (BOE 31 diciembre); Orden ITC/1732/2010, de 28 de junio (BOE 30 junio); Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre (BOE 29 diciembre); Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo (BOE 31 marzo); Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre (BOE 30 septiembre); Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre (BOE 31 diciembre); Orden IET/843/2012, de 25 de abril (BOE 26 abril).