

---

# AGUA, ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA  
A PARTIR DE LA DISPONIBILIDAD  
DE RECURSOS HÍDRICOS EN ESCENARIOS  
DE CAMBIO CLIMÁTICO

---

Proyecto de investigación 2013 - 2014



FUNDACIÓN CANAL  
Canal de Isabel II







---

# AGUA, ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA  
A PARTIR DE LA DISPONIBILIDAD  
DE RECURSOS HÍDRICOS EN ESCENARIOS  
DE CAMBIO CLIMÁTICO

---

Pedro Linares  
Zarrar Khan  
Instituto de Investigación Tecnológica  
Universidad Pontificia Comillas

2013 - 2014



FUNDACIÓN CANAL  
Canal de Isabel II







## PREFACIO

El análisis de las implicaciones para los sistemas energéticos de las restricciones en la disponibilidad de agua, y en particular de las inducidas por el cambio climático, es un asunto que está cobrando una cada vez mayor atención tanto en la comunidad científica como en los sectores implicados y las administraciones públicas.

Para tratar de responder a esta necesidad de análisis, y más aún en un país como España en el que las implicaciones de la relación agua-energía pueden ser muy relevantes, el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas lanzó una línea de investigación en este ámbito, en el contexto de su programa doctoral SETS (Sustainable Energy Technologies and Strategies). Este es un programa de doctorado Erasmus Mundus, en el que participan también, entre otras, las universidades TU Delft en Holanda y KTH en Suecia, además de Johns Hopkins en EEUU. Además, esta línea de trabajo en concreto se ha integrado también en el programa COMITES (Comillas-MIT Electricity Systems program), en el que se realizan trabajos de investigación conjuntos entre equipos de Comillas y del MIT en EEUU. Así, está previsto que trabajos similares a los incluidos en este informe se realicen de forma conjunta para Arabia Saudí u otros países.

El trabajo que se recoge en este informe es por tanto una fase inicial de los trabajos de mayor entidad que está previsto realizar dentro de la tesis doctoral de Zarrar Khan, alumno del programa SETS, y de las colaboraciones previstas con Delft y MIT. En este sentido, los autores querrían agradecer a la Fundación Canal de Isabel II, su confianza al patrocinar la realización de este trabajo, que ha permitido validar las herramientas diseñadas, evaluar algunas limitaciones







previas tanto en la disponibilidad de datos como en la metodología, y por supuesto obtener resultados de gran interés para España acerca de la relación entre energía y agua.

Las investigaciones recogidas en este estudio se han beneficiado enormemente de la experiencia previa del IIT en el análisis de sistemas energéticos, y en particular de la tesis doctoral realizada por Álvaro López-Peña en la cual se desarrolló el modelo de análisis del sector energético que se ha empleado como punto de partida para este trabajo. Por supuesto, el trabajo tampoco hubiera sido posible sin la aportación de los expertos participantes en el seminario intermedio que organizó la Fundación Canal y que brindaron generosamente su tiempo y su experiencia para mejorar el análisis y los datos utilizados.

Confiamos en que las cuestiones discutidas en el informe, y los resultados ofrecidos, puedan constituir una base sólida y rigurosa para avanzar en el análisis de una cuestión tan importante para España como es la relación entre agua y energía. Desde la Universidad Pontificia Comillas, en colaboración con nuestros socios internacionales, esperamos seguir aportando información rigurosa a este debate a medida que nuestras investigaciones sigan progresando.

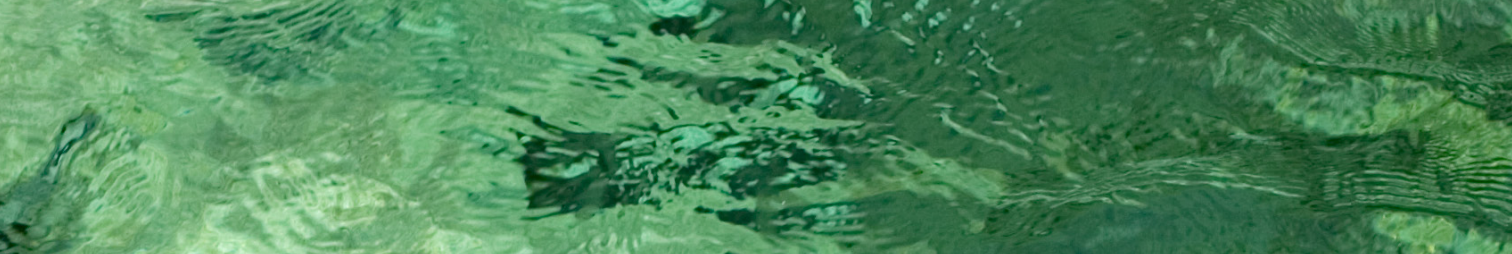
Finalmente, nos gustaría agradecer especialmente la confianza, rigor y entusiasmo de Gonzalo Marín, de la Fundación Canal, cuyos comentarios y reflexiones han permitido mejorar en gran medida el estudio. Por supuesto, todos los errores y omisiones son responsabilidad exclusiva de los autores.





<b>1 Introducción</b>	<b>9</b>
1.1 El contexto general de la relación agua-energía	9
1.2 Necesidades de agua para la producción energética	11
1.3 Objetivo	13
1.4 Metodología de trabajo	13
1.4.1 Revisión bibliográfica	13
1.4.2 Revisión de modelos	14
1.4.3 Seminario de expertos	15
1.4.4 Entrevistas en profundidad con expertos	20
<b>2 Metodología del análisis</b>	<b>23</b>
2.1 Descripción breve del modelo energético	23
2.2 Características particulares del modelo para el análisis de la relación agua-energía	25
2.3 Escenarios de cambio climático CEDEX	31
2.4 Escenarios de análisis	32
2.5 Otros datos de entrada	33
2.5.1 Zonas geográficas	33
2.5.2 Uso de agua por tecnologías	35
2.5.3 Agua disponible	41
2.5.4 Capacidad energética instalada en el escenario actual (2012)	45
2.5.5 Capacidad de generación energética en escenarios 2050	57
2.5.6 Cambios en la escorrentía natural y recurso disponible por cambio climático	59





## ÍNDICE

<b>3 Resultados</b>	<b>61</b>
3.1 Costes de suministro	61
3.2 Consumos energéticos	63
3.3 Usos y consumos de agua	65
3.4 Precios sombra del agua	66
3.5 Emisiones de CO2	71
3.6 Desagregación geográfica	71
<b>4 Caso estudio para la Comunidad de Madrid</b>	<b>81</b>
<b>5 Conclusiones</b>	<b>87</b>
5.1 Metodología	87
5.2 Modelado	88
5.3 Costes de la limitación de agua	89
5.4 Tecnologías y consumos energéticos	89
5.5 Desagregación geográfica	90
5.6 Robustez de los resultados	90
<b>6 Bibliografía</b>	<b>93</b>

ICE





# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 EL CONTEXTO GENERAL DE LA RELACIÓN AGUA-ENERGÍA

La relación entre dos recursos escasos y estratégicos, el agua y la energía, es directa y bien conocida. El agua es necesaria para refrigerar las centrales térmicas, para regar los cultivos de biocombustibles, o para producir electricidad en las centrales hidráulicas. Por su parte, la energía es necesaria para extraer agua subterránea, para potabilizarla (o desalarla), para distribuirla a los usuarios y depurarla (ciclo integral).

Esta relación está cobrando cada vez más relevancia en los últimos tiempos. El aumento de la población mundial, junto con el desarrollo económico, está aumentando las demandas mundiales de energía y agua y por tanto intensificando los posibles conflictos entre ellas.

La Agencia Internacional de la Energía estima que la demanda de energía aumentará entre un 35 y un 45% en 2035, algo que exigirá inversiones masivas en infraestructura de generación y transporte de energía, y que aumentará la presión sobre los recursos fósiles, que seguirán suponiendo entre un 75 y un 80% de la producción energética mundial.

Por su parte, la cantidad de agua disponible a nivel mundial es más o menos constante (alrededor de 1.400 millones de km<sup>3</sup>). Del total, aproximadamente el 97,5% es agua salada en los océanos y sólo el 2,5% es agua dulce apta para la agricultura y el resto de necesidades humanas. De este 2,5%, un 70% se encuentra contenido en los glaciares y los casquetes polares. El agua dulce disponible por habitante está además disminuyendo debido al aumento de la población y el desarrollo económico. Los recursos totales de agua dulce también están reduciéndose debido a la contaminación, el agotamiento de las aguas subterráneas y el cambio climático (que produce un retroceso de los glaciares, la reducción de los flujos de arroyos y ríos, y la disminución del volumen de los lagos). En los lugares donde la escasez de agua empieza a ser significativa, la competencia por el agua entre los sectores agrícola, urbano, industrial y energético es cada vez mayor.

Por ejemplo, la Agencia Internacional de la Energía en su informe World Energy Outlook 2012 estima que la producción mundial de energía en 2010 es responsable del 15% de las extracciones

totales de agua, y prevé que aumente hasta el 20% para el año 2035. Se espera también que el consumo de agua se incremente en un 85% como resultado de la instalación de plantas de mayor eficiencia con refrigeración avanzada, así como por la expansión de los biocombustibles. Hoff (2011) estima un aumento del 70% en la demanda de agua para la agricultura y del 50% para la producción de energía primaria en 2050.

Además, estas relaciones tienen también un fuerte componente regional, ya que los cambios previstos en las demandas y los recursos varían mucho de región a región. En los países desarrollados no se prevé que la demanda de energía y de agua aumente mucho. Pero alrededor del 90% del crecimiento del consumo de energía para el año 2035 tendrá lugar en los países en desarrollo (BP, 2013). También se espera que la población crezca un 58% en los países en desarrollo en comparación con el 2% en los países desarrollados para el año 2050 (UNDESA, 2004).

Esto no impide que pueda haber problemas de escasez de recursos en los países desarrollados. La migración interna se traducirá en cambios regionales de la demanda incluso en estos países. Por ejemplo, la Comisión Europea estima un aumento de más del 1% de la población en el sur y el este de España para el año 2030 (Giannakouris, 2010). Estos puntos de España ya son los que sufren más estrés hídrico y la migración deteriorará aún más la situación. Otras regiones donde ya se prevén conflictos derivados de la escasez de agua incluyen amplias zonas del medio y oeste de los Estados Unidos, el sureste de España, Bolivia, Australia, Asia Central, India, China y muchos países de África.

En este contexto de cada vez mayor presión sobre los recursos, el riesgo de cambio climático global añade un nivel de complejidad adicional. Efectivamente, el cambio climático traerá consigo alteraciones en el ciclo hidrológico, y por tanto cambios en la disponibilidad de agua, tanto temporal como geográficamente. La previsible subida de temperaturas también implicará cambios en la demanda de energía. Y por otra parte los sistemas energéticos están evolucionando hacia esquemas más bajos en carbono, también con distintos requerimientos de agua, pero a la vez con mayores costes.

Esta compleja situación hace que cada vez sea más necesario examinar con detalle la interrelación agua-energía. Las Naciones Unidas han respondido a este reto, declarando el nexo Agua-Energía como tema central para 2014 y creando conciencia durante todo el año con diversos actos y conferencias. También están en marcha distintos proyectos de investigación que analizan la relación entre el agua y la energía, añadiendo en algunos casos otros factores como la tierra o la alimentación.



## 1.2 NECESIDADES DE AGUA PARA LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Como se ha puesto en evidencia, es necesario disponer de agua para poder realizar algunas actividades relacionadas con el proceso de producción de energía:

- en la fase de minería y producción de combustibles se utiliza agua para contribuir a la extracción de petróleo o gas, y también para limpiar el carbón; adicionalmente puede ser un importante input para el cultivo de biocarburantes;
- en la producción de electricidad se utiliza agua para refrigerar los ciclos termodinámicos. Esta utilización puede hacerse en sistemas de lazo abierto o de lazo cerrado. Este uso no es imprescindible, ya que se puede acudir a refrigeración por vía seca, aunque a un coste (por el consumo energético asociado) mucho mayor;
- también se utiliza agua en la generación de electricidad en centrales hidroeléctricas, tanto para mover las turbinas, como en los procesos de evaporación asociados a los embalses;
- además de los mencionados, hay otros usos de menor entidad, pero que también pueden afectar al uso o consumo del agua, y que se recogen más adelante.

En cualquier caso, cuando se considera la demanda de agua para energía, deben distinguirse dos posibles interpretaciones: la demanda de uso, y la de consumo. Por la primera se entiende la simple circulación del agua, que luego es devuelta al cauce o medio original, mientras que la segunda es el agua realmente “gastada”, y que por tanto, no es susceptible de otros usos posteriores, bien porque se ha evaporado, o porque ha sido contaminada, o porque ha sido incorporada a otros productos (como los cultivos).

### USOS, DEMANDAS, DETRACCIONES Y CONSUMOS DE AGUA

Se consideran usos del agua las distintas clases de utilización del recurso, así como cualquier otra actividad que tenga repercusiones significativas en el estado de las aguas. Estos usos incluyen el abastecimiento de poblaciones, regadíos y usos agrarios, usos industriales para producción de energía eléctrica, otros usos industriales, acuicultura, usos recreativos, navegación y transporte acuático. Los usos pueden ser o no consuntivos, teniéndose en cuenta, en su caso, los retornos producidos al medio.

El volumen de la demanda se expresa en términos brutos y netos. En el primer caso, que corresponde al concepto de detracción del medio, se consideran incluidas las pérdidas en transporte, distribución y aplicación por lo que, básicamente, se corresponde con el volumen de agua extraído en el punto de agua, sean en las tomas de los embalses, en los aprovechamientos subterráneos o en cualquier otra fuente de suministro. En el segundo caso, que corresponde al concepto de consumo, no se incluyen tales pérdidas.

Consecuentemente, la diferencia entre los volúmenes detraídos y los consumidos representa las pérdidas de agua que tienen lugar entre el punto de derivación o toma y el de consumo.

Evidentemente, cuando se tiene en cuenta una escala de tiempo lo suficientemente larga, no hay ningún consumo neto de agua, ya que el agua consumida se reincorporará de una manera u otra al ciclo hidrológico. Sin embargo, hay circunstancias en la que es conveniente considerar escalas de tiempo menores, como cuando se pretende comparar el consumo de agua para usos energéticos con la disponibilidad de este recurso, que habitualmente se mide no como agua total, sino como agua disponible en un momento dado.

La demanda de agua para energía puede tener distintos fines, según la actividad realizada. Además, esta demanda puede tener efectos sobre la cantidad de agua, pero también sobre la calidad (lo que evidentemente también afecta a la cantidad disponible para otros usos). En el cuadro siguiente se resumen los efectos de la producción y uso de la energía sobre el agua, según el Departamento de Energía de EEUU (US DOE, 2006):

FASE DEL CICLO ENERGÉTICO	CANTIDAD DE AGUA	CALIDAD DEL AGUA
<b>Extracción y producción</b>		
Exploración de gas y petróleo	Agua para perforar, fracturar y completar	Impacto en la calidad del agua subterránea
Extracción de gas y petróleo	Grandes volúmenes de agua producida, contaminada	El agua producida puede contaminar las aguas subterráneas y de superficie
Minería del carbón y el uranio	La minería puede generar grandes cantidades de agua contaminada	Los residuos y drenajes pueden contaminar el agua subterránea y de superficie
<b>Generación eléctrica</b>		
Termoeléctrica (fósil, nuclear, biomasa, solar, geotérmica)	Agua de refrigeración y limpieza	Contaminación de aguas por vía atmosférica y térmica
Hidroeléctrica	Pérdidas por evaporación	Impactos sobre la temperatura, calidad y ecología del agua
Fotovoltaica y eólica	Pequeños impactos durante la construcción	
<b>Refino y procesado</b>		
Refino de petróleo y gas	Agua para el refino	Posibles problemas de contaminación
Biocarburantes	Agua para cultivo y refino	Aguas residuales en el refino y el cultivo
Hidrógeno y combustibles sintéticos	Agua para síntesis o reformado	Aguas residuales
<b>Transporte y almacenamiento</b>		
Gas- y oleoductos	Agua para pruebas hidrostáticas	Aguas residuales
Residuos de carbón	Agua para el transporte	Aguas residuales
Transporte en barco		Accidentes
Almacenamientos subterráneos de gas y petróleo	Agua para la preparación del almacenamiento	Lodos



En lo que respecta al impacto sobre la cantidad de agua disponible, la mayor parte del agua asociada al consumo energético se debe a cuatro grandes partidas: el agua de refrigeración para las centrales térmicas de generación eléctrica, el agua evaporada en los grandes embalses, el agua para riego de biocombustibles, y el agua empleada en la extracción y refinado de combustibles fósiles.

### 1.3 OBJETIVO

Este estudio, encargado por la Fundación Canal de Isabel II al Instituto de Investigación Tecnológica, se centra en uno de los aspectos de la interrelación agua-energía, cual es el de la influencia de distintos escenarios de disponibilidad de agua, tanto temporales como geográficos, en la producción de energía eléctrica en España. En particular, el estudio considera cómo el cambio en la disponibilidad de agua inducido por el cambio climático puede afectar al sistema eléctrico español, a su capacidad de satisfacer la demanda y a las tecnologías empleadas para ello.

El objetivo del presente estudio es pues analizar para España el impacto de los cambios en la disponibilidad de agua (originados por el cambio climático) sobre las tecnologías de generación energética, de forma integrada, pero a la vez desagregada geográficamente.

Esto supone simular la operación del sector energético, y también la evolución de las inversiones requeridas, ante cambios en la disponibilidad total y temporal del agua por demarcaciones hidrográficas.

### 1.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO

El procedimiento seguido para alcanzar el objetivo propuesto ha comprendido las fases que se describen a continuación.

#### 1.4.1 Revisión bibliográfica

El análisis de la necesidad de agua para producir energía ya ha sido considerado con anterioridad tanto en el ámbito profesional como académico. Y es que, como ya señalaban Linares y Sáenz de Miera (2010), la disponibilidad de agua puede comprometer la capacidad de generar energía en algunas regiones, especialmente en contextos de cambio climático en los que la disponibilidad de agua se vea afectada.

Sin embargo, no hay muchos estudios que hayan analizado la cuestión de forma precisa y suficientemente detallada. El estudio pionero de Gleick (1994) trataba de estimar las necesidades de agua de las distintas tecnologías de generación energética, pero de forma individualizada por tecnología y no sistémica. Los primeros trabajos en los que se evaluó el consumo de agua por parte de sistemas energéticos (fundamentalmente eléctricos) se aplicaron a EEUU (e.g. EPRI, 2002; US DOE, 2006). De hecho, los EEUU han sido siempre una referencia habitual en este tipo de trabajos, como muestra una revisión de la literatura: Sovacool et al (2009), Poole et al (2009), Mielke et al (2010), Macknick et al (2011), Glassman et al (2011) o Averyt et al (2013) son ejemplos de análisis para Estados Unidos en general. Pate et al (2007) y Grubert et al (2012) lo particularizaron para Nuevo México y Texas, respectivamente.

Posteriormente, Siddiqi y Díaz Anadón (2011) analizaron la relación agua-energía para Oriente Medio y norte de África, y Herath et al (2011) para Nueva Zelanda. Carrillo y Frei (2009), Galán y Velázquez (2010) o Hardy et al (2012) lo hicieron para el sistema energético español. Otros estudios relevantes son el *World Energy Outlook 2012* de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2012), que dedicó un capítulo en exclusiva a esta cuestión, o Martín (2012). El *World Energy Council* (WEC, 2010) también ha estudiado este asunto. Ambos estudios señalan los principales aspectos a tener en cuenta y tienen un carácter fundamentalmente descriptivo, aunque el *World Energy Outlook* también presenta unas estimaciones agregadas acerca del consumo de agua asociado a sus escenarios energéticos.

Pero, en general, todos estos análisis son estáticos y muy agregados. Por un lado, evalúan las necesidades de agua para producir energía, pero suponiendo una producción de energía fija y sin cambios tecnológicos endógenos. Esto impide, entre otras cosas, determinar el impacto de un cambio en la disponibilidad de agua en el sistema energético, ya que no considera la reacción de dicho sistema a estos cambios. Por otro lado, pocos estudios tienen en cuenta la restricción que supone una disponibilidad hídrica limitada. Además, la disponibilidad de agua, o sus cambios, varía muy significativamente de unas regiones a otras, incluso dentro de un mismo país.

Por tanto, es importante tener en cuenta la localización geográfica de la producción de energía para determinar correctamente los impactos esperables. Para ello, es necesario disponer de modelos de simulación del sector energético, que representen adecuadamente la respuesta del sistema energético a cambios en la disponibilidad de agua, y que, por otra parte, sean lo suficientemente desagregados a nivel geográfico como para representar de forma realista la distinta disponibilidad de agua por cuencas o demarcaciones hidrográficas.

## 1.4.2 Revisión de modelos

Se han realizado varios estudios detallados de revisión de la literatura sobre las necesidades de modelado para la evaluación apropiada de la relación agua-energía. Algunos son revisiones detalladas de esta cuestión, como Retamal (2009), *Water in the West* (2013) o Wang (2014), mientras que otras son partes de un cuerpo de trabajo más amplio, como Marsh (2008), Rodríguez (2013) o Dale (2013).

En general, el aspecto más crítico del modelado es el límite geográfico de la disponibilidad de recursos, que en el caso del agua es la cuenca hidrográfica o el sistema de explotación<sup>1</sup>. Generalmente, los modelos suponen un sistema integrado, tanto para el sector energético como para el del agua. Si bien este es un supuesto razonable para el sector eléctrico, generalmente interconectado, no es así para los sistemas hídricos, que se gestionan en muchas ocasiones de forma descentralizada, cuenca a cuenca (la excepción son las cuencas interconectadas mediante trasvases).

<sup>1</sup> Los sistemas de explotación son conjuntos de ríos o tramos de ríos, y unidades hidrogeológicas especialmente interrelacionados. Sirven como unidades de gestión de los recursos hídricos dentro de las demarcaciones hidrográficas, y se definen en los planes hidrológicos de cuenca. Actualmente, las demarcaciones hidrográficas agrupan un total de 138 sistemas de explotación

El modelo debe además tener en cuenta las variaciones estacionales, ya que las mayores demandas de agua o energía pueden coincidir con períodos de escasez, algo que no tienen en cuenta los modelos que utilizan promedios anuales. Las diferentes necesidades de agua y energía en distintos momentos pueden provocar graves conflictos entre los usuarios aguas arriba y aguas abajo, como se muestra en ejemplos señalados en la literatura (Marsh, 2008; Bazilian et al, 2011).

Existen algunos modelos que, de forma limitada, permiten estos análisis. El modelo de planificación energética LEAP (*Long-range Energy Alternatives Planning System*), integrado con el módulo de análisis de agua WEAP (*Water Evaluation and Planning System*), permite representar la relación entre agua y energía en el corto plazo. Actualmente se está trabajando con este modelo para integrar los límites geográficos de las cuencas, así como para incluir el uso de agua de las plantas eléctricas individuales. Sin embargo, el que estos modelos sean únicamente de simulación no permite representar la respuesta del sistema ante cambios, ya que sólo se puede trabajar iterativamente a partir de escenarios prefijados. En 2011 se añadió un módulo de optimización con OseMOSYS (*Open Source Energy Modeling System*), que permite optimizar la parte energética, pero no el nexo agua-energía.

El modelo MARKAL/TIMES en cambio sí cuenta con un módulo de agua incorporado, por lo que permite representar el funcionamiento eficiente del sector energético y su respuesta a distinta disponibilidad de agua. Además, también permite introducir objetivos múltiples a optimizar. Sin embargo, ninguna de las aplicaciones de este modelo -para la ciudad de Nueva York (Bhatt et al, 2009), o para Sudáfrica (Rodríguez, 2013)-, representa de forma realista las cuestiones geográficas asociadas a la disponibilidad y uso del agua. Otro modelo similar, TIMES-FR (Bouckaert, 2011) utiliza un enfoque similar para Francia, pero sin que consiga tratar de forma adecuada las relaciones entre cuencas para el agua y la energía.

Además, ninguno de estos modelos ha sido aplicado a España, un país especialmente interesante para este análisis. La disponibilidad de agua en España ya está sujeta a presiones importantes, que se pueden agudizar en presencia del cambio climático. Por otra parte, el sistema energético español, y en especial la generación de energía eléctrica, depende en gran medida de la disponibilidad de agua, por lo que es especialmente sensible a los impactos del cambio climático. España muestra además una gran diversidad de usos y disponibilidad de recursos por regiones. Por ejemplo, la cuenca del Segura sólo dispone del 1% de los recursos hídricos españoles, mientras que utiliza un 5% (Ministerio de Medio Ambiente, 2000). A nivel global, España se clasifica como una región de bajo o medio estrés hídrico, mientras que, de nuevo, la cuenca del Segura se considera de alto estrés hídrico (Näf, 2008).

### 1.4.3 Seminario de expertos

Una vez analizados los antecedentes y las posibilidades de utilización de los modelos se convocó un seminario de expertos, que pretendía cumplir con los siguientes objetivos:

- Contrastar la pertinencia de un estudio como el que se presenta
- Analizar las metodologías aplicadas, atendiendo a la disponibilidad de datos en la situación actual y en distintos escenarios de cambio climático



- Ayudar a identificar y caracterizar los datos de entrada necesarios para representar los escenarios mencionados
- Contrastar la validez y relevancia de los resultados presentados. Validar los estudios futuros a realizar en el contexto del estudio

El seminario, organizado por la Fundación Canal en Madrid, tuvo lugar el el 11 de diciembre de 2013. Los participantes en el seminario, expertos provenientes de distintas instituciones y empresas relacionadas con el nexo agua-energía, fueron los que se recogen en la relación siguiente:

NOMBRE	ORGANIZACIÓN
Fernando Arlandis	Canal de Isabel II Gestión. Subdirector de Estudios, Programas y RSC
Juan Azcárate Luxán	Director de la Agencia de la Energía. Ayuntamiento de Madrid
Ángel García Cantón	Centro de Estudios Hidrográficos del CEDEX
Luis Garrote	Universidad Politécnica de Madrid (UPM)
Laurent Hardy	Centro Tecnológico Repsol
Zarrar Khan	Universidad Pontificia Comillas
Pedro Linares	Universidad Pontificia Comillas
Concepción Marcuello	Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Subdirectora General Adjunta de Planificación y Uso Sostenible del Agua
José Manuel Mezquita	Acciona Energía
Carmen Montañés Fernández	Comunidad de Madrid. Subdirectora General de Energía y Minas
Javier Palacios Saiz	Iberdrola Generación
Ignacio Pérez Arriaga	Profesor Asociado en el MIT
José Ramón Picatoste Ruggeroni	Oficina Española de Cambio Climático

Los comentarios y sugerencias más relevantes recibidos en el seminario, organizados por temas, fueron los siguientes:

### **Modelado**

1. Mejorar la representación de la gestión hidráulica, lo que conlleva:
  - a. Incluir la temporalidad de los recursos hídricos y de su consumo
  - b. Determinar y modelar correctamente la reutilización del agua en los embalses
  - c. Obtener la producción hidráulica por cuenca
  - d. Permitir la gestión interanual del agua
  - e. Construir unidades de gestión hidráulica virtuales por Cuenca
2. Incorporar el distinto nivel de garantía en el aprovisionamiento de los diferentes usos, en función de lo establecido en la Instrucción de Planificación Hidrológica.
3. Considerar la calidad del agua (que dependerá de su uso) a la hora de analizar posibles déficits hídricos.
4. Modelar la gestión del agua según la existencia o no de mercados de agua, derechos de agua, acceso al agua, y políticas de agua.
5. Incluir los costes y las posibilidades de intercambio de agua entre regiones, así como entre usos alternativos.
6. Pensar sobre usos energéticos futuros, y cómo los cambios en los patrones urbanísticos pueden modificar la relación entre agua y energía.
7. Aclarar bien para quién es el modelo: quién puede utilizarlo y con qué fin.
8. Aclarar los períodos temporales del modelo y si son flexibles o no.
9. Aclarar los escenarios en los que se considera agua ilimitada: se pone un valor muy alto simplemente para representar la ausencia de escasez.

### **Escenarios energéticos**

1. Se ha escogido el año 2050 como razonable para la simulación, ya que permite predicciones realistas de los cambios en las tecnologías energéticas, y a la vez representar ya cambios climáticos.
2. Deberían incluir tecnologías de almacenamiento.
3. Las políticas energéticas están incluidas en los escenarios.
4. La capacidad de los embalses debe incluirse en los inputs de los escenarios.
5. Deberían considerarse de alguna forma las restricciones de red. Una opción sería preparar un escenario restrictivo para una región pequeña como Madrid.

6. También deberían incluirse escenarios extremos: por ejemplo, un escenario pesimista con alta demanda energética y bajos recursos hídricos.

### **Representación del agua**

1. Hay que actualizar los planes de cuenca para reflejar las delimitaciones más recientes
2. Sería deseable bajar al nivel de sistema de explotación para representar mejor las limitaciones en la disponibilidad de agua. Además, los sistemas de explotación sí tienen detallados los usos actuales para energía.
3. Hay que incluir la desalación al considerar los recursos hídricos, ya que, con el coste apropiado, podría ser viable en algún escenario.
4. Reflexionar sobre el agua incorporada en las importaciones de productos. Puede ser especialmente importante para algunos tipos de energía como los biocarburantes.

### **Agua y cambio climático**

1. El Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas (CEDEX) tiene estimaciones de los efectos del cambio climático en los recursos y las demandas hídricas. Los valores son específicos por año así que habría que calcular medias para distintos períodos.
2. El Canal de Isabel II ha estudiado la relación entre los usos del agua y la subida de temperaturas, que se podrían usar para escenarios futuros.
3. El cambio climático puede imponer restricciones en la gestión de embalses.
4. Los distintos escenarios deberían considerar cambios en el uso del agua como consecuencia del cambio climático, por ejemplo para usos ambientales.
5. El Centro de Estudios e Investigación para la Gestión de Riesgos Agrarios y Medioambientales (CEIGRAM) ha estudiado las demandas de agua para fines ambientales.
6. Chile podría ser una referencia interesante en cuanto a estudios previos o estrategias, ya que sufre sequías recurrentes que afectan a la generación eléctrica.
7. Los cambios en la disponibilidad de recurso natural se traducen en un cambio menor en el agua disponible, por la influencia de los embalses.
8. Para construir los escenarios de agua en un contexto de cambio climático se propone la siguiente estrategia: partir de los Planes Hidrológicos de Cuenca (PHC), y reescalarlos con los porcentajes de reducción de agua disponible del estudio del CEDEX
9. Se utilizaría siempre como referencia el año medio hidrológico.
10. Si se simula el año 2050, habrá que promediar los escenarios de cambio climático entre el escenario 2011-2040 y el escenario 2040-2070 (no hay que usar sólo el 2040-70).

11. Hay que considerar también otros efectos del cambio climático sobre la población, uso energético, agricultura, etc. En este sentido, hay incertidumbre sobre la evolución de los métodos agrícolas.

### **Uso y consumo del agua para energía**

1. En las instrucciones de planificación hidrológica se recogen volúmenes teóricos de consumo de agua para energía, incluidos biocarburantes. También las prioridades de uso.
2. Los consumos de refrigeración pueden cambiar por cuenca, ya que dependen de la calidad del agua de partida (que a su vez depende de los otros usos del agua), y también de la temperatura, el tiempo, o la localización.
3. También se pueden introducir variables para reflejar el cambio en el sistema de refrigeración de las centrales.
4. Lo anterior también afecta al consumo de agua necesario para depurar
5. En centrales de pequeño tamaño pueden existir balsas que aseguran el agua de refrigeración de un año. En centrales grandes esta función la realiza el sistema de embalses.
6. El consumo de agua para refrigeración también puede variar en función del escenario de cambio climático (cambios en la temperatura de entrada, etc.)
7. En los planes de cuenca se recoge el producible y el volumen embalsado, que se puede utilizar como punto de partida para generar las series de producción hidráulica por cuenca.
8. Los PHC ofrecen datos mensuales. A partir de ellos se podrían generar perfiles representativos de producción hidráulica en función de los datos obtenidos de las compañías eléctricas (Iberdrola, Endesa, Gas Natural Fenosa).

### **Resultados**

- Debe recogerse la incertidumbre asociada al análisis: como rangos de valores en función de los escenarios y como análisis de sensibilidad a parámetros significativos.
- Extensiones futuras: Simulaciones de Montecarlo para tratar la incertidumbre.



## 1.4.4 Entrevistas en profundidad con expertos

Una de las conclusiones del seminario fue la necesidad de mantener reuniones en mayor profundidad con algunos de los expertos participantes en el seminario, con el fin de contrastar en mayor detalle aspectos relacionados con la metodología de análisis o con los datos utilizados para el estudio. A continuación se resumen las entrevistas mantenidas y su influencia en el planteamiento del estudio.

### **Luis Garrote, UPM. 6 de febrero de 2014**

En esta reunión se trataron las cuestiones relacionadas con la garantía de abastecimiento y las prioridades de uso del agua. También se contrastaron los supuestos del modelo respecto a la gestión hidráulica. De particular interés para el estudio fue la reflexión acerca de la influencia de las demandas de usos consuntivos en la producción hidráulica, y de cómo esto cambia según sean embalses de cabecera o de final de cuenca. En estos últimos hay más influencia de los usos consuntivos. Sin embargo, se considera que su influencia en el análisis no será posiblemente muy grande, ya que, o bien los usos consuntivos no son relevantes en algunos, o bien porque no hay un número muy elevado de ellos.

### **Concepción Marcuello, MAGRAMA. 19 de febrero de 2014**

El objetivo fundamental de esta reunión fue entender la disponibilidad de datos hídricos y el procedimiento para obtenerlos por parte de MAGRAMA. Se acordó un procedimiento para acceder a los datos hidrológicos disponibles.

### **Ángel García Cantón, CEDEX. 7 de abril de 2014**

En esta reunión se analizaron los documentos elaborados por el CEDEX acerca del impacto del cambio climático en la disponibilidad de agua. Las conclusiones más significativas fueron:

- El indicador del MAGRAMA de capacidad energética de los embalses se estima como la máxima cantidad de energía que se puede producir, suponiendo siempre la máxima cota del embalse. Para embalses con usos múltiples se supone una detracción del 30 o del 60%. Por lo tanto, siempre sobreestima la energía producible. Pero sí tiene en cuenta la topología de las cuencas.
- Dado que el dato de esorrentía de SIMPA no tiene en cuenta las detracciones, parece sorprendente que se logre un buen ajuste entre la producción de energía y este dato. Sin embargo, si se admite que las detracciones son estables, entonces podría ser una aproximación válida.
- Cuando un embalse tiene usos múltiples y la gestión del agua responde a usos distintos de la producción eléctrica, se podría considerar como una central de agua fluyente.

- Los escenarios de cambio climático elaborados por el CEDEX están basados en cambios en la escorrentía natural y en la disponibilidad de agua. Dado que no está clara la dirección o cuantía de los cambios en la demanda (por las estrategias de adaptación), se decidió no tenerlos en cuenta.
- La variación estacional no es relevante, porque no se puede identificar un patrón estable entre los distintos modelos. Por tanto, la solución más apropiada parece ser utilizar un cambio anual (en porcentaje) calculado como la media del período, y aplicarlo a los datos de escorrentía natural disponibles en SIMPA.

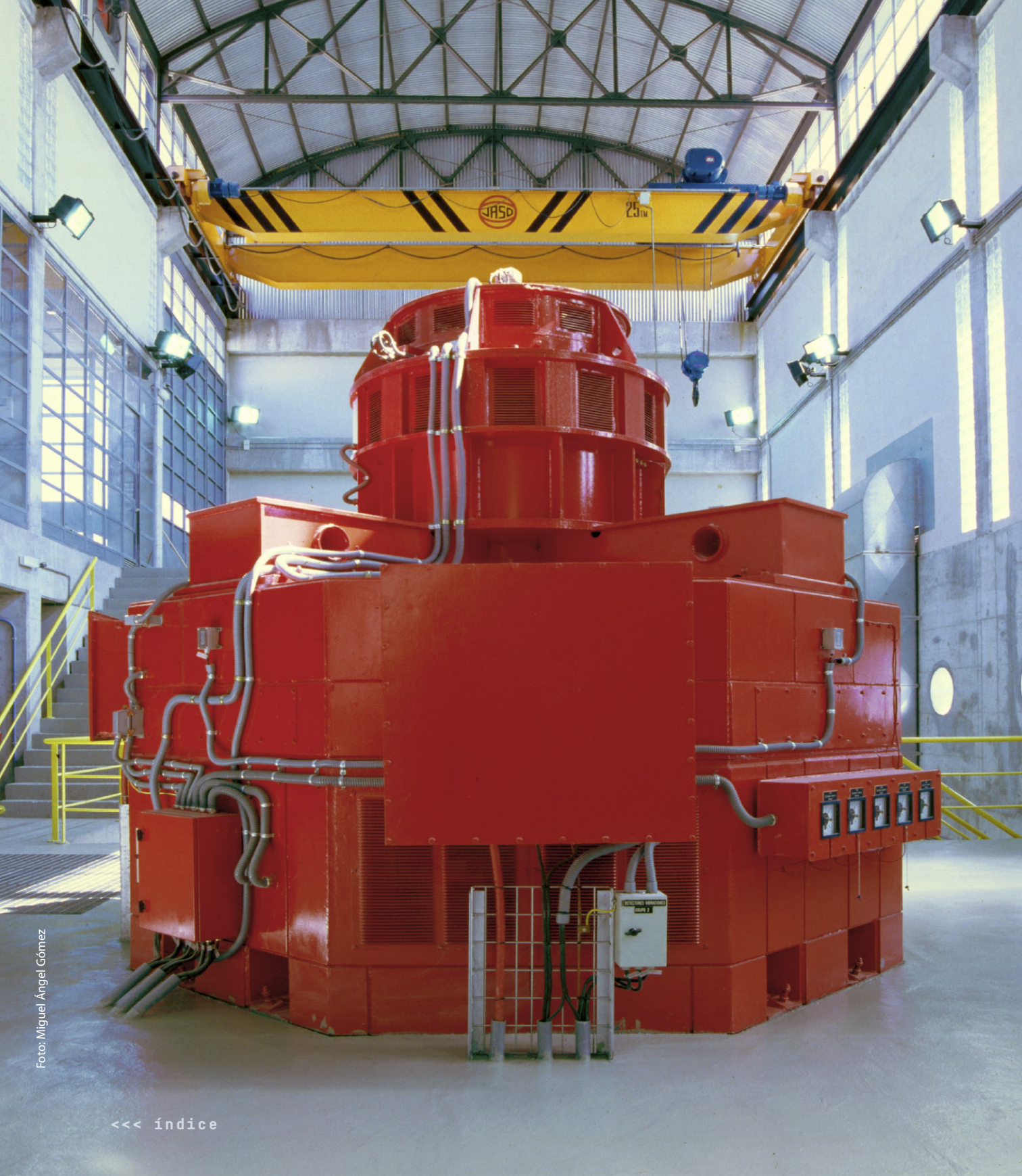


Foto: Miguel Ángel Gómez

## 2 METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS

Una vez evaluados los antecedentes y las técnicas de modelado disponibles, y contrastadas las distintas opciones con los expertos, se definió la metodología a utilizar en el análisis del impacto de los escenarios de cambio climático en las tecnologías de generación eléctrica a través del cambio en los recursos hídricos.

En este apartado se presentan de forma breve las características del modelo utilizado para realizar las simulaciones, así como las fuentes de datos empleadas y sus limitaciones. También se plantean los escenarios que se han analizado.

### 2.1 BREVE DESCRIPCIÓN DEL MODELO ENERGÉTICO

El modelo MASTER\_SO es un modelo de optimización estático, de equilibrio parcial, basado en programación lineal, originalmente concebido para el análisis de políticas energéticas sostenibles. El modelo simula el suministro de una demanda energética exógenamente determinada en términos de servicios energéticos por sectores, de forma que se cumpla con todas las restricciones técnicas y legales, y que se optimice una función objetivo. Esta función objetivo puede formularse como una medida de sostenibilidad energética, aunque por el momento se formula simplemente como una minimización de los costes privados de suministro de energía, más el coste social de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Está programado en GAMS y se resuelve con CPLEX.

La estructura actual de datos del modelo permite representar el sistema energético español, aunque puede ser adaptado a cualquier otro, y también puede incluir si se desea otros inputs y outputs, como el agua (que es el objetivo del presente estudio). Esta representación está basada en un enfoque de procesos y flujos de energía, inspirada en el modelo MARKAL/TIMES (Loulou et al, 2005). Sin embargo, el MASTER\_SO presenta algunas diferencias claras con el MARKAL/TIMES:

- a. El nivel de complejidad técnica es mucho menor (aunque suficiente), lo que permite reducir en gran medida el uso de parámetros difíciles de entender, y también aumenta la transparencia del modelo;
- b. El código del modelo se ha desarrollado y soportado directamente por el IIT, poniendo un énfasis especial en la transparencia y en la interpretación sencilla, mientras que TIMES es un software propietario;



- c. La estructura de procesos del MASTER\_SO está claramente concebida para permitir representar fácilmente los resultados del modelo en diagramas Sankey;
- d. La función objetivo del modelo es una medida de sostenibilidad energética, que permite por otro lado representar más fácilmente los *trade-offs* de las políticas y sus sinergias;
- e. El modelo cuenta con una base de datos basada en datos públicos y contrastados, lo que no es el caso del modelo TIMES-Spain, el modelo que utiliza TIMES para el sector energético español (Caldés et al, 2008). Además, el MASTER\_SO cuenta con más detalle tecnológico en las demandas finales.

El modelo representa un año de operación del sistema energético mediante bloques temporales (meses, días, horas por grupos), y uno de sus principales resultados es el diagrama Sankey<sup>2</sup> de todos los flujos energéticos en cada bloque temporal, tanto en términos de potencia como de energía. Los flujos entre los distintos procesos pueden estar sujetos a restricciones de capacidad, por lo que el modelo puede decidir invertir en nueva capacidad para dichos procesos. Por tanto, otro resultado del modelo es la inversión necesaria en nueva capacidad.

El modelo es de nudo único para el sector energético: es decir, se considera que el sector energético está completamente integrado por medio de las redes de transporte y distribución de petróleo, gas y electricidad. Esto quiere decir que las posibles restricciones geográficas en la generación o demanda de energía no tienen gran importancia, ya que el sistema de transporte puede resolverlas de modo eficiente. Este no es el caso del agua, como se verá posteriormente.

Una vez que el modelo se resuelve, se pueden seguir todos los flujos energéticos del país, desde la importación y exportación de energía primaria, su consumo, la conversión energética, las importaciones y exportaciones de energía final, el transporte y la distribución, y finalmente, el consumo por sectores. También se representan las pérdidas en todos estos procesos.

El modelo tiene un alcance de un año dividido en 12 períodos (meses). Cada mes a su vez se divide en dos sub-períodos, días laborables y días festivos. Finalmente, cada sub-período se divide entre cuatro niveles de carga: súper-pico, pico, medio y valle. Estos períodos pueden modificarse en función del alcance y nivel de detalle deseado del estudio.

Una descripción detallada del modelo puede encontrarse en López-Peña et al (2013).

<sup>2</sup> El diagrama Sankey es una representación de los flujos de energía en un sistema. El diagrama representa las entradas de combustibles y otras fuentes de energía, y su evolución a lo largo de los sistemas de transformación (como centrales eléctricas, plantas de refino, etc.) hasta su uso final. Un ejemplo de diagrama Sankey para el sector energético español puede verse en [http://web.upcomillas.es/centros/bp/D3\\_Sankey/sankey\\_energy.html](http://web.upcomillas.es/centros/bp/D3_Sankey/sankey_energy.html)

## 2.2 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DEL MODELO PARA EL ANÁLISIS DE LA RELACIÓN AGUA-ENERGÍA

Para el desarrollo de este estudio ha sido necesario modificar el modelo descrito, de forma que se pueda investigar mejor la relación agua-energía para España. Así, se ha desarrollado el modelo Nexus, que analiza la cantidad de agua consumida y utilizada para satisfacer la demanda de energía de España.

La nueva formulación asigna a cada proceso de obtención de energía primaria y de conversión de energía una cantidad de agua consumida y también utilizada (en metros cúbicos por GWh).

También se ha asignado toda la capacidad de generación por demarcaciones hidrográficas, y se ha establecido un límite para la cantidad de agua disponible en cada demarcación. De esta forma es posible representar en qué medida la escasez de agua en una cuenca puede afectar a las centrales eléctricas situadas en ella. En principio, la manera óptima de realizar esta asignación y representación sería a través de los sistemas de explotación de recursos de cada cuenca; sin embargo, la complejidad requerida en el modelado y la falta de datos desglosados a este nivel para aspectos como la influencia del cambio climático ha hecho que no haya sido posible llegar a este nivel de detalle.

Si no hay límites a la disponibilidad de agua, el nuevo modelo debería producir los mismos resultados que el modelo original. Si hay limitaciones, entonces el modelo determina los cambios de tecnologías y de producción energética que permiten satisfacer la demanda de energía de forma que no se supere la disponibilidad de agua.

Un aspecto muy importante del modelado es la representación de la producción hidráulica, que se desarrolla en los párrafos siguientes.

En la versión original del modelo se considera un único embalse representativo de toda la capacidad hidroeléctrica instalada en España. El modelo gestiona mensualmente el agua disponible en el embalse (aproximada por un producible hidráulico expresado en términos energéticos) a partir de una consigna mensual, dada exógenamente. Esta aproximación, que puede considerarse razonable en un modelo energético de largo plazo como el que se utiliza, deja de serlo para tratar el nexo agua-energía.

Efectivamente, este tipo de modelado presenta dos problemas fundamentales:

- sobreestima el uso del agua, ya que no tiene en cuenta que el mismo volumen de agua puede ser turbinado repetidas veces en una misma cuenca o sistema de explotación;
- no permite simular correctamente el impacto de una mayor escasez de agua en distintas cuencas, al tratarlas de forma agregada y sin considerar, como ya se ha mencionado, la interrelación entre distintas plantas hidroeléctricas en la misma cuenta.

Por ello, el modelo se ha modificado con el objetivo de solucionar estos problemas, básicamente tratando de desagregar las centrales hidroeléctricas. Existen dos posibilidades para ello: una aproximación *bottom-up*, o una *top-down*.

La más adecuada sería la *bottom-up*, que consistiría en una representación topológica de todas las centrales hidroeléctricas en cada cuenca que tuviera en cuenta sus interacciones y conexiones. Desgraciadamente, el volumen de trabajo requerido para lograr esta representación para todas las cuencas españolas la sitúa fuera del alcance del presente estudio.

Una opción intermedia sería utilizar los datos de producible hidráulico<sup>3</sup>, disponibles también en el Boletín Hidrológico del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA), que sí tienen en cuenta la topología de las cuencas. Sin embargo, este indicador sobreestima dicho producible hidráulico, ya que siempre considera la cota máxima del embalse y, para embalses con usos múltiples, supone una detracción fija. En su lugar se ha optado por una aproximación *top-down*, que se describe a continuación.

Se ha considerado una única central hidroeléctrica con su embalse virtual asociado para cada demarcación hidrográfica. Esta central representativa agrega toda la potencia instalada en las centrales de la cuenca, y el embalse agrega las capacidades de embalse de la cuenca. Para el año de referencia se representa su funcionamiento mediante los datos de producible hidráulico mensual de Red Eléctrica de España (REE), producible que luego el modelo gestiona para optimizar el coste del sistema.

Ahora bien, ante cambios en la disponibilidad de agua, es necesario analizar cómo cambia el producible hidráulico. Estos cambios se modelan de forma agregada (*top-down*), para lo que se ha ajustado una función que relaciona el cambio en la escorrentía y los niveles de los embalses con el cambio en la producción hidráulica, para cada demarcación hidrográfica. Así, se calcula un coeficiente energético que convierte la escorrentía natural en producible hidráulico, y que por tanto permite simular los cambios en el producible a partir de cambios en la escorrentía.

El ajuste ha requerido la agregación de algunas cuencas, ya que el nivel de detalle de los datos de REE no cubre todas las demarcaciones (véase la figura 1). Por lo tanto, en la modelización se utiliza el mismo coeficiente energético para las cuencas que se han agregado.

<sup>3</sup> El producible hidráulico es la cantidad máxima de energía eléctrica que el conjunto de aportaciones hídricas (lluvias, bombeo, etc.) correspondientes a un intervalo de tiempo considerado permitiría producir en una central hidroeléctrica en las condiciones más favorables.

Figura 1. Agregación de demarcaciones hidrográficas de REE



En la figura 2 se puede observar el resultado de realizar este ajuste, a partir de la siguiente información obtenida del MAGRAMA y de REE para el período 2009-2012.

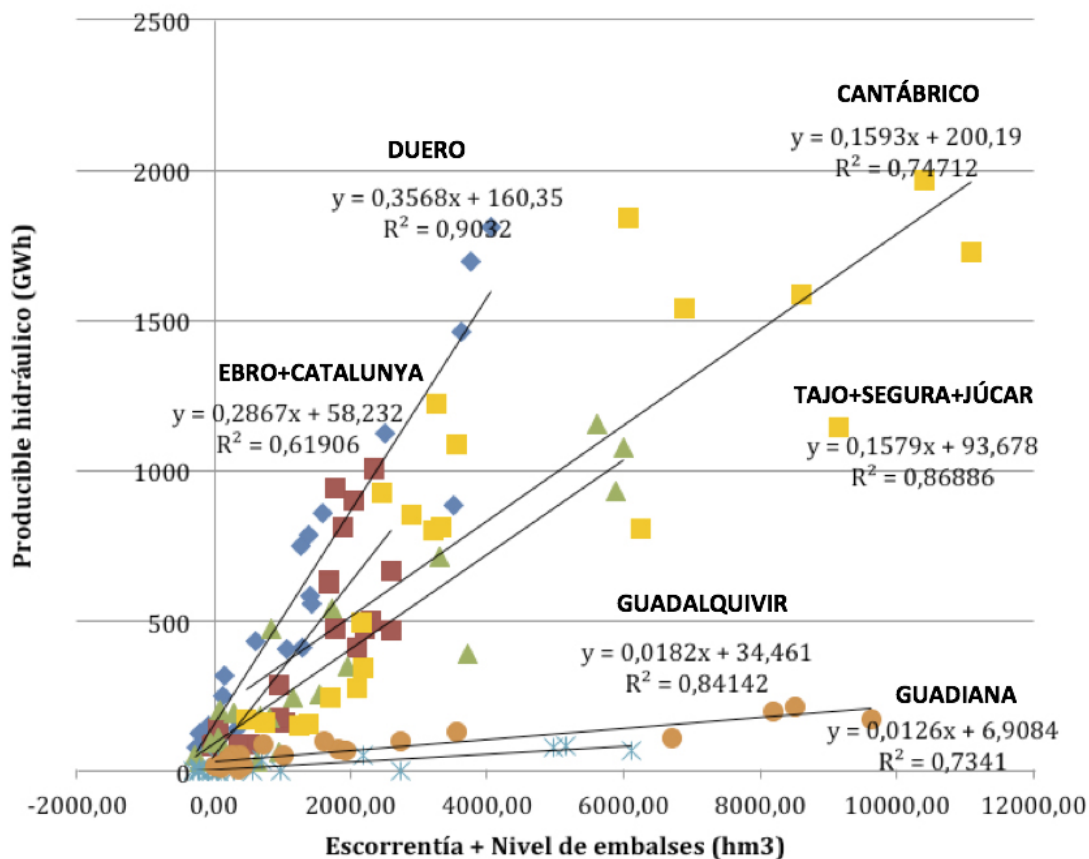
Escorrentía total media por demarcación, extraída del modelo SIMPA y convertida a  $\text{hm}^3$  (<http://servicios2.magrama.es/sia/visualizacion/descargas/series.jsp>).

Cambio en los niveles de los embalses por demarcación hidrográfica, valores semanales, procedente del Boletín Hidrológico (Boletín Hidrológico, Volumen,  $\text{hm}^3$ ), ([http://eportal.magrama.gob.es/BoleHWeb/accion/cargador\\_pantalla.htm?screen\\_code=70050&screen\\_language=&bh\\_number=6&bh\\_year=2010&bh\\_emb\\_tipo=2](http://eportal.magrama.gob.es/BoleHWeb/accion/cargador_pantalla.htm?screen_code=70050&screen_language=&bh_number=6&bh_year=2010&bh_emb_tipo=2)).

Producible hidráulico anual, obtenido de las series estadísticas de REE de 2009 a 2012 (<http://www.ree.es/en/publications/indicators-and-statistical-data/statistical-series>). Posteriormente los valores anuales se distribuyeron mensualmente a partir del informe anual de REE.



**Figura 2. Correlación entre escorrentía y niveles de embalses con el producible hidráulico**  
 (Azul: Duero; Rojo: Ebro + D.F. Cataluña; Verde: Tajo+Segura+Júcar; Amarillo: Miño-Sil+Cantábrico  
 Occidental y Oriental; Naranja: Guadalquivir, Azul claro: Guadiana)

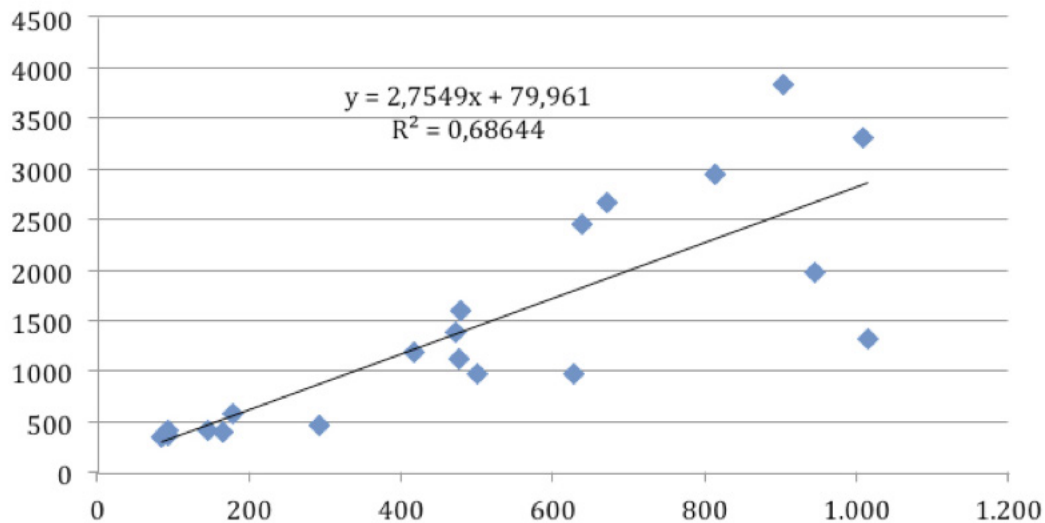


Como se puede observar en la figura 2, el ajuste es bueno para la cuenca del Duero (0,90) y para la combinación de Tajo, Segura y Júcar (0,87), y Guadalquivir (0,84). El Guadiana (0,73) y Miño-Sil y Cantábrico (0,75) muestra una relación algo peor, pero aún aceptable. Para la combinación del Ebro y Cataluña sin embargo el ajuste no es tan adecuado, probablemente debido al hecho de que las centrales hidroeléctricas en esta cuenca se encuentran en la cabecera, mientras que la escorrentía se mide en el punto de salida. En este caso se hace necesario buscar otros indicadores que se correlacionen mejor con el producible hidráulico.

Así, se han analizado otros puntos de medición de la escorrentía y de la producción hidroeléctrica para tratar de encontrar una mejor relación. Finalmente, el mejor resultado obtenido se ha

logrado agregando la esorrentía en cinco puntos (Castejón, Zaragoza, Mendavia, Ateca y Haro). La relación entre la esorrentía agregada en estos puntos y la producción hidroeléctrica en la cuenca se muestra en la figura 3.

**Figura 3. Correlación entre esorrentía y niveles de embalses con el producible hidráulico para la cuenca del Ebro**



La relación mostrada aquí para todas las cuencas entre esorrentía y producción hidroeléctrica puede resultar sorprendente, por cuanto los cambios en la esorrentía natural recogidos en el SIMPA no tienen en cuenta las detracciones. Sin embargo, si se supone que las detracciones son más o menos estables (algo asumible en un período de tiempo corto), entonces el ajuste puede ser válido. En escenarios futuros de cambio climático este supuesto podría no sostenerse. Pero, como se verá posteriormente, los escenarios consideran que no habrá variación en las demandas (debido a los efectos de la adaptación), por lo que, por el momento se considera aceptable esta aproximación.

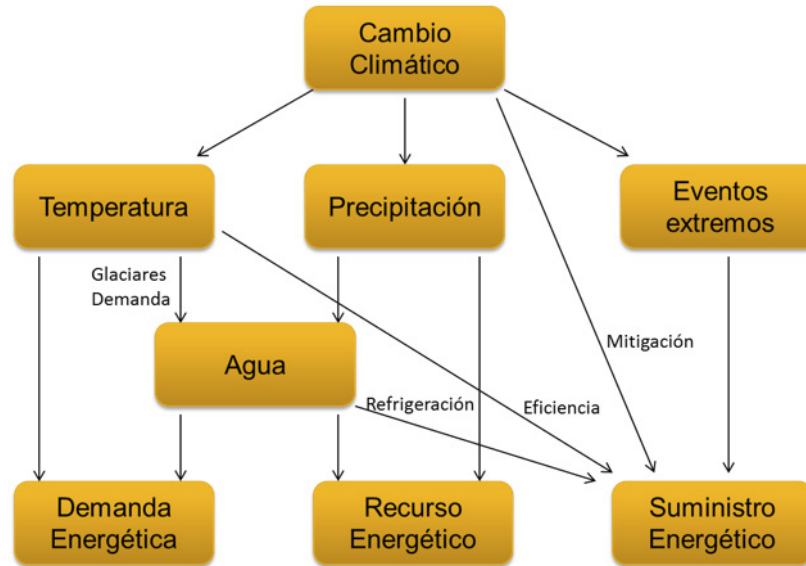
Finalmente, también es necesario modelar para cada cuenca la capacidad de los embalses virtuales (embalses representativos de todos los embalses de la cuenca). Esta capacidad se ha obtenido sumando las de los embalses de cada cuenca, información que está disponible en el boletín hidrológico del MAGRAMA. En la tabla 1 se refleja la capacidad de los embalses virtuales asociados a cada demarcación hidrográfica.

Tabla 1. Embalses virtuales considerados en el modelo

DEMARCACIÓN	SUPERFICIE (km <sup>2</sup> )	NÚMERO DE EMBALSES	VOLÚMEN ÚTIL (hm <sup>3</sup> )
Duero	78.860	87	6.887
Segura	18.897	37	1.174
Tajo	55.764	298	10.801
Júcar	42.958	51	3.102
Ebro	85.567	212	6.327
D.F Cataluña	16.494	14	747
Miño - Sil	17.592	58	2.718
Galicia Costa	13.217	24	592
Cantábrico Occidental	17.436	36	469
Cantábrico Oriental	5.807	34	65
Guadiana	55.389	175	8.731
Tinto, Odiel y Piedras	4.751	57	131
Guadalquivir	57.228	118	6.820
Guadalete - Barbate	5.928	22	1.209
Sur	17.948	45	1.190
<b>TOTAL</b>	<b>493.836</b>	<b>1.268</b>	<b>50.962</b>

## 2.3 ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO CEDEX

Los escenarios de cambio climático pueden traducirse en distintos impactos sobre el sector energético, tal como se indica en la figura siguiente.



En este estudio se ha considerado únicamente la influencia del cambio climático en la escorrentía natural y en la disponibilidad de agua. Por contra, no se han tenido en cuenta otros posibles efectos sobre el sector eléctrico, como por ejemplo el cambio en la demanda de energía para la climatización, debido a que, en general, dado el orden de magnitud de estos impactos, sus efectos se enmascaran dentro de la incertidumbre ya existente en las estimaciones de demanda de energía.

Los cambios en la disponibilidad de agua inducidos por el cambio climático provienen de un estudio realizado por el CEDEX (CEDEX, 2010 y 2012). En dicho estudio se determinan, para distintos escenarios de cambio climático provenientes del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático, su impacto en los recursos hídricos en régimen natural, por demarcación hidrográfica. A continuación se esboza brevemente este estudio, tomando literalmente la descripción inicial del mismo:

*“Se parte de los datos de precipitación y temperatura derivados de la selección de escenarios climáticos de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET, 2008). Han sido proporcionados por la Oficina Española de Cambio Climático (OECC) y cubren los periodos cuatros temporales entre el s. XX, de 1961 a 1990, y otros tres en el s. XXI, comprendidos entre los años 2011 y 2040, 2041 y 2070 y 2071 y 2100. Los recursos hídricos en régimen natural se simulan utilizando un modelo hidrológico distribuido de paso mensual con resolución de 1 km<sup>2</sup> para toda España, Península e islas.”*



*“Los datos de precipitación y temperatura utilizados en este informe proceden de los trabajos de regionalización en España (AEMET, 2008) de modelos de circulación global del 3er Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC). En este informe se ha denominado proyección a cada hipótesis de clima futuro, determinada por la combinación de un escenario de emisiones, de un modelo climático de circulación global, MCG, y de una técnica de proyección regional. Del conjunto total disponible en España, AEMET seleccionó un subconjunto que, bajo la hipótesis de equiprobabilidad, representara la variabilidad del total de proyecciones. No obstante a la premisa fundamental de equiprobabilidad de cualquiera de las proyecciones de estudio, se ha manejado como índice de impacto en cada fase del ciclo hidrológico el promedio de resultados por escenario climático, A2 y B2.”*

Los resultados del trabajo del CEDEX que se toman como inputs para este estudio son los porcentajes de variación en la escorrentía superficial y en el recurso hídrico disponible por demarcación hidrográfica, para el horizonte temporal 2041-2070. Posteriormente se concretan los porcentajes que finalmente se han utilizado.

## 2.4 ESCENARIOS DE ANÁLISIS

Para lograr el objetivo planteado en el presente estudio se tienen en cuenta varios escenarios. El primer escenario considerado es el de referencia para realizar el análisis (**REF**). Este escenario considera la demanda energética en 2050 y unas tecnologías similares a las actuales, con una penetración avanzada de las energías renovables, tal como se propone en el *Energy Roadmap 2050* de la Comisión Europea. Sin embargo, se considera que no hay restricciones en la disponibilidad de agua. En el escenario REF, el modelo determina las inversiones a realizar para cubrir la nueva demanda. Este es el escenario que permitirá evaluar los efectos de cambios en la disponibilidad de agua.

Los escenarios adicionales que se tienen en cuenta se refieren al impacto del cambio climático en los recursos hídricos, por lo que introducen posibles restricciones a la disponibilidad de agua. En primer lugar se considera el escenario que contempla la disponibilidad de agua actual -denominado **WC-2012-**, por lo que se supone que el resto de las demandas no varían (lo que, entre otras cosas, representa una estabilización de la población española).

Los siguientes escenarios que se tienen en cuenta suponen una reducción en la escorrentía natural y en la disponibilidad del recurso dada por los escenarios de cambio climático proporcionados por CEDEX (2010 y 2012) y que se describen a continuación. Estos escenarios se caracterizan por la severidad del escenario de cambio climático considerado (1 o 2).

El escenario 1 de cambio climático corresponde al escenario A2i, CGCM2-FIC del estudio del CEDEX, mientras que el escenario 2 corresponde al escenario A2ii, ECHAM4-FIC. El primer término (A2i o A2ii) se refiere al escenario original de cambio climático procedente del IPCC, y el segundo (CGCM2-FIC o ECHAM4-FIC) en función del modelo de circulación general de la atmósfera empleado para generar los resultados. Hay que señalar que estos escenarios se han escogido no tanto en función de estos escenarios de partida, sino en función de sus resultados en términos de cambio climático. Así, el escenario 1 es un escenario de cambio climático medio, y el escenario 2 es un escenario severo.

No se contempla ningún cambio en el resto de las demandas de agua, ya que se considera que las estrategias de adaptación (cambios en técnicas de cultivo, por ejemplo) contrarrestarán sus

variaciones. Igualmente se supone que los posibles cambios en la demanda de energía quedan enmascarados dentro de la incertidumbre asociada a la estimación de los consumos futuros. A este respecto hay que recordar que los cambios que estiman distintos estudios (como por ejemplo el reciente Quinto Informe del IPCC) no son claros: se prevé un incremento de la demanda de aire acondicionado, y una disminución de la de calefacción, pero el efecto neto dependerá de cada región. Para España no hay datos concluyentes.

Además, los escenarios de cambio climático se consideran en dos contextos, por cuanto a las tecnologías de producción eléctrica y su adaptación al cambio climático se refiere. Uno (*na*) en el que la potencia instalada es la correspondiente al escenario de referencia (REF). Este contexto trata de simular una falta de adaptación al cambio climático, ya que supone que la nueva capacidad de generación eléctrica se ha instalado sin considerar la posibilidad de cambio climático. Dados los largos plazos asociados a la construcción de generación eléctrica, y la también la larga vida útil de estos activos, esta posibilidad de falta de adaptación es un riesgo a considerar.

El segundo contexto (*ca*) permite que el modelo invierta en nuevas tecnologías para responder al cambio climático, es decir, supone que las nuevas inversiones se realizan considerando el cambio climático previsto. Este contexto permitirá, por comparación con el anterior, evaluar los beneficios y consecuencias de una adaptación temprana.

Así, los escenarios *na* consideran que no hay adaptación. Esta circunstancia se modela fijando la capacidad energética determinada por el modelo para el escenario WC-2012. En cambio, en los escenarios con adaptación (*ca*) se permite que el modelo realice las inversiones necesarias (con respecto al WC-2012) para adaptarse a una menor disponibilidad de agua. Las combinaciones resultantes son:

- **WC1na:** escenario medio de cambio climático, sin adaptación..
- **WC1ca:** escenario medio de cambio climático, con adaptación.
- **WC2na:** escenario severo de cambio climático, sin adaptación.
- **WC2ca:** escenario severo de cambio climático, con adaptación.

## 2.5 OTROS DATOS DE ENTRADA

El modelo requiere para su ejecución introducir un buen número de parámetros tanto económicos y técnicos como asociados a las distintas políticas que se quieran simular. En López-Peña et al (2013) pueden consultarse dichos parámetros, que no se incluyen aquí por su extensión y detalle. En este apartado se describen con más detalle aquellos datos de entrada al modelo necesarios para la consideración de las restricciones hídricas en el mismo.

### 2.5.1 Zonas geográficas

El modelo original es un modelo de “nudo único”, es decir, con toda España considerada una única zona. Sin embargo, y como ya se ha mencionado, los problemas de disponibilidad hídrica están muy localizados por regiones. Por tanto, el modelo Nexus divide España peninsular en las

15 demarcaciones hidrográficas representadas en la Figura 4. La Tabla 2, por su parte, muestra una lista de las demarcaciones hidrográficas utilizadas en el estudio<sup>4</sup>.

De esta forma se puede representar de forma realista la distinta cantidad de agua disponible por regiones. De hecho, las demarcaciones hidrográficas están legalmente reconocidas, y por tanto el uso, consumo y transferencia de agua entre y dentro de las demarcaciones está sujeto a la legislación nacional.

También se ha tenido en cuenta la división administrativa en comunidades autónomas, ya que una gran cantidad de datos, especialmente los energéticos, están disponible a este nivel. Estos datos han sido procesados y superpuestos a los de las demarcaciones hidrográficas para extraer la información relevante a este nivel.

**Figura 4. Demarcaciones hidrográficas de España**



<sup>4</sup> Las demarcaciones hidrográficas utilizadas son las utilizadas en CEDEX (2012), que corresponden con la última versión de demarcaciones hidrográficas en España aprobada por el Real Decreto 29/2011.

**Tabla 2. Demarcaciones hidrográficas en el Modelo**

<b>DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA</b>
Galicia Costa
Miño - Sil
Cantábrico Occidental
Cantábrico Oriental
Duero
Tajo
Guadiana
Guadalquivir
Tinto, Odiel y Piedras
Guadalete - Barbate
Cuencas Mediterráneas Andaluzas
Segura
Júcar
Ebro
Distrito Fluvial de Cataluña (Cuencas Internas de Cataluña)

### **2.5.2 Uso de agua por tecnologías**

El modelo asigna un cierto volumen de agua (de uso o de consumo) a cada proceso de producción y conversión de energía. Para la energía primaria se tiene en cuenta el agua necesaria para la extracción, minería y suministro de los combustibles primarios. Para las tecnologías de conversión de energía se han considerado distintos tipos de refrigeración en las plantas térmicas, y varias tecnologías (p.ej., la captura y secuestro de carbono). El rango de valores identificados en la literatura es muy amplio, y depende mucho de la localización y de las prácticas de gestión. Se han utilizado ocho estudios distintos para obtener todos los coeficientes presentados en las tablas 3a y 3b: Gleick (1994), World Energy Council (2010), Hill y Poole (2009), Mielke et al (2010), US DOE (2006), Water in the West (2013), Macknick et al (2011), y Hardy et al (2012).

Las distintas tecnologías consideradas para cada tipo de energía primaria y de conversión energética están basadas en los tipos de energía utilizados en el modelo original. La Tabla 3 muestra los valores medios asignados a cada tipo de energía incluida en el modelo (3a para las tecnologías asociadas con procesos de energía primaria, y 3b para las asociadas con tecnologías de conversión energética). En la tabla 3b se incluye además la eficiencia de conversión (medida de forma inversa, como pérdidas) de cada una de las tecnologías de conversión.



Puede observarse que en la tabla 3a hay valores para los que no ha sido posible encontrar datos (nd). En todo caso, dado que en España no se produce energía primaria para las tecnologías que no se dispone de información, esta circunstancia no afecta a los resultados del estudio.

Las tablas aludidas muestran valores medios, pero las variaciones de consumo de agua pueden ser muy grandes. En particular, en lo que respecta a los biocarburantes, debe señalarse que el consumo de agua puede ser muy variable. Así, si bien por ejemplo en EEUU el etanol se produce a partir de maíz cultivado en regadío, y con unas demandas hídricas muy altas, otros biocarburantes pueden producirse a partir de otro tipo de cultivos que no necesiten regadío y cuya demanda de agua sea muy inferior (p.ej., el *Cynara cardunculus*). Otro aspecto a considerar es si el cultivo en cuestión está sustituyendo o no a cultivos previos destinados a la alimentación, en cuyo caso la demanda de agua de los biocarburantes debería calcularse como la diferencia entre la situación anterior y la actual. Así, se podría dar incluso la situación de que la sustitución de cultivos alimentarios por cultivos para biocarburantes redujera la demanda de agua. Como se ve, es una cuestión complicada que requiere considerar numerosos parámetros y supuestos.

Otro elemento a señalar es que la necesidad de agua para refrigeración de las centrales térmicas depende de la calidad del agua de partida (que, a su vez, depende de los otros usos del agua), y también de la temperatura o localización. Este aspecto no ha sido considerado en el estudio básicamente por la dificultad de obtener datos particularizados (ya que la calidad, temperatura y localización varían mucho a nivel local). Además, es difícil aventurar cuál será la situación de estos factores en el escenario 2050 que se tiene en cuenta en el estudio. Dado que la incertidumbre acerca de los coeficientes de uso y consumo ya es grande, se estima que el no tener en cuenta estos factores no altera en gran medida la validez de los resultados obtenidos.



Foto: World Bank Photo Collection

**Tabla 3a. Uso de agua por tecnologías (procesos de energía primaria)**

TECNOLOGÍA PARA PROCESOS DE ENERGÍA PRIMARIA (PE)	CÓDIGO	CONSUMO MEDIO (m <sup>3</sup> /GWh)	USO MEDIO (m <sup>3</sup> /GWh)
Nuclear	PENUCLE	169	nd
Carbón Nacional	PENATCO	498	nd
Carbón Importado	PEIMPCO	236	nd
Gas Natural	PENAGAS	157	nd
Gas Natural Licuado	PELNGAS	0	nd
Petróleo Crudo	PECROIL	1.452	nd
Hidráulica Fluyente	PEHYDRR	0	nd
Hidráulica con Embalse	PEHYDRC	27.834	791.676
Minihidráulica	PEMNHY		nd
Eólica terrestre	PEWINON	0	nd
Eólica marina	PEWINOF	0	nd
Solar Fotovoltaica	PESOLPV	0	nd
Solar Termoeléctrica	PESOLTE	0	nd
Solar Térmica	PESOLTH	0	nd
Biomasa Cultivos	PEBIOMEK	86.976	nd
Biomasa Residuos Agrícolas	PEBIOMAW	0	nd
Biomasa Residuos Forestales	PEBIOMFW	0	nd
Residuos Sólidos Urbanos	PESWAST	0	nd
Inputs para Bioetanol	PEBIOETHPI	152.710	nd
Inputs para Biodiesel	PEBIODIEPI	533.894	nd
Biogas	PEBIOGAS	0	nd
Energía Humana	PEHUMANE	0	nd

En la tabla 3b se muestra, además del uso y consumo de agua, las eficiencias de conversión para las distintas tecnologías de conversión energética, en función de la tecnología de refrigeración. Así, para cada una de las tecnologías de generación eléctrica con origen térmico (nuclear, fósiles o solar térmica) se consideran tres tecnologías de refrigeración: seca (\_DRY), refrigeración por

torre (\_TW), y refrigeración por agua corriente. Las tecnologías seca y de torre suponen una mayor inversión, y también una menor eficiencia de conversión (mayores pérdidas). En el estudio se ha considerado que la opción por defecto (salvo para la nuclear, en que se ha escogido torre) es la refrigeración por agua corriente. Las pérdidas de eficiencia consideradas han sido de un 3% para la refrigeración por torre y de un 10% para la tecnología seca.

El modelo en todo caso puede optar por invertir en otras tecnologías si hay limitaciones a la disponibilidad de agua.

**Tabla 3b. Uso de agua y eficiencias de conversión por tecnologías de conversión energética**

TECNOLOGÍA DE CONVERSIÓN ENERGÉTICA	CÓDIGO	USO (hm <sup>3</sup> /GWh)	CONSUMO (hm <sup>3</sup> /GWh)	PÉRDIDAS EN CONVERSIÓN
Nuclear (Refrigeración por agua corriente)	CENUCLEAR	0,1390	0,0016	67%
Nuclear (Refrigeración por torre)	CENUCLEAR_TW	0,0038	0,0026	70%
Nuclear (Refrigeración seca)	CENUCLEAR_DRY	0,0000	0,0000	77%
Carbón nacional convencional (Refrigeración por agua corriente)	CENACOTRA	0,0999	0,0014	67%
Carbón nacional convencional (Refrigeración por torre)	CENACOTRA_TW	0,0025	0,0021	70%
Carbón nacional convencional (Refrigeración seca)	CENACOTRA_DRY	0,0001	0,0000	77%
Carbón importado convencional (Refrigeración por agua corriente)	CEIMCOTRA	0,0999	0,0014	67%
Carbón importado convencional (Refrigeración por torre)	CEIMCOTRA_TW	0,0025	0,0021	70%
Carbón importado convencional (Refrigeración seca)	CEIMCOTRA_DRY	0,0001	0,0000	77%
Ciclo combinado con gasificación de carbón importado (Refrigeración por agua corriente)	CEIMCOIGCC	0,0595	0,0008	48%
Ciclo combinado con gasificación de carbón importado (Refrigeración por torre)	CEIMCOIGCC_TW	0,0015	0,0013	51%
Ciclo combinado con gasificación de carbón importado (Refrigeración seca)	CEIMCOIGCC_DRY	0,0000	0,0000	58%
Carbón supercrítico importado (Refrigeración por agua corriente)	CEIMCOSCPC	0,0926	0,0004	50%
Carbón supercrítico importado (Refrigeración por torre)	CEIMCOSCPC_TW	0,0023	0,0017	53%
Carbón supercrítico importado (Refrigeración seca)	CEIMCOSCPC_DRY	0,0000	0,0000	60%
Carbón supercrítico con CCS, importado (Refrigeración por agua corriente)	CEIMCOSCCCS	0,1149	0,0006	58%
Carbón supercrítico con CCS, importado (Refrigeración torre)	CEIMCOSCCCS_TW	0,0029	0,0028	61%
Carbón supercrítico con CCS, importado				

TECNOLOGÍA DE CONVERSIÓN ENERGÉTICA	CÓDIGO	USO (hm <sup>3</sup> /GWh)	CONSUMO (hm <sup>3</sup> /GWh)	PÉRDIDAS EN CONVERSIÓN
Ciclo combinado de gas convencional (Refrigeración por agua corriente)	CECCGTTRA	0,0397	0,0004	36%
Ciclo combinado de gas convencional (Refrigeración por torre)	CECCGTTRA_TW	0,0010	0,0007	39%
Ciclo combinado de gas convencional (Refrigeración seca)	CECCGTTRA_DRY	0,0000	0,0000	46%
Ciclo combinado de gas con CCS (Refrigeración por agua corriente)	CECCGTCCS	0,0625	0,0005	46%
Ciclo combinado de gas con CCS (Refrigeración por torre)	CECCGTCCS_TW	0,0023	0,0017	49%
Ciclo combinado de gas con CCS (Refrigeración seca)	CECCGTCCS_DRY	0,0000	0,0000	56%
Turbina de gas en ciclo abierto convencional (Refrigeración por agua corriente)	CEOCGTTRA	0,0397	0,0004	55%
Turbina de gas en ciclo abierto convencional (Refrigeración por torre)	CEOCGTTRA_TW	0,0010	0,0007	58%
Turbina de gas en ciclo abierto convencional (Refrigeración seca)	CEOCGTTRA_DRY	0,0000	0,0000	65%
Turbina de gas en ciclo abierto con CCS (Refrigeración por agua corriente)	CEOCGTCCS	0,0625	0,0005	65%
Turbina de gas en ciclo abierto con CCS (Refrigeración por torre)	CEOCGTCCS_TW	0,0023	0,0017	68%
Turbina de gas en ciclo abierto con CCS (Refrigeración seca)	CEOCGTCCS_DRY	0,0000	0,0000	75%
Fuel-oil convencional (Refrigeración por agua corriente)	CEFUOITRA	0,0941	0,0013	62%
Fuel-oil convencional (Refrigeración por torre)	CEFUOITRA_TW	0,0023	0,0021	65%
Fuel-oil convencional (Refrigeración seca)	CEFUOITRA_DRY	0,0001	0,0000	72%
Hidráulica fluyente	CEHYRURIV	0,0000	0,0000	0%
Hidráulica con embalse	CEHYRSCAP	0,7917	0,0196	0%
Bombeo hidráulico	CEHYPSTOR	0,0000	0,0000	0%
Minihidráulica	CEMINIHYDR	0,0000	0,0000	0%
Cogeneración industrial (Refrigeración por agua corriente)	CECOGENIND	0,0999	0,0014	26%
Cogeneración industrial (Refrigeración por torre)	CECOGENIND_TW	0,0025	0,0021	29%
Cogeneración industrial (Refrigeración seca)	CECOGENIND_DRY	0,0001	0,0000	36%
Cogeneración otros usos (Refrigeración por agua corriente)	CECOGENOTH	0,0999	0,0014	27%
Cogeneración otros usos (Refrigeración por torre)	CECOGENOTH_TW	0,0025	0,0021	30%
Cogeneración otros usos (Refrigeración seca)	CECOGENOTH_DRY	0,0001	0,0000	37%
Eólica terrestre tipo 1	CEWINDONS1	0,0000	0,0000	0%
Eólica terrestre tipo 2	CEWINDONS2	0,0000	0,0000	0%



TECNOLOGÍA DE CONVERSIÓN ENERGÉTICA	CÓDIGO	USO (hm <sup>3</sup> /GWh)	CONSUMO (hm <sup>3</sup> /GWh)	PÉRDIDAS EN CONVERSIÓN
Solar fotovoltaica centralizada	CESOPHVCEWT	0,0000	0,0001	0%
Solar fotovoltaica distribuida industrial	CESOPHVDIWOTIND	0,0000	0,0001	0%
CE Solar fotovoltaica distribuida otros usos	CESOPHVDIWOTOTH	0,0000	0,0001	0%
Solar termoeléctrica centralizada (Refrigeración por agua corriente)	CESOTELCE	0,0036	0,0035	80%
Solar termoeléctrica centralizada (Refrigeración por torre)	CESOTELCE_TW	0,0030	0,0030	83%
Solar termoeléctrica centralizada (Refrigeración seca)	CESOTELCE_DRY	0,0000	0,0001	90%
Solar térmica distribuida industrial (Refrigeración por agua corriente)	CESOLTHDIIND	0,0036	0,0035	45%
Solar térmica distribuida industrial (Refrigeración por torre)	CESOLTHDIIND_TW	0,0030	0,0030	48%
Solar térmica distribuida industrial (Refrigeración seca)	CESOLTHDIIND_DRY	0,0000	0,0001	55%
Solar térmica distribuida otros usos (Refrigeración por agua corriente)	CESOLTHDIOTH	0,0036	0,0035	45%
Solar térmica distribuida otros usos (Refrigeración por torre)	CESOLTHDIOTH_TW	0,0030	0,0030	48%
Solar térmica distribuida otros usos (Refrigeración seca)	CESOLTHDIOTH_DRY	0,0000	0,0001	55%
Biomasa cultivos energéticos centralizada (Refrigeración por agua corriente)	CEBIOMECCE	0,1021	0,0013	68%
Biomasa cultivos energéticos centralizada (Refrigeración por agua torre)	CEBIOMECCE_TW	0,0021	0,0017	71%
Biomasa cultivos energéticos centralizada (Refrigeración seca)	CEBIOMECCE_DRY	0,0001	0,0000	78%
Biomasa residuos agrarios centralizada (Refrigeración por agua corriente)	CEBIOMAWCE	0,0890	0,0010	68%
Biomasa residuos agrarios centralizada (Refrigeración por torre)	CEBIOMAWCE_TW	0,0018	0,0016	71%
Biomasa residuos agrarios centralizada (Refrigeración seca)	CEBIOMAWCE_DRY	0,0001	0,0000	78%
Biomasa residuos forestales centralizada (Refrigeración por agua corriente)	CEBIOMFWCE	0,0890	0,0010	68%
Biomasa residuos forestales centralizada (Refrigeración por torre)	CEBIOMFWCE_TW	0,0018	0,0016	71%
Biomasa residuos forestales centralizada (Refrigeración seca)	CEBIOMFWCE_DRY	0,0001	0,0000	78%
Residuos sólidos industriales (Refrigeración por agua corriente)	CESLDWAST	0,0890	0,0010	78%
Residuos sólidos industriales refrigeración por torre)	CESLDWAST_TW	0,0018	0,0016	81%
Residuos sólidos industriales refrigeración seca)	CESLDWAST_DRY	0,0001	0,0000	88%
Refinería baja complejidad	CEREFINLOWC	0,0002	0,0002	5%
Refinería alta complejidad	CEREFINHIGC	0,0002	0,0002	8%
Refinería muy alta complejidad	CEREFINVHIC	0,0003	0,0003	11%
Terminal de regasificación	CEREGASIF	0,0000	0,0000	0%

## 2.5.3 Agua disponible

El agua disponible por demarcación hidrográfica también se ha incluido en el modelo. Para cada demarcación se ha tenido en cuenta el total de agua disponible, así como los volúmenes de agua utilizados para riego, industria y usos urbanos. La fuente de información principal ha sido el Plan Hidrológico Nacional y los Planes Hidrológicos de las Demarcaciones Hidrográficas. La tabla 4 resume los recursos hídricos disponibles en España según el Plan Hidrológico Nacional.

**Tabla 4. Recursos hídricos disponibles por demarcación hidrográfica (Ministerio de Medio Ambiente, 2000)**

DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA	RECURSOS (hm <sup>3</sup> )			USOS (hm <sup>3</sup> )				
	TOTAL	DISPONIB	REGULADA	URBANO	INDUST	RIEGO	REFRIG	TOTAL
Galicia Costa	12.250	1.302	1.372	210	53	532	24	819
Miño-Sil	12.689	5.515	4.735	77	32	475	33	617
Cantábrico Occidental	13.881	1.518	2.180	214	280	55	40	589
Cantábrico Oriental	5.337	493	471	269	215	2	0	486
Duero	13.660	7.797	5.253	214	10	3.603	33	3.860
Tajo	10.883	6.233	4.587	768	25	1.875	1.397	4.065
Guadiana	4.414	2.592	1.678	119	31	2.157	5	2.312
Guadalquivir	7.794	3.095	1.958	482	80	2.845	0	3.407
Tinto, Odiel y Piedras	1.061	371	188	38	53	128	0	219
Guadalete y Barbate	807	321	203	50	8	295	0	353
Cuencas Med. Andaluzas	2.351	1.109	284	248	32	1.070	0	1.350
Segura	803	1.125	519	172	23	1.639	0	1.834
Júcar	3.432	3.052	1.766	563	80	2.284	35	2.962
Ebro	17.967	10.727	10.145	313	415	6.310	3.340	10.378
Distrito Fluvial de Cataluña	2.787	1.358	615	682	296	371	8	1.357
<b>TOTAL</b>	<b>110.116</b>	<b>46.608</b>	<b>35.954</b>	<b>4.419</b>	<b>1.633</b>	<b>23.641</b>	<b>4.915</b>	<b>34.608</b>

De acuerdo con la Ley de Aguas vigente, en la versión actual del modelo se asume que las prioridades para los distintos usos del agua son fijas y que las demandas para usos energéticos siempre tienen una prioridad inferior al uso para consumo humano o para riego. Esto básicamente supone que la cantidad de agua disponible para energía no puede aumentar a costa de otras demandas. Evidentemente, esta situación podría no mantenerse en el futuro, ya que se podría introducir en la legislación la posibilidad de intercambiar demandas para distintos usos. El modelo no considera esta opción, aunque sí permite evaluar (mediante el cómputo de los precios sombra para el agua utilizada en energía) en qué medida podría tener interés este intercambio.

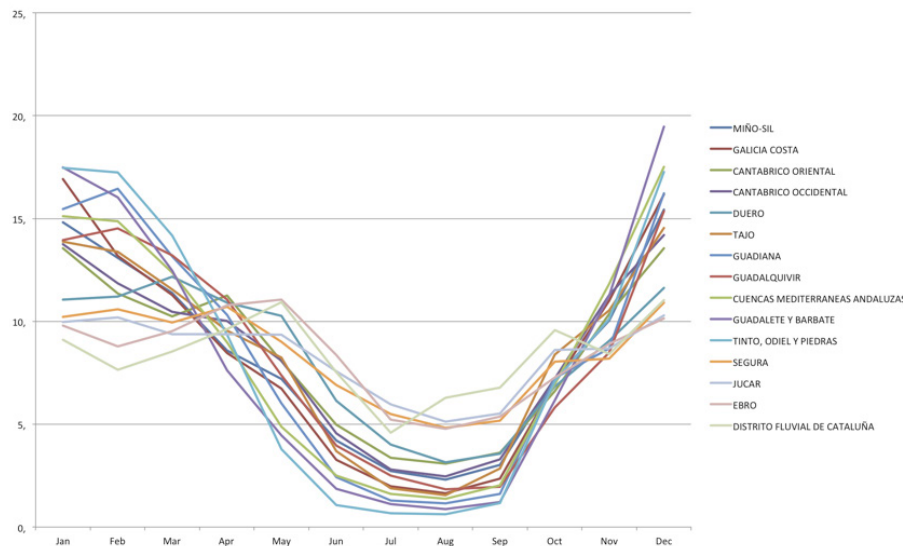
Por supuesto, la disponibilidad de agua variará en escenarios de cambio climático, así como su distribución temporal. Esta cuestión es fundamental para el presente estudio, y claramente influye en la gestión de las centrales hidráulicas, en el detalle temporal del funcionamiento de las centrales (teniendo en cuenta que la electricidad no se puede almacenar), y en la retribución de las mismas. Sin embargo, y como se comenta en la sección correspondiente, los estudios de simulación de los efectos del cambio climático no han proporcionado patrones estables de variación estacional, por lo que se supondrá por el momento cambios anuales medios.

Así pues, el modelo considera disponibilidades y demandas hídricas fijas para el año, y distribuye el agua disponible por cuenca y mes de forma proporcional a la media de la distribución histórica de la esorrentía (ver tabla 5 y figura 5). Para algunos usos (hidráulica fluyente, o refrigeración de centrales en lazo abierto) sería deseable disponer de datos de distribución del agua por bloques temporales inferiores al mes. Sin embargo, no hay datos disponibles para esto. Para la hidráulica regulable o para las centrales con embalse para refrigeración la influencia de este detalle no es tan grande porque los embalses permiten distribuir el agua disponible entre bloques temporales.

**Tabla 5. Distribución mensual de la escorrentía (medias de 1940-2008), en mm**

DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Miño-Sil	112,0	101,3	85,5	62,0	52,2	29,8	19,5	16,3	21,3	51,3	74,6	115,7
Galicia costa	158,2	127,1	107,5	77,5	61,8	29,6	17,8	14,7	20,8	64,1	104,0	152,0
Cantábrico oriental	109,2	91,5	83,5	90,3	65,2	40,0	27,0	24,7	29,0	56,0	86,0	112,9
Cantábrico occidental	100,3	86,9	77,2	71,8	59,9	33,3	20,6	17,8	24,2	53,5	83,8	104,4
Duero	19,5	20,0	20,8	17,6	16,2	9,7	6,4	4,9	5,3	10,2	14,0	17,7
Tajo	28,0	25,6	21,5	16,0	12,7	5,8	3,1	2,5	4,3	13,0	17,9	24,5
Guadiana	17,8	17,5	13,0	8,5	4,4	1,7	1,0	0,8	1,1	4,9	7,3	14,6
Guadalquivir	23,8	23,6	19,9	14,2	9,3	4,8	3,1	2,2	2,2	6,6	10,8	21,0
Cuencas Med Adaluzas	28,3	24,6	19,9	13,8	7,6	3,7	2,4	2,1	3,0	10,6	19,7	30,7
Guadalete y Barbate	47,3	40,6	29,9	16,2	9,0	3,7	2,2	1,7	2,1	11,9	25,9	48,3
Tinto, Odiel y Piedras	33,2	27,4	20,5	11,8	4,1	1,2	0,8	0,7	1,1	8,4	13,1	28,3
Segura	5,3	5,6	5,3	5,8	4,8	3,5	2,8	2,4	2,7	4,2	4,2	5,3
Júcar	8,1	8,3	7,8	7,8	7,8	6,2	4,8	4,1	4,5	7,1	6,7	8,0
Ebro	18,8	16,7	18,2	20,2	20,9	15,7	9,8	8,8	10,0	13,8	17,0	18,9
Distrito fluvial de Cataluña	17,3	14,9	17,1	18,0	19,6	13,7	8,3	10,5	12,9	18,3	15,3	20,4

**Figura 5. Distribución mensual de la escorrentía (medias de 1940-2008), expresada como % de la escorrentía total**







## 2.5.4 Capacidad energética instalada en el escenario actual (2012)

La gestión de la capacidad energética instalada se realiza de forma distinta para el escenario actual 2012 (que es fundamentalmente un escenario de validación) y para el escenario de referencia 2050.

Para el escenario 2012 la capacidad energética instalada es la actual. Pero además es necesario desagregar el parque de generación energético geográficamente por demarcaciones hidrográficas. En el caso del escenario actual la desagregación se ha realizado basándose en las fuentes siguientes:

- Las centrales nucleares se han asignado una a una a la demarcación hidrográfica correspondiente en función de su localización
- Las centrales de carbón, gas e hidráulicas se han distribuido según la base de datos Enipedia (TU Delft, <http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Spain/Powerplants>)
- Las centrales pertenecientes al antiguo Régimen Especial (cogeneración, solar FV, solar térmica, eólica y mini hidráulica) se han distribuido según la información procedente de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia por comunidades autónomas, convirtiéndose a demarcaciones hidrográficas en función del área incluida en cada una.
- Las refinerías de petróleo y las regasificadoras de gas natural licuado también se han distribuido una a una por demarcación hidrográfica en función de su localización.
- Para algunas tecnologías (biomasa y biocombustibles) ha sido imposible obtener su localización, por lo que se han distribuido homogéneamente en función del área de cada demarcación hidrográfica.

A continuación se ofrece más detalle de los procesos y resultados de la desagregación aludida. En primer lugar en la tabla 6 se muestra la capacidad recogida en Enipedia.

**Tabla 6. Capacidad de generación en GW por demarcación hidrográfica (Enipedia,2013)**

DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA	TOTAL	BIOGAS	BIOMASA	SOLAR	OLAS	E
Galicia Costa	1.404,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Miño-Sil	2.543,84	0,00	0,00	0,00	0,00	
Cantábrico Occidental	1.549,70	0,00	0,00	0,00	0,00	
Cantábrico Oriental	2.362,80	0,00	0,00	0,00	0,00	
Duero	4.781,25	0,00	0,00	13,80	0,00	
Tajo	4.797,64	0,00	0,00	14,37	0,00	
Guadiana	161,40	0,00	0,00	161,40	0,00	
Tinto, Odiel y Piedras	1.200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Guadalquivir	1.159,75	0,00	0,00	480,75	0,00	
Guadalete y Barbate	1.712,00	0,00	0,00	100,00	0,00	
Cuencas mediterráneas andaluzas	2.165,50	0,00	0,00	0,00	0,00	
Segura	3.261,25	0,00	0,00	35,70	0,00	
Júcar	2.124,87	0,00	0,00	80,35	0,00	
Ebro	4.020,08	0,00	0,00	0,65	0,00	
Distrito Fluvial de Cataluña	1.217,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Islas Baleares	215,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Islas Canarias	1.495,60	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>Total</b>	<b>36.171,68</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>887,02</b>	<b>0,00</b>	

<b>EÓLICA</b>	<b>HIDRO</b>	<b>CARBÓN</b>	<b>PETRÓLEO</b>	<b>VERTEDERO</b>	<b>RESIDUOS</b>	<b>NATURAL</b>	<b>NUCLEAR</b>
0,00	4,00	1.400,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	837,84	1.706,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42,00	0,00	1.507,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	7,80	0,00	0,00	0,00	0,00	2.355,00	0,00
0,00	3.134,45	1.633,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	2.183,27	1.400,00	0,00	0,00	0,00	1.200,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.200,00	0,00
20,00	0,00	659,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.612,00	0,00
0,00	0,00	567,50	0,00	0,00	0,00	1.598,00	0,00
0,00	10,55	0,00	0,00	0,00	0,00	3.215,00	0,00
197,00	679,52	1.168,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
169,00	507,43	160,00	0,00	0,00	0,00	3.183,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.217,00	0,00
0,00	0,00	0,00	215,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	1,20	0,00	1.494,40	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>428,00</b>	<b>7.366,06</b>	<b>10.201,20</b>	<b>1.709,40</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>15.580,00</b>	<b>0,00</b>

Sin embargo, en la base de datos de Enipedia no se recoge toda la potencia instalada de energías renovables, por lo que ha sido necesario acudir al informe mensual de ventas de energía del régimen especial publicado por la Comisión Nacional de la Energía (CNE, 2013). Este informe presenta los datos por comunidad autónoma, por lo que se tuvo que convertir la información a la unidad geográfica del estudio, las demarcaciones hidrográficas. Esta conversión se realizó proporcionalmente al área cubierta por las demarcaciones en cada comunidad autónoma, lo que claramente introduce errores en la estimación. Sin embargo, no se contaba con información adicional que permitiera eliminarlo. En todo caso, no se considera que esta aproximación tenga una influencia relevante en los resultados, dado que las energías renovables con mayor potencia instalada (eólica y solar) no utilizan agua y por tanto su localización no influye en el consumo o uso de agua por demarcación hidrográfica.

El cálculo de las áreas está basado en la superposición de los mapas de comunidades autónomas y de demarcaciones hidrográficas que se presenta en la figura 6. En la tabla 7 se resume la información, que permite llegar a 39 GW de potencia eléctrica instalada de renovables y cogeneración.

**Figura 6. Superposición de comunidades autónomas y demarcaciones hidrográficas**





Foto: Miguel Ángel Gómez



DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA	COGENERACIÓN	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOLAR TERMOELÉCTRICA	EÓLICA
Galicia Costa	242,42	6,42	0,00	1.508,93
Miño-Sil	240,77	30,06	0,00	1.615,03
Cantábrico Occidental	424,33	4,09	0,00	802,78
Cantábrico Oriental	224,50	29,01	0,00	195,62
Duero	456,77	414,60	0,00	4.821,57
Tajo	477,11	645,89	392,02	1.601,98
Guadiana	225,36	670,83	516,72	1.651,48
Tinto, Odiel y Piedras	70,03	84,16	94,73	323,25
Guadalquivir	420,00	564,03	573,86	2.101,33
Guadalete y Barbate	43,51	58,43	59,44	217,67
Cuencas mediterráneas andaluzas	140,05	168,32	189,46	646,50
Segura	285,71	434,03	31,40	293,12
Júcar	715,44	527,73	69,88	2.160,97
Ebro	1.468,08	538,67	11,25	3.901,81
Distrito Fluvial de Cataluña	581,01	124,03	11,25	641,76
Islas Baleares	10,75	77,36	0,00	3,68
Islas Canarias	33,27	160,42	0,00	145,05
<b>TOTAL</b>	<b>6.059,09</b>	<b>4.538,06</b>	<b>1.950,02</b>	<b>22.632,51</b>

Tabla 7. Capacidad renovable en MW (2012)

	HIDRÁULICA	BIOMASA	RESIDUOS	TRATAMIENTO RESIDUOS	OTRAS	TOTAL
	221,93	34,98	9,68	6,62	0,00	2.030,98
	209,63	32,46	8,60	12,09	0,00	2.148,64
	194,40	106,01	85,03	1,47	0,00	1.618,11
	41,48	37,17	59,11	5,57	0,15	592,62
	234,87	27,14	1,08	106,16	0,00	6.062,18
	109,61	71,91	29,80	23,26	0,00	3.351,59
	68,28	56,64	6,84	39,29	0,00	3.235,43
	14,28	27,79	6,84	21,81	0,00	642,89
	89,97	157,13	37,17	122,40	0,00	4.065,89
	9,32	16,28	3,85	12,68	0,00	421,17
	28,56	55,58	13,67	43,62	0,00	1.285,77
	14,77	10,73	11,43	69,59	0,00	1.150,77
	93,48	33,98	75,35	16,86	0,00	3.693,69
	562,52	140,43	140,53	124,71	0,15	6.888,15
	139,30	28,46	28,06	51,86	0,00	1.605,72
	0,00	0,00	74,80	0,00	0,00	166,59
	0,46	1,27	0,00	0,00	0,00	340,47
	<b>2.032,88</b>	<b>837,99</b>	<b>591,82</b>	<b>657,99</b>	<b>0,30</b>	<b>39.300,66</b>

Finalmente, se asignó también la capacidad nuclear instalada a las demarcaciones hidrográficas a partir de información de Red Eléctrica de España, tal como se muestra en la tabla 8. Como se comentó anteriormente, se ha supuesto que todas las centrales nucleares utilizan tecnología de refrigeración por torre.



Foto: World Bank Photo Collection

**Tabla 8. Capacidad nuclear (MW) por demarcación hidrográfica**

DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA	VANDELLÓS	ASCÓ 1&2	ALMARAZ 1&2	TRILLO	COFRENTES	TOTAL (2007)
Galicia Costa	0	0	0	0	0	0
Miño - Sil	0	0	0	0	0	0
Cantábrico Oriental	0	0	0	0	0	0
Cantábrico Occidental	0	0	0	0	0	0
Duero	0	0	0	0	0	0
Tajo	0	0	1.903	1.003	0	2.906
Guadiana	0	0	0	0	0	0
Tinto, Odiel y Piedras	0	0	0	0	0	0
Guadalquivir	0	0	0	0	0	0
Guadalete y Barbate	0	0	0	0	0	0
Cuencas Mediterráneas de Andalucía	0	0	0	0	0	0
Segura	0	0	0	0	0	0
Júcar	0	0	0	0	1.063	1.063
Ebro	0	1.988	0	0	0	1.988
Distrito Fluvial de Cataluña	1.045	0	0	0	0	1.045
<b>TOTAL</b>	<b>1.045</b>	<b>1.988</b>	<b>1.903</b>	<b>1.003</b>	<b>1.063</b>	<b>7.002</b>

El resultado de este trabajo de desagregación se refleja en la tabla 9.

	GALICIA COSTA	MIÑO SIL	CANTÁBRICO ORIENTA	CANTÁBRICO OCCIDENTAL	DUERO	TAJO	GUADIANA	TINTO, C PIED
Nuclear	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,91	0,00	0,00
Carbón nacional	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Carbón importado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Carbón IGCC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Carbón supercrítico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Carbón supercrítico CCS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas CC	0,00	0,00	0,00	2,47	0,00	1,26	0,00	1,26
Gas CC CCS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas OC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas OC CCS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fuel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hidro - fluyente	0,53	0,50	0,47	0,10	0,56	0,26	0,16	0,00
Hidro - regulable	0,07	0,86	0,05	0,00	1,89	1,35	0,23	0,00
Bombeo	0,09	1,18	0,08	0,00	2,60	1,87	0,32	0,00
Mini hidráulica	0,21	0,20	0,18	0,04	0,22	0,10	0,06	0,00
Cogeneración industrial	0,48	0,48	0,84	0,45	0,91	0,95	0,45	0,00
Cogeneración - otros	0,05	0,05	0,09	0,05	0,10	0,10	0,05	0,00
Eólica	1,51	1,62	0,80	0,20	4,82	1,60	1,65	0,00
Eólica Offshore	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fotovoltaica central	0,01	0,03	0,00	0,03	0,41	0,65	0,67	0,00
Fotovoltaica industrial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fotovoltaica distrib.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar termoeléctrica central	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39	0,52	0,00
Solar termoeléctrica industrial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,41	1,85	0,00
Solar termoeléctrica otros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,31	1,72	0,00
Biomasa - cultivos	0,03	0,03	0,11	0,04	0,03	0,07	0,06	0,00
Biomasa - residuos	0,01	0,01	0,09	0,06	0,00	0,03	0,01	0,00
Biomasa forestal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RSU	0,01	0,01	0,00	0,01	0,11	0,02	0,04	0,00



Tabla 9. Resumen de la capacidad instalada por demarcaciones hidrográficas (GW)

ODIEL Y RAS	GUADALQUIVIR	GUADALETE Y BARBATE	CUENCAS MED. ANDALUZAS	SEGURA	JÚCAR	EBRO	DIST. FLUVIAL DE CATALUÑA	TOTAL
00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,06	1,99	1,05	7,00
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	1,69	1,67	3,37	0,00	3,34	1,28	16,33
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03	0,22	0,02	0,07	0,04	0,22	1,35	0,33	4,89
01	0,23	0,04	0,01	0,05	0,69	0,89	0,04	6,42
02	0,32	0,06	0,01	0,07	0,95	1,23	0,06	8,85
01	0,09	0,01	0,03	0,01	0,09	0,53	0,13	1,92
14	0,84	0,09	0,28	0,57	1,42	2,92	1,16	11,98
01	0,09	0,01	0,03	0,06	0,15	0,31	0,12	1,26
32	2,10	0,22	0,65	0,29	2,16	3,90	0,64	22,48
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
08	0,56	0,06	0,17	0,43	0,53	0,54	0,12	4,30
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
09	0,57	0,06	0,19	0,03	0,07	0,01	0,01	1,95
34	2,06	0,21	0,68	0,11	0,25	0,04	0,04	7,00
32	1,91	0,20	0,63	0,10	0,23	0,04	0,04	6,50
03	0,16	0,02	0,06	0,01	0,03	0,14	0,03	0,84
01	0,04	0,00	0,01	0,01	0,08	0,14	0,03	0,52
00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02	0,12	0,01	0,04	0,07	0,02	0,12	0,05	0,66

## 2.5.5 Capacidad de generación energética en escenarios 2050

La capacidad energética instalada para el escenario de referencia 2050 se obtiene en dos fases. En primer lugar se corre el modelo en modo “inversión”, en el que se establecen los servicios energéticos a satisfacer (es importante señalar que el modelo considera servicios energéticos, y no demanda energética final<sup>5</sup>). Se ha supuesto un 1% de crecimiento desde la situación actual. Hay que recordar que en esta estimación de servicios energéticos se incluye implícitamente el cambio en la demanda energética en escenarios de cambio climático, y que se ha supuesto despreciable dada la gran incertidumbre asociada a la evolución general de este parámetro.

Como resultado de la modelización se determinan las inversiones necesarias para satisfacer los servicios energéticos, sujeto a las restricciones impuestas. Estas restricciones incluyen condiciones de seguridad y estabilidad del sistema, pero también se han introducido restricciones que representen las políticas energéticas previsibles a 2050. En particular, la guía fundamental para la confección del escenario es el *Energy Roadmap 2050* de la Comisión Europea, que preconiza una descarbonización del 80% en el sistema energético europeo, y del 100% en su sector eléctrico.

A partir de los resultados obtenidos por el modelo se realiza una comprobación posterior para asegurar que las potencias instaladas son realistas y compatibles con los escenarios previstos (por ejemplo, si las potencias instaladas son factibles en el plazo de tiempo considerado, y si permiten lograr los objetivos previstos en el *Energy Roadmap 2050*).

Como ya se indicó anteriormente, en unos escenarios de cambio climático se utiliza esta potencia instalada en el escenario de referencia (para representar una situación de no adaptación), mientras que en otros (los escenarios de adaptación) se deja al modelo que determine la potencia necesaria a instalar para responder de forma óptima a los cambios en la disponibilidad de agua inducidos por el cambio climático.

El resumen de las capacidades instaladas se muestra en la tabla 10. Como se puede observar, no aparecen las tecnologías fósiles, al estar restringidas las emisiones de CO<sub>2</sub> en la generación eléctrica (siguiendo como ya se ha mencionado el *Energy Roadmap 2050* de la Comisión Europea).

<sup>5</sup> Un servicio energético es por ejemplo la movilidad en pasajeros por km, o el transporte de mercancías en toneladas por km, o los grados por m<sup>2</sup> necesarios para calentar una vivienda. Este servicio energético requerirá una demanda de energía que dependerá de la tecnología escogida para ello (por ejemplo, un coche diesel o gasolina, o una caldera de gas o una calefacción eléctrica).





**Tabla 10. Capacidad instalada de las tecnologías de generación eléctrica (GW)**

TECNOLOGÍA	ESCENARIO					
	REF	WC-2012	WC1na	WC2na	WC1ca	WC2ca
Nuclear	14,09	7,69	6,42	6,48	7,85	7,66
Hidro - fluyente	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56
Hidro - regulable	6,42	6,42	6,42	6,42	6,42	6,42
Bombeo	0,00	5,61	4,75	5,52	5,85	3,57
Mini hidráulica	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
Cogeneración industrial	9,74	7,47	5,11	4,41	6,52	4,96
Eólica	12,59	23,30	23,30	23,30	23,98	25,43
Eólica Offshore	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Fotovoltaica central.	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
Fotovoltaica distrib.	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Solar Termoeléctrica central.	3,23	3,23	0,00	0,00	3,23	3,23
Biomasa - cultivos	1,11	0,00	0,00	0,00	0,01	0,39
Biomasa - residuos	1,06	1,69	1,27	1,22	1,55	1,14
Biomasa forestal	0,00	0,47	0,34	0,34	0,60	0,64

Para todos los escenarios futuros la desagregación geográfica la realiza el propio modelo, localizando sus inversiones de la manera óptima también desde el punto de vista geográfico en función de las restricciones introducidas (fundamentalmente de disponibilidad de agua, ya que el modelo no permite representar la red de transporte de electricidad).

### 2.5.6 Cambios en la escorrentía natural y recurso disponible por cambio climático

Los cambios en la escorrentía natural y recurso disponible inducidos por los escenarios 1 y 2 de cambio climático provienen del estudio realizado por el CEDEX (2010 y 2012) descrito anteriormente. Se ha utilizado el valor interpolado del período 2041-2070 como representativo de 2050, el año escogido para el análisis. La tabla 11 muestra los cambios porcentuales en la escorrentía que finalmente se han considerado.

**Tabla 11. Variación interpolada de la escorrentía en escenarios de cambio climático  
(%, media 2041-2070)**

DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA	VARIACIÓN DE LA ESCORRENTÍA (%)		VARIACIÓN DEL RECURSO DISPONIBLE (%) (2041-2070)	
	ESCENARIO 1 DE CAMBIO CLIMÁTICO (MEDIO)	ESCENARIO 2 DE CAMBIO CLIMÁTICO (SEVERO)	ESCENARIO 1 DE CAMBIO CLIMÁTICO (MEDIO)	ESCENARIO 2 DE CAMBIO CLIMÁTICO (SEVERO)
Galicia Costa	-4	-31	-14	-37
Miño-Sil	-6	-34	-11	-28
Cantábrico Occidental	-4	-27	-20	-38
Cantábrico Oriental	-2	-24	-11	-34
Duero	-13	-41	-10	-37
Tajo	-16	-48	-13	-50
Guadiana	-23	-58	-19	-58
Tinto, Odiel Y Piedras	-23	-58	-8	-65
Guadalquivir	-18	-55	-7	-55
Guadalete Y Barbate	-18	-55	-12	-56
Cuencas Med. Andaluzas	-15	-50	-13	-41
Segura	-10	-39	-11	-44
Júcar	-11	-28	-11	-32
Ebro	-6	-26	-14	-27
Distrito Fluvial de Cataluña	-2	-5	-5	-11





## 3 RESULTADOS

En este apartado se detallan los resultados que se han obtenido del modelado para los distintos escenarios de las variables de interés: los costes de suministro, los consumos energéticos, los consumos de agua y las emisiones de CO<sub>2</sub>. El objetivo fundamental es ilustrar en qué medida la limitación de la cantidad de agua disponible inducida por los escenarios de cambio climático afecta a estas variables.

### 3.1 COSTES DE SUMINISTRO

La tabla 12 muestra distintas variables relacionadas con los costes de suministro energético para los escenarios considerados.

Como se puede observar, los costes de suministro no cambian demasiado cuando se introducen restricciones a la cantidad de agua disponible, lo que viene a indicar que dicha disponibilidad de agua no se manifiesta como una restricción crítica, al menos a nivel agregado en España. Esto no quiere decir que no afecte: se puede observar cómo los costes aumentan cuando se endurecen las restricciones de agua (en los escenarios de cambio climático).

Estos costes se derivan fundamentalmente de una mayor inversión y costes de las tecnologías de demanda. Los costes variables de producción de electricidad no aumentan, aunque sí lo hacen los costes fijos.

También es interesante observar cómo, aunque no en gran medida, la no adaptación al cambio climático tiene un coste. Esto puede comprobarse comparando los costes totales de operación entre los escenarios asociados a la no adaptación -na- y los que si consideran la adaptación -ca-, aunque sólo para el escenario más drástico de cambio climático. En los escenarios de adaptación se observa la necesidad de realizar inversiones adicionales (en los escenarios sin adaptación se ha fijado el parque instalado), que logran bajar el coste de producción gracias a la mejor adaptación de las tecnologías instaladas.

En cualquier caso, es necesario señalar que lo verdaderamente significativo en este apartado es la comparación entre escenarios, y no tanto los niveles absolutos, ya que estos dependen tanto del nivel de crecimiento de la demanda energética que se ha estimado (y que es incierto en gran medida) como de los supuestos de satisfacción de los servicios energéticos finales, que también podrían cambiar.

**Tabla 12. Costes de suministro energético (en miles de millones de euros)**

COSTES	ESCENARIO					
	REF	WC-2012	WC1na	WC2na	WC1ca	WC2ca
Costes totales de operación	253,50	253,50	253,60	254,20	253,60	253,60
Transporte	16,20	16,28	16,27	16,20	16,34	16,57
Costes asociados con las demandas	170,05	169,93	170,13	170,77	169,98	169,81
Costes de inversión por adaptación					20,40	20,90
Costes variables de producción de electricidad	0,26	0,22	0,23	0,23	0,26	0,26
Costes fijos de producción de electricidad	2,81	2,38	2,38	2,34	2,83	2,86

### 3.2 CONSUMOS ENERGÉTICOS

La tabla 13 muestra las demandas y consumos energéticos para los distintos escenarios. En esta tabla es destacable el aumento de energía renovable generada en escenarios de limitación hídrica con adaptación, que lleva a una reducción de la dependencia energética. Sin embargo, estos cambios son menores, debido al hecho ya citado anteriormente de la no criticidad de la falta de disponibilidad de agua para el sector energético.

Se puede observar cómo en el escenario de cambio climático drástico sin adaptación se reduce el total de energía del sistema, ya que el modelo prefiere ahorrar energía antes que aumentar los costes debidos a la falta de adaptación del sistema, y también hace más énfasis en las tecnologías de demanda que en las de oferta para poder cumplir a la vez con las restricciones de agua y con las de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Tabla 13. Demandas y consumos energéticos

	ESCENARIO					
	REF	WC-2012	WC1na	WC2na	WC1ca	WC2ca
Electricidad generada (EJ)	1,49	1,46	1,45	1,43	1,49	1,5
Electricidad renovable (EJ)	0,77	0,74	0,73	0,71	0,78	0,78
Energía final total (EJ)	5,63	5,64	5,64	5,62	5,63	5,64
Energía doméstica (EJ)	1,89	1,83	1,83	1,78	1,89	1,89
Dependencia energética (%)	74,84	75,43	75,39	75,89	74,84	74,84
Pérdidas en generación (EJ)	1,71	1,65	1,65	1,63	1,71	1,72
Pérdidas en transporte (EJ)	0,15	0,15	0,14	0,14	0,15	0,15

Es interesante también analizar la contribución de las distintas tecnologías de generación eléctrica en cada escenario (tabla 14). En la tabla se muestran únicamente las tecnologías que contribuyen en alguno de los escenarios.

Como se puede observar, y dada la restricción de emisiones de CO<sub>2</sub> impuesta por el *Energy Roadmap 2050* a la generación eléctrica, todas las tecnologías que se utilizan son libres de CO<sub>2</sub> (en la fase de generación, que no necesariamente en su ciclo de vida).

Eso sí, la introducción de restricciones hídricas cambia el modo en que las distintas tecnologías contribuyen a satisfacer la demanda. Así, se observa cómo el sistema invierte en nueva energía nuclear, y dentro de esta, escoge la tecnología más barata (de agua corriente), aunque más intensiva en agua (usada, que no consumida). También se comprueba cómo los escenarios de cambio climático suponen una menor contribución de la energía hidráulica, más acusada cuanto más drástico es el escenario de cambio climático. Esta pérdida de producción es compensada, en el escenario con adaptación, por nuevas inversiones en energía eólica y en biomasa (por sus bajas emisiones de CO<sub>2</sub>), mientras que en los escenarios sin adaptación no se puede compensar la pérdida y son las tecnologías de demanda las que intervienen.

La reducción de la energía hidráulica supone a su vez una menor capacidad de respaldo para las energías renovables (no para la biomasa), lo que explica que en los escenarios con adaptación y con cambio climático drástico aumenta significativamente la inversión en las centrales de bombeo.

**Tabla 14. Generación eléctrica (en EJ) por tecnología**

TECNOLOGÍA	ESCENARIO					
	REF	WC-2012	WC1na	WC2na	WC1ca	WC2ca
Nuclear (Refrigeración por agua corriente)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,21
Nuclear (Refrigeración por torre)	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Hidro - fluyente	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,03
Hidro - regulable	0,06	0,06	0,05	0,04	0,05	0,04
Mini hidráulica	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Cogeneración	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Eólica	0,40	0,40	0,40	0,40	0,41	0,43
Eólica Offshore	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Fotovoltaica centralizada	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Fotovoltaica otros	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Solar Termoelectrica centralizada	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Biomasa - cultivos	0,02	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05
Biomasa - residuos	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02



### 3.3 USOS Y CONSUMOS DE AGUA

A continuación se muestran los consumos y usos de agua asociados con la energía en cada uno de los escenarios. Como ya se ha adelantado, no hay grandes cambios en el uso y consumo de agua en los escenarios de cambio climático.

La tabla muestra el total del recurso natural disponible en España, así como los usos y consumos totales, como referencia. A continuación muestra el total de agua disponible para el sector energético, una vez que se han satisfecho los consumos más prioritarios, para cada escenario de cambio climático. Posteriormente se detallan los usos y consumos para la obtención de energía primaria y para su conversión en energía final (en centrales eléctricas, regasificadoras y plantas de refino de petróleo).

Evidentemente, el uso total está condicionado por el escenario de cambio climático. El escenario WC2, el más drástico, muestra unos consumos de agua menores por la menor disponibilidad. En todos los escenarios se reduce el uso de agua para la energía comparado con el escenario de referencia, y también con el escenario de disponibilidad hídrica actual. A este respecto hay que señalar que el uso y consumo de agua para energía primaria no se ha restringido en el modelo, ya que no hay información acerca de qué procesos tienen realmente lugar en España.

Tabla 15. Usos y consumos de agua

	ESCENARIO					
	REF	WC-2012	WC1na	WC2na	WC1ca	WC2ca
Total de recurso natural disponible (hm <sup>3</sup> )	110.116	110.116	99.934	70.985	99.934	70.985
Total de recurso natural disponible para energía (hm <sup>3</sup> )	Ilimitada	19.699	17.247	12.651	17.247	12.651
Consumo de agua para Energía Primaria (hm <sup>3</sup> )	1.413	1.383	1.413	1.413	1.414	1.414
Uso de agua para Energía Primaria (hm <sup>3</sup> )	1.186	1.147	1.178	1.188	1.186	1.186
Consumo de agua para Conversión Energética (hm <sup>3</sup> )	920	744	708	651	720	669
Uso de agua para Conversión Energética (hm <sup>3</sup> )	39.379	38.569	37.123	33.788	37.941	34.774
Consumo de agua total para energía (hm <sup>3</sup> )	2.332	2.284	2.279	2.199	2.296	2.216
Uso de agua total para energía (hm <sup>3</sup> )	40.565	39.716	38.301	34.975	39.127	35.961

Puede observarse que en los escenarios con adaptación el consumo y uso de agua es mayor, algo que en principio parecería contraintuitivo. Esto se debe a que, al permitir el modelo que las tecnologías instaladas cambien, incluyendo su localización, se localizan en zonas donde el agua no está restringida (como el Ebro o Galicia), y por tanto pueden utilizar más agua, incluso aunque sean tecnologías menos demandantes de agua.



Foto: United Nations Photo

### 3.4 PRECIOS SOMBRA DEL AGUA

Como se ha podido observar, el agua, aunque no resulte crítica para el funcionamiento del sector energético, sí constituye una limitación, suponiendo ligeros aumentos de coste y modificaciones en el uso de las tecnologías. Sin embargo, los resultados hasta ahora sólo muestran el impacto en términos absolutos. Pero también resulta de interés evaluar este impacto en términos marginales, es decir, el impacto que supone en el sistema el disponer de una unidad menos de agua.

Esta información está contenida en los precios sombra, que indican el coste de oportunidad del agua, es decir, el coste en el que se incurre por la limitación en su disponibilidad, en términos marginales (es decir, por cada unidad adicional de agua). Dicho de otra forma, los precios sombra también expresan cuánto estaría dispuesto a pagar el sistema energético por poder relajar la restricción que supone la disponibilidad de agua.

El modelo utilizado permite obtener los citados precios sombra por períodos temporales (meses, en este caso) y por demarcación hidrográfica. A continuación se presentan los resultados obtenidos, sólo para los casos en que exista un precio sombra distinto de cero.

Tabla 16. Precios sombra del agua (€/m<sup>3</sup> agua)

ESCENARIO WC2012												
DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Cuencas Med Andaluzas	-39,9	-8,23	-13,00	-6,51	-11,58	-24,59	-26,71	-24,59	-24,59	-24,59	-26,63	-39,9
Guadalete y Barbate	-39,9	-8,23	-13,00	-6,51	-11,58	-24,59	-26,71	-24,59	-24,59	-24,59	-26,63	-39,9
Guadalquivir	-39,9	-8,23	-13,00	-6,51	-11,58	-24,59	-26,71	-24,59	-24,59	-24,59	-26,63	-39,9
Segura	-39,9	-8,23	-13,00	-6,51	-11,58	-24,59	-26,71	-24,59	-24,59	-24,59	-26,63	-39,9

ESCENARIO WC1na												
DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Cuencas Med Andaluzas	-39,90	-8,64	-24,59	-8,52	-24,55	-24,59	-26,71	-24,59	-24,59	-24,59	-39,90	-43,21
Guadalete y Barbate	-39,90	-8,64	-24,59	-8,52	-24,55	-24,59	-26,71	-24,59	-24,59	-24,59	-39,90	-43,21
Guadalquivir	-39,90	-8,64	-24,59	-8,52	-24,55	-24,59	-26,71	-24,59	-24,59	-24,59	-39,90	-43,21
Segura	-39,90	-8,64	-24,59	-8,52	-24,55	-24,59	-26,71	-24,59	-24,59	-24,59	-39,90	-43,21

ESCENARIO WC2na												
DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Cuencas Med Andaluzas	-18,37	-18,37	-14,52	-18,37	-18,37	-18,37	-72,14	-250,42	-18,37	-18,37	-18,37	-14,52
Guadalete y Barbate	-18,37	-18,37	-14,52	-18,37	-18,37	-18,37	-72,14	-250,42	-18,37	-18,37	-18,37	-14,52
Guadalquivir	-18,37	-18,37	-14,52	-18,37	-18,37	-18,37	-72,14	-250,42	-18,37	-18,37	-18,37	-14,52
Segura	-18,37	-18,37	-14,52	-18,37	-18,37	-18,37	-72,14	-250,42	-18,37	-18,37	-18,37	-14,52
Tinto, Odiel y Piedras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-14,52	-250,42	0,00	0,00	0,00	0,00

ESCENARIO WC1ca												
DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Cuencas Med Andaluzas	0,00	-1,14	-2,55	-2,55	-2,55	-2,55	-2,55	0,00	0,00	-2,55	0,00	-0,47
Guadalete y Barbate	0,00	-1,14	-2,55	-2,55	-2,55	-2,55	-2,55	0,00	0,00	-2,55	0,00	-0,47
Guadalquivir	0,00	-1,14	-2,55	-2,55	-2,55	-2,55	-2,55	0,00	0,00	-2,55	0,00	-0,47
Segura	0,00	-1,14	-2,55	-2,55	-2,55	-2,55	-2,55	0,00	0,00	-2,55	0,00	-0,47

ESCENARIO WC2ca												
DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Cuencas Med Andaluzas	0,00	-2,78	0,00	-2,78	-2,78	0,00	-2,78	-2,78	0,00	0,00	-2,78	0,00
Guadalete y Barbate	0,00	-2,78	0,00	-2,78	-2,78	0,00	-2,78	-2,78	0,00	0,00	-2,78	0,00
Guadalquivir	0,00	-2,78	0,00	-2,78	-2,78	0,00	-2,78	-2,78	0,00	0,00	-2,78	0,00
Segura	0,00	-2,78	0,00	-2,78	-2,78	0,00	-2,78	-2,78	0,00	0,00	-2,78	0,00

Los precios sombra para los distintos escenarios muestran cómo, cuando aparece una restricción al uso del agua, el sector energético está dispuesto a pagar por disponer de más agua (ya que eso le permite reducir los costes de suministro de energía). Pueden observarse también las siguientes tendencias:

- los precios sombra varían con los períodos: aquellos en los que hay más demanda energética y menos disponibilidad de agua resultan en mayores costes de oportunidad del agua;
- los precios sombra en los escenarios con adaptación son menores: la capacidad de adaptar el sistema hace que el precio que se estaría dispuesto a pagar por el agua sea menor, ya que limita menos la operación del sistema;
- los escenarios más drásticos de cambio climático también resultan en un mayor coste de oportunidad del agua (al haber menos disponible). Puede observarse así cómo el escenario WC2na resulta en mayores precios sombra, sobre todo para los meses con mayor restricción de agua (los del verano), en los que la escasez de agua lleva a valores cercanos a la energía no suministrada.

También es interesante reflexionar sobre la cuantía de los precios sombra. Como puede verse, y salvo meses críticos, los precios sombra se sitúan sobre los 2-3 Euros/m<sup>3</sup> para los escenarios con adaptación, y entre 8 y 40 Euros/m<sup>3</sup> para los escenarios sin adaptación.

Este orden de magnitud puede compararse con los precios actuales del agua en España, que se encuentran en un coste medio de 0,02 Euros/m<sup>3</sup> para las aguas superficiales, 0,12 Euros/m<sup>3</sup> para las aguas subterráneas, y 0,50 Euros/m<sup>3</sup> para las aguas desaladas (Libro Digital del Agua, MAGRAMA). La figura siguiente, extraída del estudio realizado en 2007 por el Ministerio de Medio Ambiente sobre precios y costes de los servicios del agua en España, muestra la distribución de estos costes medios por usos.

**Figura 7. Coste de provisión de servicios de captación y extracción 2001/2002 para los usos consuntivos del agua (Ministerio de Medio Ambiente, 2007)**

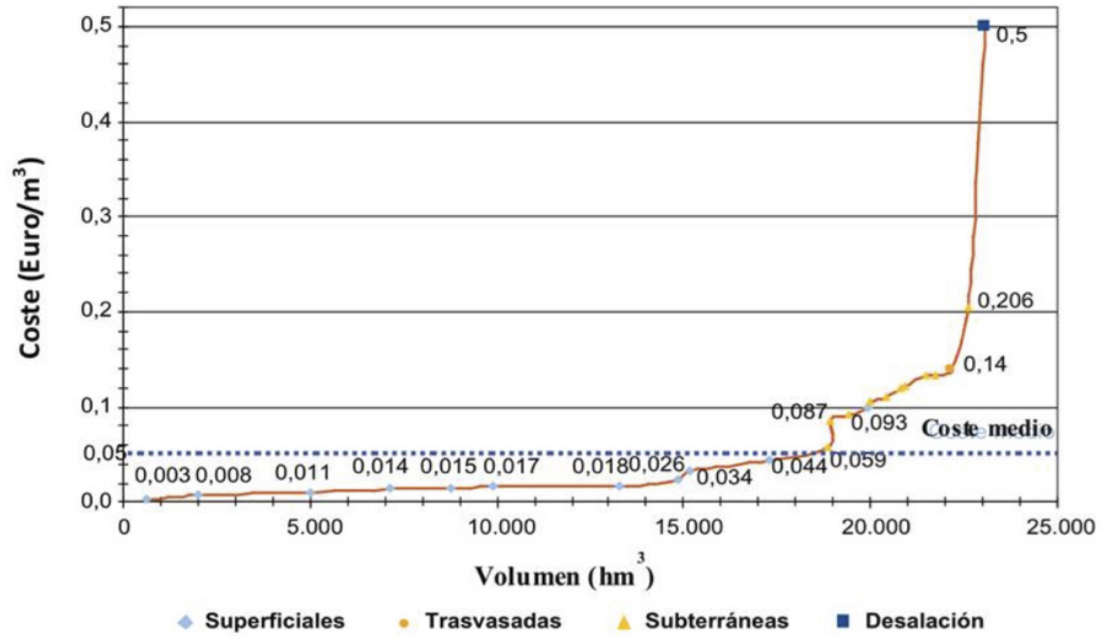






Foto: World Bank Photo Collection



El informe citado además estimaba unos costes máximos para el agua subterránea en España de 0,7 Euros/m<sup>3</sup> (en la cuenca del Segura).

Como puede observarse, los precios sombra del agua para energía, cuando aparecen, son claramente superiores a los precios de otros servicios, lo que podría indicar el interés de permitir intercambios entre los distintos usos del agua para maximizar la utilidad social de la misma.

### 3.5 EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

Por lo que respecta a las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a cada uno de los escenarios, esta variable resulta poco significativa ya que, como ya se ha comentado, el escenario de referencia considerado es el *Energy Roadmap 2050*, que supone una descarbonización total del sector eléctrico. Por tanto, en todos los escenarios se alcanzan las emisiones nulas de CO<sub>2</sub> en dicho sector, y se limitan las emisiones del sector energético a 150 Mt CO<sub>2</sub>.

### 3.6 DESAGREGACIÓN GEOGRÁFICA

Además de las variables globales mostradas anteriormente, también resulta de interés presentar cómo la desagregación geográfica introducida en el modelo también permite que se modifique la distribución de la producción energética y del consumo de agua por demarcaciones hidrográficas.

A continuación se muestra la distinta distribución geográfica de la producción de energía para los escenarios considerados. Puede observarse cómo al cambiar la disponibilidad de agua cambia también la distribución de la producción energética.

En particular, el efecto más llamativo es la desaparición (con respecto al escenario de referencia) de la generación en las cuencas con mayores problemas de disponibilidad de agua (Guadalquivir, Mediterráneo Andaluz y Segura), y el aumento (para compensar) en cuencas en que la disponibilidad de agua no está restringida (Cantábrico o Duero). Este cambio, al igual que para otros indicadores, es mayor para los escenarios en los que se permiten nuevas inversiones, ya que permiten superar las limitaciones del sistema preexistente.

ESCENARIO							
TECNOLOGÍA	Galicia Costa	Miño Sil	Cantábrico Occidental	Cantábrico Oriental	Duero	Tajo	Guadiana
Nuclear	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
Hidráulica fluyente	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hidráulica regulable	0,00	0,01	0,00	0,00	0,02	0,01	0,00
Cogeneración industrial	0,03	0,07	0,04	0,05	0,02	0,04	0,03
Cogeneración otros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eólica	0,01	0,04	0,02	0,05	0,02	0,01	0,03
Fotovoltaica central	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar termoeléctrica	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Nuclear (torre)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
ESCENARIO							
TECNOLOGÍA	Galicia Costa	Miño Sil	Cantábrico Occidental	Cantábrico Oriental	Duero	Tajo	Guadiana
Nuclear	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00
Hidráulica fluyente	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
Hidráulica regulable	0,00	0,01	0,00	0,00	0,02	0,01	0,00
Minihidráulica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cogeneración industrial	0,03	0,03	0,01	0,00	0,06	0,07	0,02
Eólica	0,03	0,04	0,02	0,00	0,25	0,01	0,03
Fotovoltaica central	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03
Fotovoltaica distribuida	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
Solar termoeléctrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,06
Nuclear (torre)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
ESCENARIO							
TECNOLOGÍA	Galicia Costa	Miño Sil	Cantábrico Occidental	Cantábrico Oriental	Duero	Tajo	Guadiana
Nuclear	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00
Hidráulica fluyente	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
Hidráulica regulable	0,00	0,01	0,00	0,00	0,02	0,01	0,00
Minihidráulica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cogeneración industrial	0,03	0,03	0,03	0,00	0,06	0,07	0,02
Eólica	0,03	0,04	0,02	0,00	0,24	0,00	0,02
Fotovoltaica central	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03
Fotovoltaica distribuida	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
Solar termoeléctrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,06
Nuclear (torre)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00

Tabla 17. Producción de energía por tecnología y demarcación hidrográfica (EJ)

RÍO REF								
Tinto, Odiel y Piedras	Guadalquivir	Guadalete y_Barbate	Cuencas Med Andaluzas	Segura	Júcar	Ebro	Distrito Fluv Cataluña	
0,03	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	
0,04	0,05	0,03	0,03	0,02	0,05	0,08	0,01	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	
0,01	0,03	0,03	0,06	0,03	0,04	0,02	0,01	
0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	
0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,07	0,03	
RÍO WC2012								
Tinto, Odiel y Piedras	Guadalquivir	Guadalete y_Barbate	Cuencas Med Andaluzas	Segura	Júcar	Ebro	Distrito Fluv Cataluña	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,06	0,03	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	
0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,20	0,05	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,07	0,03	
RÍO WC1na								
Tinto, Odiel y Piedras	Guadalquivir	Guadalete y_Barbate	Cuencas Med Andaluzas	Segura	Júcar	Ebro	Distrito Fluv Cataluña	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,06	0,03	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	
0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,21	0,06	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,01	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,07	0,03	

ESCENARIO							
TECNOLOGÍA	Galicia Costa	Miño Sil	Cantábrico Occidental	Cantábrico Oriental	Duero	Tajo	Guadiana
Nuclear	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00
Hidráulica fluyente	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hidráulica regulable	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00
Minihidráulica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cogeneración industrial	0,03	0,03	0,04	0,01	0,06	0,06	0,01
Cogeneración otros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eólica	0,05	0,05	0,02	0,00	0,18	0,01	0,01
Fotovoltaica central	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,02
Fotovoltaica distribuida	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
Solar termoeléctrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04
Nuclear (torre)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00

ESCENARIO							
TECNOLOGÍA	Galicia Costa	Miño Sil	Cantábrico Occidental	Cantábrico Oriental	Duero	Tajo	Guadiana
Nuclear	0,01	0,03	0,01	0,01	0,03	0,02	0,03
Hidráulica fluyente	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hidráulica regulable	0,00	0,01	0,00	0,00	0,02	0,01	0,00
Bombeo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Minihidráulica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cogeneración industrial	0,05	0,07	0,06	0,04	0,01	0,08	0,06
Cogeneración otros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eólica	0,03	0,03	0,01	0,06	0,05	0,01	0,04
Fotovoltaica central	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02	0,01	0,00
Solar termoeléctrica	0,00	0,02	0,01	0,01	0,00	0,02	0,01
Biomasa residuos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
Nuclear (torre)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00

ESCENARIO							
TECNOLOGÍA	Galicia Costa	Miño Sil	Cantábrico Occidental	Cantábrico Oriental	Duero	Tajo	Guadiana
Nuclear	0,01	0,04	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03
Hidráulica fluyente	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hidráulica regulable	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00
Minihidráulica	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
Cogeneración industrial	0,04	0,06	0,05	0,09	0,14	0,06	0,05
Cogeneración otros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eólica	0,02	0,04	0,06	0,22	0,01	0,00	0,00
Fotovoltaica central	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Solar termoeléctrica	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Biomasa residuos	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01
Nuclear (torre)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00

**RIO WC2na**

	Tinto, Odiel y Piedras	Guadalquivir	Guadalete y Barbate	Cuencas Med Andaluzas	Segura	Júcar	Ebro	Distrito Fluv Cataluña
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,06	0,03
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,21	0,06
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,02
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,07	0,03

**RIO WC1ca**

	Tinto, Odiel y Piedras	Guadalquivir	Guadalete y Barbate	Cuencas Med Andaluzas	Segura	Júcar	Ebro	Distrito Fluv Cataluña
	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03	0,02
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,07	0,06
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,04	0,08
	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,07	0,03

**RIO WC2ca**

	Tinto, Odiel y Piedras	Guadalquivir	Guadalete y Barbate	Cuencas Med Andaluzas	Segura	Júcar	Ebro	Distrito Fluv Cataluña
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03	0,01
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,03
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,03	0,00
	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,07	0,03

Por último, en la tabla 18 se muestra el uso, consumo y disponibilidad de agua para la generación de energía por demarcaciones hidrográficas.

En este caso, lo más significativo es la no disponibilidad de agua en algunas cuencas (Guadalquivir, Mediterráneo Andaluz y Segura), que es precisamente la que lleva a que no se pueda producir energía en ellas (como se constata en la tabla 18), y también cómo otras cuencas (Cantábrico Oriental, o Júcar) se acercan peligrosamente a su disponibilidad máxima. En todo caso, hay que recordar que el modelo nunca permitiría que se superara este límite, y que cambiaría en consecuencia el patrón de producción.

**Tabla 18. Uso, consumo y disponibilidad de agua por demarcaciones hidrográficas**

ESCENARIO REF			
DEMARCACIÓN	CONSUMO (hm <sup>3</sup> )	USO (hm <sup>3</sup> )	DISPONIBILIDAD (hm <sup>3</sup> )
Galicia Costa	180	2.102	Ilimitada
Miño Sil	187	4.223	Ilimitada
Cantábrico Occidental	107	2.187	Ilimitada
Cantábrico Oriental	99	1.858	Ilimitada
Duero	216	5.480	Ilimitada
Tajo	241	4.375	Ilimitada
Guadiana	128	1.695	Ilimitada
Tinto, Odiel y Piedras	115	2.438	Ilimitada
Guadalquivir	119	2.369	Ilimitada
Guadalete y Barbate	104	1.553	Ilimitada
Cuencas Mediterráneas Andaluzas	154	1.549	Ilimitada
Segura	106	1.429	Ilimitada
Júcar	184	3.115	Ilimitada
Ebro	203	4.932	Ilimitada
Distrito Fluvial de Cataluña	190	1.260	Ilimitada



ESCENARIO WC2012			
DEMARCACIÓN	CONSUMO (hm <sup>3</sup> )	USO (hm <sup>3</sup> )	DISPONIBILIDAD (hm <sup>3</sup> )
Galicia Costa	231	1.206	560
Miño Sil	185	2.910	4.963
Cantábrico Occidental	257	689	1.249
Cantábrico Oriental	191	423	222
Duero	293	6.387	3.980
Tajo	387	8.023	3.590
Guadiana	141	1.367	316
Tinto, Odiel y Piedras	45	277	205
Guadalquivir	0	0	0
Guadalete y Barbate	0	0	0
Cuencas Mediterráneas Andaluzas	0	0	0
Segura	0	0	0
Júcar	171	5.113	205
Ebro	283	10.480	4.104
Distrito Fluvial de Cataluña	101	2.839	305

ESCENARIO WC1na			
DEMARCACIÓN	CONSUMO (hm <sup>3</sup> )	USO (hm <sup>3</sup> )	DISPONIBILIDAD (hm <sup>3</sup> )
Galicia Costa	173	1.163	482
Miño Sil	230	2.891	4.417
Cantábrico Occidental	157	1.131	999
Cantábrico Oriental	181	334	198
Duero	349	5.896	3.582
Tajo	349	7.617	3.123
Guadiana	140	1.269	256
Tinto, Odiel y Piedras	58	327	189
Guadalquivir	0	0	0
Guadalete y Barbate	0	0	0
Cuencas Mediterráneas Andaluzas	0	0	0
Segura	0	0	0
Júcar	169	4.624	182
Ebro	303	9.844	3.529
Distrito Fluvial de Cataluña	168	3.205	290

ESCENARIO WC2na			
DEMARCACIÓN	CONSUMO (hm³)	USO (hm³)	DISPONIBILIDAD (hm³)
Galicia Costa	243	1.120	353
Miño Sil	219	2.197	3.573
Cantábrico Occidental	224	1.524	774
Cantábrico Oriental	86	432	147
Duero	277	4.877	2.507
Tajo	468	7.548	1.795
Guadiana	96	767	133
Tinto, Odiel y Piedras	39	232	72
Guadalquivir	0	0	0
Guadalete y Barbate	0	0	0
Cuencas Mediterráneas Andaluzas	0	0	0
Segura	0	0	0
Júcar	128	3.565	139
Ebro	301	9.497	2.996
Distrito Fluvial de Cataluña	118	3.215	271

ESCENARIO WC1ca			
DEMARCACIÓN	CONSUMO (hm³)	USO (hm³)	DISPONIBILIDAD (hm³)
Galicia Costa	127	2.149	482
Miño Sil	469	5.441	4.417
Cantábrico Occidental	128	2.380	999
Cantábrico Oriental	127	1.650	198
Duero	257	5.280	3.582
Tajo	341	6.368	3.123
Guadiana	150	3.240	256
Tinto, Odiel y Piedras	61	1.337	189
Guadalquivir	0	0	0
Guadalete y Barbate	0	0	0
Cuencas Mediterráneas Andaluzas	0	0	0
Segura	0	0	0
Júcar	120	3.355	182
Ebro	305	5.273	3.529
Distrito Fluvial de Cataluña	211	2.656	290

ESCENARIO WC2ca			
DEMARCACIÓN	CONSUMO (hm³)	USO (hm³)	DISPONIBILIDAD (hm³)
Galicia Costa	131	1.889	353
Miño Sil	360	4.727	3.573
Cantábrico Occidental	202	2.455	774
Cantábrico Oriental	110	3.055	147
Duero	323	7.685	2.507
Tajo	279	4.887	1.795
Guadiana	105	2.970	133
Tinto, Odiel y Piedras	52	417	72
Guadalquivir	0	0	0
Guadalete y Barbate	0	0	0
Cuencas Mediterráneas Andaluzas	0	0	0
Segura	0	0	0
Júcar	114	1.761	139
Ebro	363	4.410	2.996
Distrito Fluvial de Cataluña	177	1.705	271







## 4 CASO DE ESTUDIO PARA LA COMUNIDAD DE MADRID

En este estudio se analiza la influencia de la disponibilidad de agua en el sistema eléctrico español en su conjunto. La naturaleza interconectada del mismo hace que éste sea el alcance geográfico apropiado.

Sin embargo, y como ya se ha señalado previamente, el sistema eléctrico se modela como de nudo único, es decir, no se tiene en cuenta la red como fuente de posibles restricciones. Dicho de otro modo, el modelo supone que se invierte en la red todo lo necesario para garantizar el suministro.

Evidentemente, esto supone una mayor robustez del sistema eléctrico, ya que posibles desequilibrios de oferta y demanda en unas regiones pueden ser compensados por otras. Pero es cierto que puede haber ocasiones en que fallos en la red puedan comprometer la seguridad de suministro. Por ello, y para ilustrar las posibles consecuencias de esta situación, se ha realizado un caso de estudio en el que se simula una falta de suministro a la Comunidad de Madrid.

En este caso de estudio se modela el parque generador de la Comunidad de Madrid de forma aislada al resto del sistema eléctrico, y también se modelan en detalle los recursos hídricos de la región.

Las fuentes utilizadas adicionales han sido:

- FENERCOM 2013: Fundación de la energía la comunidad de Madrid: Balance Energético de la Comunidad de Madrid 2013.
- UGT 2009: SITUACIÓN ENERGÉTICA DE LA COMUNIDAD DE MADRID, Secretaría de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- CAM 2014: Plan energético de la Comunidad de Madrid 2004-2012, Comunidad de Madrid, Dirección General de Industria, Energía y Minas.

El resumen de la caracterización realizada para la Comunidad de Madrid, e introducida en el modelo de simulación, es el siguiente:

- La demanda de electricidad de la Comunidad de Madrid es de 115 TWh (en 2013)
- La producción regional es de 3 TWh

- De ésta, la producción hidráulica de Canal de Isabel II Gestión es aproximadamente de 100 GWh (además, Canal Gestión también produce otros 120 GWh con cogeneración y biogás de depuradora).
- La capacidad de generación es de aproximadamente 0,6 GW
- La Comunidad de Madrid tiene seis sistemas fluviales (Lozoya, Jarama, Guadaliz, Manzanares, Guadarrama y Alberche). Cuenta con 14 embalses gestionados por Canal Gestión, con una capacidad combinada de 1.000 hm<sup>3</sup>.
- Estos sistemas pueden interconectarse en caso de necesidad, Hay un trasvase desde el Alberche (Picadas y Valmayor) que se utilizan cuando no hay recursos suficientes en el sistema general, con un coste importante de bombeos.
- Los usos principales del agua son para uso residencial (mayor del 50%), seguido de la industria y de otros sectores. El uso de agua para agricultura es mínimo. El uso medio es de unos 500 hm<sup>3</sup> al año.
- La demanda de agua se satisface fundamentalmente con agua superficial, con un cierto uso de aguas subterráneas en situaciones de escasez.

En lo que respecta a los escenarios, también se han considerado situaciones adicionales a las del informe completo. La gran dependencia en términos de energía de la Comunidad de Madrid (la región sólo produce un 2,5% de su demanda) hace que el efecto del cambio climático (a través de la menor disponibilidad de agua) pueda quedar enmascarado por las consecuencias de un fallo en el suministro. Por lo tanto, además de los casos de cambio climático utilizados en el resto del informe, también se ha considerado como parámetro para la definición de los escenarios la capacidad de importación de energía. Por otra parte, no se ha tenido en cuenta la posible capacidad de adaptación (de inversión en nuevas centrales de producción eléctrica).

Los escenarios analizados para importación de electricidad han sido:

- Un caso de referencia con el máximo de capacidad de importación de electricidad (4 GW)
- Un caso con importación reducida (2 GW)
- Un caso con importación mínima (1 GW)

Para cada uno de ellos se han simulado: el caso de referencia WR, y los dos escenarios (medio y extremo) de cambio climático. Los resultados obtenidos en términos de coste han sido los que figuran en la tabla 19.



Tabla 19. Costes de producción de energía en la Comunidad de Madrid

IMPORTACIÓN	ESCENARIO	COSTE TOTAL (10 <sup>9</sup> Euro)	VARIACIÓN DE COSTE (10 <sup>9</sup> Euro)	ENERGÍA REGIONAL (EJ) (10 <sup>9</sup> Euro)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	DEPENDENCIA (%)
4 GW	WC2012	20,38	0	0,0398	0	90,81
	WC1	20,39	0	0,0395	0	90,87
	WC2	20,39	0,01	0,039	0	90,99
2 GW	WC2012	20,61	0,23	0,044	0	89,93
	WC1	20,62	0,24	0,0438	0	89,99
	WC2	20,65	0,26	0,0433	0	90,11
1 GW	WC2012	32,33	11,95	0,0441	5,1769	90,62
	WC1	32,76	12,38	0,0438	5,5548	90,69
	WC2	33,86	13,48	0,0433	6,6185	90,79

Como puede verse, el coste de los escenarios de cambio climático con menor disponibilidad hídrica es muy limitado (inferior al 0,05%). Las consecuencias sobre la dependencia energética de la Comunidad de Madrid no son significativas.

En cambio, lo que sí resulta significativo es el cambio en la capacidad de importación. Cuando la capacidad de importación se reduce a 2 GW, el modelo utiliza más energía de producción regional (a un mayor coste, y llegando a su máximo). Los costes aumentan algo más que en el caso de cambio climático.

Cuando la capacidad de importación se restringe a 1 GW, entonces el sistema ya no es capaz de abastecer toda la demanda, y por tanto se genera energía no suministrada, que es la responsable de la subida de costes que se puede ver en este caso.

La conclusión fundamental de este caso de estudio es que, en el caso de la Comunidad de Madrid, el potencial efecto del cambio climático vía una reducción en la disponibilidad de agua es mínimo comparado con el posible efecto de un problema en la importación de energía por

parte de otras regiones. En este sentido, hay que recordar que uno de los posibles efectos del cambio climático es un aumento de los eventos meteorológicos extremos, que en algunos casos (aunque quizá no en la Comunidad de Madrid) podrían generar alteraciones en el sistema de transporte de electricidad.

Por tanto, y a la vista de estos resultados, las estrategias de adaptación en energía en la Comunidad de Madrid deberían ir más orientadas al robustecimiento de las conexiones energéticas con el resto del sistema, y también, por supuesto, al ahorro energético, que en cualquier caso siempre es una estrategia robusta de adaptación al reducir los efectos de una posible falta de suministro.









## 5 CONCLUSIONES

Los resultados del estudio permiten identificar la influencia de las limitaciones en la disponibilidad de agua inducidas por el cambio climático en las tecnologías de generación de electricidad. Pero además, el estudio también permite formular conclusiones de interés acerca de la metodología del análisis, los modelos empleados, y también en la distribución geográfica de las tecnologías. A continuación se resumen las conclusiones para cada uno de estos apartados.

### 5.1 METODOLOGÍA

La metodología en la que se ha basado el estudio ha consistido en un análisis previo de la literatura y opciones de modelado existente, un seminario de expertos en el que se han podido contrastar los planteamientos previos, y unas reuniones en profundidad con algunos de ellos que han permitido orientar de forma apropiada el estudio.

La revisión de los antecedentes documentales y de los modelos de simulación ha permitido constatar varios aspectos que se consideran especialmente relevantes:

- En primer lugar, la ausencia en el ámbito español de análisis conjuntos del agua y la energía, algo que claramente supone una limitación a la hora de planificar y diseñar políticas para estos sectores, por las interacciones existentes entre ellos;
- Incluso para otros países, se ha comprobado que no existen modelos que puedan simular conjuntamente el sector energético y el sector del agua con una desagregación geográfica suficiente. Claramente existe un déficit en la literatura académica a este respecto;
- En España se cuenta con mucha experiencia y conocimiento tanto del sector del agua como del de la energía, y gran capacidad de análisis en ambos sectores. Sin embargo, los estudios sectoriales que se han abordado hasta ahora han tenido poca conexión entre ellos.
- El contacto frecuente y cercano con los expertos desde los primeros momentos de la formulación del estudio ha permitido orientarlo correctamente y hacer énfasis en los aspectos más importantes de modelado y análisis de resultados.



## 5.2 MODELADO

No existen hasta el momento modelos capaces de simular de forma conjunta, y con la escala y desagregación geográfica apropiada, el sector del agua y el sector energético. En este sentido, el modelo propuesto en este estudio es un paso importante, por cuando permite actualmente evaluar la influencia de la disponibilidad de agua, por demarcaciones hidrográficas, en el sector energético español, tanto en cuanto a la producción hidroeléctrica como a las necesidades de refrigeración de las centrales eléctricas.

Evidentemente, la escala y el alcance temporal del modelo (un año) hace difícil que cuente con detalle suficiente para representar aspectos que sólo se presentan en otros modelos de resolución temporal menor, como es el caso de las redes eléctricas o de la operación detallada de las centrales hidráulicas individuales.

Sin embargo, se considera que las aproximaciones realizadas en el estudio proporcionan unos resultados suficientemente robustos.

La producción hidráulica se ha representado mediante un embalse virtual por cuenca, a partir de un coeficiente energético que relaciona la disponibilidad de agua superficial con el producible hidráulico. Además, el ajuste para el valor del coeficiente energético que se ha obtenido se considera satisfactorio para casi todas las cuencas.

Sería posible realizar una aproximación más detallada, basada en la topología de las sistemas de explotación y los embalses integrados en ellos. Esto requeriría información detallada de todos los embalses (algo que generalmente está disponible), pero sobre todo, un trabajo de modelado muy extenso y detallado. Además, para que realmente mejore el nivel de precisión en la representación, sería necesario disponer de datos no sólo acerca del funcionamiento de las centrales hidráulicas, sino también de las detracciones que se realicen en el sistema. Al respecto cabe resaltar que existe una gran incertidumbre acerca de la estimación futura de estas detracciones, por lo que la mejora en la representación podría no ser significativa.

El modelo no permite considerar variaciones en la calidad del agua. Sería posible introducir distintos tipos de agua, con distintos usos, pero resulta bastante más complejo el introducir la calidad como variable interna del modelo, dependiente de los usos previos del agua, de la región en la que se encuentre, o de los procesos de depuración involucrados. Esta complejidad sin embargo será necesaria cuando se modele también el uso de energía para el agua, ya que en ese caso la dependencia de la calidad será mayor.

Tampoco se considera el agua incorporada en las importaciones de productos. Aunque esto es claramente un indicador muy importante a nivel global, no afecta al estudio, ya que en él sólo se considera el agua disponible en España.

Finalmente, un supuesto muy importante es que se supone que todas las centrales eléctricas (esto es particularmente aplicable a las centrales térmicas) utilizan agua superficial para su refrigeración. Esto no es el caso actual ni tiene por qué ser el caso futuro: algunas centrales térmicas

se construyen junto a la costa, lo que les permite utilizar agua de mar para su refrigeración. Evidentemente, esto reduce las demandas de agua por parte del sector eléctrico, y hace que los resultados obtenidos puedan estar sobreestimados. El problema es que es complicado determinar de antemano qué centrales serán construidas junto a la costa.

### 5.3 COSTES DE LA LIMITACIÓN DE AGUA

La conclusión más evidente del estudio es que una menor disponibilidad de agua supone un mayor coste para el sistema energético, aunque en una cuantía reducida. Este cambio en los costes se deriva de la necesidad de sustituir fuentes de generación energética, ahora limitadas en su producción, por otras no limitadas por el agua, o por tecnologías de eficiencia energética en el lado de la demanda.

Estos costes se pueden determinar de forma absoluta, o en forma de costes de oportunidad, evaluando la medida en que los costes del sistema energético podrían reducirse si hubiera más disponibilidad de agua. A este respecto, los precios sombra calculados para el agua muestran cómo el sector energético puede en algunos casos (en cuencas y meses determinados) estar dispuesto a pagar por el agua un precio superior al que actualmente se ofrece para otros usos del agua (como el regadío, por ejemplo). Es decir, que la limitación de agua en el sector energético podría solucionarse, al menos parcialmente, si se pudieran intercambiar los usos del agua.

La segunda conclusión relevante es que la adaptación al cambio climático es muy importante. En aquellos escenarios en los que se permite que el sistema responda (mediante cambios en las inversiones) a una menor disponibilidad de agua inducida por el cambio climático, el aumento de coste se mitiga, así como los precios sombra.

### 5.4 TECNOLOGÍAS Y CONSUMOS ENERGÉTICOS

Los cambios en el sistema se producen, por una parte, por el desplazamiento de tecnologías de generación a tecnologías de demanda. Por otra parte, también se reduce la producción de energía hidroeléctrica, al reducirse la escorrentía natural en los escenarios de cambio climático. Esto tiene además consecuencias sobre la fiabilidad del sistema, ya que, en ausencia de energías fósiles, la energía hidráulica es la principal responsable de dar respaldo a la energía eólica o fotovoltaica. De hecho, se puede observar cómo en los escenarios drásticos de cambio climático (con adaptación) aumenta mucho la inversión en bombeo, precisamente para ofrecer este respaldo.

Hay que recordar también que, al realizarse el análisis para el año 2050, en el cual se supone que el sector eléctrico estará totalmente descarbonizado (según el *Energy Roadmap 2050*), las tecnologías de generación son o bien basadas en las energías renovables o en la energía nuclear. A este respecto los escenarios de cambio climático no introducen grandes cambios sobre el escenario de referencia.

## 5.5 DESAGREGACIÓN GEOGRÁFICA

También es reseñable como conclusión del estudio la importancia de realizar una desagregación geográfica, por demarcaciones hidrográficas, de la producción de energía. Como puede observarse en la sección de resultados, el cambio en la disponibilidad de agua también supone un cambio en la distribución de las centrales de producción de electricidad. De nuevo, los escenarios en los que se permite adaptación por parte del sistema resultan en unos cambios mayores, pero a unos costes menores.

Los resultados muestran cómo las cuencas del sureste están muy limitadas en su disponibilidad de agua, de tal forma que el modelo no considera que se pueda producir energía en ninguna de ellas. Esto evidentemente puede tener consecuencias importantes respecto al suministro de la demanda eléctrica en estas regiones. El modelo desplaza la potencia instalada a las regiones donde no hay limitaciones de agua (aunque sin ninguna preferencia, ya que no se incluye en el modelo). En general, las cuencas con más disponibilidad de agua son Miño-Sil, Ebro, Duero y Tajo. El modelo opta generalmente por desplazar la potencia instalada al Ebro.

## 5.6 ROBUSTEZ DE LOS RESULTADOS

A la vista de las limitaciones descritas en el modelado, cabe preguntarse por la robustez de los resultados obtenidos.

A este respecto, lo primero que hay que mencionar es que cualquier análisis a muy largo plazo, como el presentado en este estudio, está expuesto a una gran incertidumbre asociada a la evolución de la demanda energética, a la disponibilidad de las distintas tecnologías o sus costes, entre otros aspectos, y en este caso, además, a la disponibilidad de agua.

Por ejemplo, y como ya se ha explicado anteriormente, en los escenarios de cambio climático se ha supuesto que la demanda de agua para otros usos más prioritarios (consumo humano, agricultura) no se ve modificada. Implícitamente esto supone que la población española no cambia, al menos a nivel agregado; y que las demandas de agua per cápita tampoco se modifican, considerándose que las estrategias de adaptación compensarán la mayor demanda de agua esperable en condiciones de cambio climático. Tampoco se considera que el consumo de agua para refrigeración también puede variar en función del escenario de cambio climático, debido a que resulta muy difícil estimar los cambios en la temperatura de entrada del agua y por tanto los cambios en el consumo.

Algo similar ocurre con la demanda de energía. Como ya se mencionó, la subida de temperaturas asociada al cambio climático debería conllevar una bajada en la demanda de calefacción, y un aumento de la demanda de electricidad para aire acondicionado. El efecto neto no está claro, y dependerá de las características de cada región. De nuevo, la incertidumbre asociada hace que sea difícil establecer un valor determinado para este parámetro, que además seguramente quede enmascarado dentro de la subida considerada para la demanda energética global.

Frente a estas grandes incertidumbres, las aproximaciones realizadas en el modelado son relativamente modestas, y se estima que no influyen en la robustez de los resultados. En cualquier caso, es recomendable interpretar los resultados no tanto en términos absolutos, sino comparando escenarios entre sí en términos relativos. A este respecto, la formulación *bottom-up*, ingenieril del modelo ofrece seguridad en que los términos de variación sean realistas. Las posibles mejoras a realizar en el futuro en el modelado (por ejemplo para la gestión hidráulica) no deberían suponer alteraciones significativas de los resultados.



Foto: United Nations Photo







## BIBLIOGRAFÍA

Averyt, K. et al. "Water use for electricity in the United States: an analysis of reported and calculated water use information for 2008". *Environmental Research Letters*, vol. 8, no. 1, 2013.

Bazilian, M. et al. "Considering the energy, water and food nexus: Towards an integrated modelling approach". *Energy Policy*, vol. 39, no. 12, pp. 7896-7906, December 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.09.039.

Bhatt, V. , Crosson, K. , Horak, W. y Reisman, A. "The Energy-Water Nexus (EWN): a New York City Pilot Study". Brookhaven National Laboratory, University of Dayton, USA, Presentation, 2009.

Bouckaert, S. , Selosse, S. , Dubreuil, A. , Assoumou, E. y Maizi, N. "Analyzing water supply in future energy systems using the TIMES Integrated Assessment Model (TIAM-FR)". *SYSTEMICS, CYBERNETICS AND INFORMATICS*, vol. 10, no. 1, 2012.

British Petroleum (BP). "BP Energy Outlook 2030". January 2013. Disponible en: [http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/BP\\_World\\_Energy\\_Outlook\\_booklet\\_2013.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/BP_World_Energy_Outlook_booklet_2013.pdf)

Carrillo, A. M. R. y Frei, C. "Water: A key resource in energy production" *Energy Policy*, vol. 37, no. 11, pp. 4303-4312, November 2009, doi:10.1016/j.enpol.2009.05.074.

CEDEX (2010). "Evaluación del cambio climático en los recursos hídricos en régimen natural". Encomienda de Gestión de la Dirección General del Agua (MARM) al CEDEX para el estudio del cambio climático en los recursos hídricos y las masas de agua. Clave CEDEX 42-407-1-001.

CEDEX (2012). "Efecto del cambio climático en los recursos hídricos disponibles en los sistemas de explotación". Encomienda de Gestión de la Dirección General del Agua (MARM) al CEDEX para el estudio del cambio climático en los recursos hídricos y las masas de agua. Clave CEDEX 43-308-5-001.

CNE (2013). "Informe mensual de ventas de energía del régimen especial". Comisión Nacional de la Energía.

Dale, A. T. "The sustainable water-energy nexus: Life cycle impacts and feasibility of regional energy and water supply scenarios" Swanson School of Engineering, University of Pittsburgh, Pittsburgh, PA, USA, PHD Thesis, 2013.

Galán, E. y Velázquez, E. "From water to energy: The virtual water content and water footprint of biofuel consumption in Spain". Energy Policy, vol. 38, no. 3, pp. 1345-1352, March 2010.

Giannakouris, K. "Regional population projections EUROPOP2008: Most EU regions face older population profile in 2030". Eurostat, European Commission, January 2010. Disponible en: [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY\\_OFFPUB/KS-SF-10-001/EN/KS-SF-10-001-EN.PDF](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-SF-10-001/EN/KS-SF-10-001-EN.PDF)

Glassman, D., Wucker, M., Isaacman, T., y Champilou, C. "The Water-Energy Nexus: Adding Water to the Energy Agenda". World Policy Institute, New York, NY, March 2011.

Gleick, P. H. (1994). "Water and energy". Annual Review of Energy and the Environment.

Hardy, L. y Garrido, A. "Análisis y Evaluación de las Relaciones Entre el Agua y la Energía en España," Centro de Estudios e Investigación para la Gestión de Riesgos Agrarios y Medioambientales, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, Papeles de Agua Virtual - Número 6, ISBN: 978-84-96655-78-2, September 2010.

Hardy, L., Garrido, A., y Juana, L. (2012). "Evaluation of Spain's Water-Energy Nexus".

Herath, I., Deurer, M., Home, D., Singh, R. y Clothier, B. "The water footprint of hydroelectricity: A methodological comparison from a case study in New Zealand". Journal of Cleaner Production, vol. 19, no. 14, pp. 1582-1589, September 2011.

Hill, R. y Poole, H. (2009). "Water Dependency of Energy Production and Power Generation Systems".

Hoff, H. "Understanding the Nexus. background Paper for the Bonn2011 Conference: The Water, Energy and Food Security Nexus". Stockholm Environment Institute, Stockholm, Sweden, 2011.

IEA (2012). "World Energy Outlook 2012". Agencia Internacional de la Energía, París.

IEA, "Water for Energy: Is Water Becoming a Thirstier Resource", in World Energy Outlook 2012, 1st ed. Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), 2012, ch. 17, pp. 501-528.

Linares, P. y Sáenz de Miera, G. (2010). "Implications for water of the world energy scenarios". Economics for Energy Working Paper 08/2010.

López-Peña, A., Linares, P., & Pérez-Arriaga, I. (2013). "MASTER.SO: a Model for the Analysis of Sustainable Energy Roadmaps. Static Optimisation version". Working Paper IIT-11-157A.

Loulou, R., Goldstein, G., Kanudia, A., Remme, U. y Lehtila, A. "Documentation of the TIMES model: Part I, II, III". Energy Technology Systems Analysis Programme, International Energy Agency (IEA), 2005.

Macknick, J. , Newmark, R. , Heath, G. y Hallett, K. "A Review of Operational Water Consumption and Withdrawal Factors for Electricity Generating Technologies". National Renewable Energy Laboratory (NREL), Technical Report, NREL/TP-6A20-50900, March 2011. Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/50900.pdf>

Macknick, J., Newmark, R., Heath, G., & Hallett, K. C. (2011). "A Review of Operational Water Consumption and Withdrawal Factors for Electricity Generating Technologies".

Marsh, D. M. "The Water-Energy Nexus: A Comprehensive Analysis in the Context of New South Wales". Faculty of Engineering and Information Technology, University of Technology, Sydney, Sydney, Australia, PhD Thesis, 2008.

Martin, A. D. "Water Footprint of Electric Power Generation: Modeling its use and analyzing options for a water-scarce future". Massachusetts Institute of Technology, Boston, MA, USA, Master's Thesis, 2012.

Martin, A. D. "Understanding the Water Requirements of the Power Sector" The World Bank, Zaragoza, Spain, Presentation, 2014.

Mielke, E. , Anadon, L. D. y Narayanamurti, V. "Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing, and Conversion". Belfast Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, Cambridge, MA, Discussion Paper #2010-15, October 2010. Disponible en: <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/ETIP-DP-2010-15-final-4.pdf>

Mielke, E., Anadon, L. D., & Narayanamurti, V. (2010). "Water Consumption of Energy Resource Extraction , Processing , and Conversion".

Ministerio de Medio Ambiente (2007). "Precios y costes de los servicios de agua en España". Enero de 2007.

Ministerio de Medio Ambiente. (2000). "Libro Blanco del Agua".

Näf, D. "The Alcamo Water Scarcity Indicator". University of Basel , Basel, Switzerland, 2008.

Pate, R. , Hightower, M. , Cameron, C. y Einfeld, W. "Overview of Energy-Water Interdependencies and the Emerging Energy Demands on Water Resources". Sandia National Laboratories, New Mexico, NM, SAND 2007-1349C, March 2007.

Poole, H. ,Younos, T. y Hill, R. "Water Dependency of Energy Production and Power Generation Systems". Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, USA, VWRRC Special Report No. SR46-2009, July 2009.

REE (2013). Boletín mensual. Octubre 2013. Número 82. Red Eléctrica de España.

Retamal, M. , Abey Suriya, K. , Turner, A. y White, S. "Water Energy Nexus: Literature Review". Institute for Sustainable Futures, University of Technology Sydney, Sydney, Australia, 2008.

Rodriguez, D. J. "Quantifying the tradeoffs of the Water-Energy Nexus". The World Bank, Stockholm, Sweden, Presentation, 2013.

Rodriguez, D. J. , Delgado, A. , DeLaquil, P. y Sohns, A. "Thirsty Energy". World Bank, Washington DC, USA, Report, 2013.

Siddiqi y Anadon, L. D. "The water'energy nexus in Middle East and North Africa". Energy Policy, vol. 39, no. 8, pp. 4529-4540, August 2011, doi:10.1016/j.enpol.2011.04.023.

Sovacool, B. K. y Sovacool, K. E. "Identifying future electricity-water tradeoffs in the United States". Energy Policy, vol. 37, no. 7, pp. 2763-2773, July 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2009.03.012.

U.S. Department of Energy. (2006). "Energy Demands on Water Resources".

UNDESA, "World Population to 2300". Department of Economics and Social Affairs, United Nations, New York, NY, 2004. Disponible en: <http://www.un.org/esa/population/publications/longrange2/WorldPop2300final.pdf>

Wang, R. "Water-Energy Nexus: A Critical Review Paper". School of Forestry and Environment Studies, Yale University, New Haven, USA, 2014.

Water in the West, "Water and Energy Nexus, Stanford University, Stanford, CA, August 2013. Disponible en: [http://waterinthewest.stanford.edu/sites/default/files/Water-Energy\\_Lit\\_Review.pdf](http://waterinthewest.stanford.edu/sites/default/files/Water-Energy_Lit_Review.pdf)

World Energy Council. (2010). Water for Energy.







[fundacioncanal.com](http://fundacioncanal.com)



Mateo Inurria, 2. 28036 Madrid