UNIVERSIDAD EAFIT

Vigilada Mineducación



Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

Nº 20-01

2020

Energy transition in France to incorporate non-conventional energy sources and smart grids

Jesús Botero, Jhon Garcia.

cief
Centro de Investigaciones Económicas y Financieras
Universidad EAFIT

Transición energética en Francia para la incorporación de fuentes de energías no convencionales y redes inteligentes[1]

Energy transition in France to incorporate non-conventional energy sources and smart grids

Jesús Botero García[2]
John García Rendón[3]

Diciembre, 2019

Resumen

A pesar de que la capacidad instalada en energía nuclear en el mercado eléctrico francés sigue representando el mayor porcentaje, 47% en 2017, las energías renovables no convencionales (FNCER), eólica y solar, ya representan el 17% del total de la capacidad instalada, no obstante, en términos de la generación el 70% sigue siendo nuclear. Además este mercado es uno de los pocos de la Unión Europea que ha implementado un mecanismo de capacidad y donde la tarifa para la prestación del servicio de electricidad promueve un programa de respuesta de la demanda basado en precios pico críticos, con el fin de garantizar la confiabilidad de suministro. Por tanto, es importante conocer el programa de transformación energética lanzado en 2015 en Francia para promover el crecimiento verde, reducir las emisiones de efecto invernadero, fortalecer la independencia energética y qué se ha hecho para la implementación de redes inteligentes en este mercado, el cual es el objetivo de este paper.

Abstract

Despite the fact that the installed capacity in nuclear energy in the French electricity market still represents the highest percentage, 47% in 2017, non-conventional renewable energies resources, wind and solar, already represent 17% of the total installed capacity; however, in terms of generation, 70% remains nuclear. Furthermore, this market is one of the few in the European Union that has implemented a reliability mechanism and where the tariff for the provision of electricity service promotes a demand response program based on critical peak prices, in order to guarantee the reliability of supply. It is therefore important to know the energy transformation program launched in 2015 in France in order to promote green growth, reduce greenhouse emissions and strengthen energy independence; moreover, what has been done to implement smart grids in this market, which is the aim of this paper.

Palabras clave:

Mercado eléctrico francés, mecanismo de capacidad, FNCER, redes inteligentes.

---

[1] Este estado del arte corresponde a uno de los mercados eléctricos estudiados sobre los avances que se han tenido en la inclusión de fuentes de energías renovables no convencionales y la implementación de redes inteligentes a nivel mundial del proyecto: "Política, regulación y mercados", con el código 58864 de la iniciativa "Colombia Científica". Esta investigación se desarrolló en el marco del Programa de Investigación "ENERGETICA 2030", financiado por el Banco Mundial a través de la convocatoria "778-2017 Ecosistemas Científicos", administrado por el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS. Los autores agradecen los comentarios de Alejandro Gutiérrez, Juan Camilo Arbeláez y Silvia Chaparro a una versión preliminar y a Alex Pérez por la corrección de estilo.

[2] Consultor, Docente Universidad EAFIT. Correo electrónico: jabotero@eafit.edu.co

[3] Departamento de Economía, Universidad EAFIT. Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co; Dirección: Carrera 49 - 7 Sur 50 bloque 26; Teléfono: (574)2619500 ext. 9009.

Key Words: French electricity market; Reliability mechanism; NCRE; Smart Grid.

JEL Clasification: D47; L11; L51; L78.

1. Generalidades del país y de la industria: tipo de gobierno, población, recursos naturales, matriz energética del país

Francia es la tercera economía de la Unión Europea, después de Alemania y Gran Bretaña, es además la líder indiscutible en energía nuclear. Su población está alrededor de 67 millones de personas, y opera como una república semi-presidencial, que cuenta con un jefe de estado (presidente, elegido por votación popular) y un jefe de gobierno (primer ministro, escogido y nombrado por el presidente). Algunos sectores, como el eléctrico, tienen una alta participación estatal. La energía nuclear ha dominado tradicionalmente la matriz energética del país, como lo ilustra el Gráfico 1, que resume el consumo bruto energético del país en 2017.

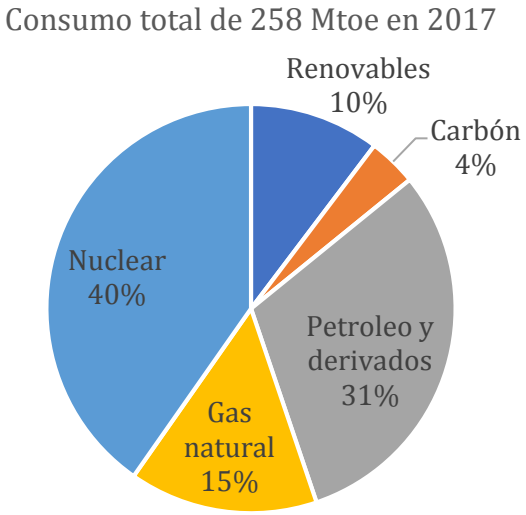


Gráfico 1. Consumo bruto interno de energéticos. Francia. 2017. Fuente: European Commission (2019).

En consonancia con las metas de la política energéticas europea, los objetivos esenciales de su política energética son:

- Competitividad: acceso a energía a bajo costo.
- Seguridad del abastecimiento.
- Lucha contra el calentamiento global.

Siguiendo a Percebois (2013), la historia del sector eléctrico después de la segunda guerra mundial puede resumirse en cuatro grandes etapas, caracterizadas cada una por un objetivo distinto y por una tendencia dominante:

1. De 1946 a 1960: evitar la escasez. La producción de carbón se incrementó.

2. De 1960 a 1973: mantener bajo el costo de la energía. Sustitución de carbón por gas.
3. De 1973 a 1990: asegurar el abastecimiento. Desarrollo de la energía nuclear. Pasaron de una potencia instalada de 1696 MW en 1970, a 55.888 en 1990.
4. De 1990 al presente: liberalización, competencia y riesgo climático. El desarrollo de energía renovables y la descarbonización de la economía.

En la tercera etapa, los franceses pagaron grandes sumas por instalar reactores nucleares, lo que hace que su generación eléctrica sea atípica en el entorno europeo, como lo muestra, para 2010, el Cuadro 1. Como consecuencia de ello, hay una "renta nuclear", asociada al hecho de que el costo marginal de la energía nuclear es bajo, y ya se han amortizado, por lo menos parcialmente, los costos de inversión. Lo anterior llevó en 2010 a la ley NOME (*New Organization of Electricity Market*) y al establecimiento de ARENH (*Regulated Access to Incumbent Nuclear Electricity*), que se analizará en detalle más adelante en este informe.

Cuadro 1. Generación por fuentes en 2010

Fuente	EU 27	Francia	Alemania
Nuclear	28%	75%	28%
Hidro	7%	12%	3%
Carbón	28%	5%	51%
Gas	32%	4%	9%
Renovables	5%	4%	9%
Total	100%	100%	100%

Fuente: Percebois (2013).

Algunos hitos de la política energética europea, que han incidido en la política francesa son:

- 1996: Primera directiva: Apertura a la competencia en producción y comercialización, introduciendo la libre elegibilidad de proveedores por los consumidores finales.
- 2003: Segundo paquete energético: Fortalecimiento de la competencia y requerimiento de la desagregación legal (*unbundling*) de las actividades de red.
- 2009: tercer paquete: separación de propiedad de las redes.

En Francia, esto llevó a:

- La supresión de monopolios en producción, importación o exportación de electricidad y gas.
- Libre elegibilidad de abastecimiento para todos los consumidores, a partir de julio 1 de 2007.
- Dos opciones de precio para el consumidor:

    - Tarifa reglamentada de venta (TRV)[4]. Debería acabarse en 2015 para industria.
    - Precios ofrecidos en el mercado (OM), libremente negociables con el proveedor.
- Distribución y transmisión son monopolios naturales, que deben estar abiertos para todos los operadores, con tarifas de acceso reguladas, mediante un esquema de costo más ganancia: cubrir costos de capital y de operación, más una tasa de interés sobre el capital invertido.

Aunque el tercer paquete impone un sistema de separación legal, Francia pudo implementar un sistema de Operador Independiente del sistema de Transmisión, RTE (*Reseau de Transport d´Electricite*), en el que se mantiene sin embargo mayoría accionaria de EDF (*Electricite de France*), el antiguo monopolio de generación del país.

A pesar de las transformaciones mencionadas, EDF sigue siendo el proveedor dominante: En 2012, por ejemplo, sólo 6.2% del consumo residencial era abastecido por entrantes (y el 7.5% no residencial). Y la tasa de recambio[5] (porcentaje de cambios de proveedor sobre número de clientes) es menos que 1.2% anual.

En cuanto al precio al por menor (neto de impuestos) de la electricidad, ya sea en la tarifa regulada (TRV) o en el precio de mercado (OM), incluye:

- Costos fijos que son idénticos para todos los proveedores, como el acceso a la red (cuyo precio es establecido por la CRE).
- Costos variables que difieren entre los proveedores: costo de generación o suministro de electricidad, costos comerciales, margen o rendimiento asumido por el proveedor. Al optimizar estos costos, los proveedores pueden ofrecer precios más bajos.

El precio minorista de la electricidad también incluye dos contribuciones y dos impuestos, que se aplican de la misma manera a las facturas pagadas por los consumidores a la tarifa regulada o a las tarifas del mercado:

- La contribución de la tarifa de transmisión ("*contribución tarifaire d'acheminement*" o CTA). Este impuesto financia los derechos de pensión específicos de los empleados que trabajan en sectores regulados cubiertos por el régimen de IEG (industrias de electricidad y gas). Es el 27.04% del componente fijo de la tarifa de transmisión aplicada por los operadores del sistema de transmisión de electricidad.
- La contribución del servicio público de electricidad ("*contribución au service public of l'électricité*" o CSPE). Esta contribución se ha fijado en 22,5 € / MWh desde el 1 de enero de 2016 y es pagada por todos los consumidores de

[4] Las tarifas de venta reguladas se rigen por los artículos L.337-4 a L.337-9 y R. 337-18 et seq. del Código de Energía francés. Están disponibles en el operador incumbente: EDF y las 162 empresas de distribución locales.
[5] *Switching rate.*

electricidad (aunque la cantidad pagada está limitada para los grandes consumidores de electricidad). Financia los costos de suministro de electricidad como un servicio público.

- Impuestos sobre el consumo final de electricidad ("*impuestos sobre la final de consommation d'électricité*" o TCFE). Estos impuestos, que son determinados por los municipios franceses y los departamentos administrativos, son pagados por todos los consumidores de electricidad cuya capacidad máxima suscrita es menor o igual a 250 kVA. Ellos cubren:
    - El impuesto municipal sobre el consumo final de electricidad (TCCFE).
    - El impuesto al departamento sobre el consumo final de electricidad (TDCFE).
- IVA, a una tasa de:
    - 5,5% en la suscripción sobre el CTA, y 20% en el componente proporcional (incluido el CSPE y TCFE) para la capacidad suscrita menor o igual a 36 kVA;
    - 20% en toda la factura, para capacidad suscrita superior a 36 kVA.

Es así como la composición de la tarifa regulada se resume en el Cuadro 2.

Cuadro 2. Evolución de los costos de electricidad consumidores regulados

	2016S1	2017S1	2018S1	2019S1	Part. (%)
Costo Euro/kWh excluyendo impuestos y contribuciones	0.1113	0.1087	0.1106	0.1089	63.9
Impuesto y contribución del sector (CTA. CSPE y TCFE	0.0321	0.035	0.0353	0.0364	21.4
IVA y otros impuestos generales	0.0248	0.0248	0.0252	0.0251	14.7
Total	0.1682	0.1685	0.1711	0.1704	

Fuente: EUROSTAT. https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/setupDownload.do

2. Estructura institucional del mercado eléctrico: Regulador, planeación, operador de mercado y operador del sistema

El organismo regulador es la Comisión Regulatoria de Energía (CRE, por sus siglas en francés). Los temas de protección de la competencia corresponden a la Dirección General de Política Competitiva, del consumo y de la represión del Fraude (DGCCRF). El Ministerio a cargo del sector es el Ministerio del medio ambiente.

Siguiendo a Guenaire et al. (2018), de acuerdo con el código energético, los mercados de electricidad deben:

- Permitir el auge de una economía competitiva y el desarrollo del empleo.

- Permitir la seguridad del suministro y reducir la dependencia de las importaciones.
- Permitir un atractivo y competitivo precio de la competencia.
- Permitir la protección de la salud humana y del medio ambiente.
- Participar en la cohesión social y territorial.
- Participar en la lucha contra la inseguridad energética.
- Contribuir al surgimiento de la Unión Europea de Energía.

Intervienen también en el mercado, la Autoridad del Mercado Financiero (AMF, por sus siglas en francés), que supervisa el mercado de cuotas de emisión de gases de efecto invernadero y los mercados de electricidad y gas y sus derivados y la Autoridad de competencia, para supervisar las prácticas anticompetitivas y las fusiones entre empresas.

La red de transmisión es operada por RTE (*Reseau de Transport d´Electricite*), que fue separada en 2000 de *Electricite de France* (EDF), empresa que mantiene el 50.1% de la propiedad accionaria de RTE. Su misión es "asegurar en todo momento que haya un balance entre oferta y demanda de electricidad (basados en) las competencias y las necesidades de los generadores de electricidad, los comercializadores, los distribuidores, los consumidores industriales y las industrias ferroviarias" (RTE, 2019a).

La plataforma en que opera el mercado mayorista es la plataforma EPEX SPOT, en la que se determina el precio de referencia, en el mercado del día siguiente, y en la que opera también el mercado intra-diario.

La empresa de distribución más importante es ENEDIS, que maneja el 95% de la red de distribución en la Francia continental.

El mercado francés ha evolucionado para adaptarse a las exigencias de la Unión Europea: Electricité de France, EDF, el monopolio estatal creado en 1946 para concentrar la generación de energía fue abierto a la competencia en 1999 por el gobierno francés, y actualmente ostenta el carácter de sociedad anónima de derecho privado, en la que el estado francés mantiene, sin embargo, una participación accionaria dominante.

La ley 517 de 2006 determinó que todo consumidor final debe ser capaz de escoger su abastecedor y la ley 1488 de 2010, por su parte, estableció el acceso a la energía nuclear de todos los oferentes (ARENH), y determinó el fin de las tarifas reguladas para consumidores industriales. El Cuadro 3 resumen la evolución que tuvo la apertura a la competencia en el mercado francés.

Cuadro 3. Principales etapas de la apertura a la competencia de los mercados eléctricos en Francia

Año	Segmento de clientes	Número de clientes	% del mercado abierto a la competencia
1999	Grandes consumidores industriales (16 GWh-año o más)	1300	30
2003	Consumidores industriales entre 7 GWh-año y 16 GWh-año	3500	37
2004	Todos los consumidores no residenciales	4,5 millones	70
2007	Todos los consumidores no residenciales	30 millones	100

Fuente: ENEDIS (2016a).

La red opera en tres niveles:

- El sistema principal de transmisión y de interconexiones, que transporta grandes cantidades de energía a 440 kV o a 225 kV, a grandes distancias, en lo que pudiera denominarse "autopistas de energía".
- Las redes de sub-transmisión regional, que distribuyen energía entre las regiones, y abastecen de electricidad a las redes de distribución públicas y a consumidores a gran escala, a 225 kV, 90 kV y 63 kV.
- Las redes de distribución a 20 kV y 400 V, que abastecen de electricidad a los consumidores finales a voltaje medio (medianos negocios) o a bajo voltaje (hogares, sector terciario e industria ligera).

RTE posee y opera la red pública de transmisión, que tiene una longitud total de cerca de 100.000 kilómetros.

Las redes de distribución son de propiedad de las municipalidades, y pueden ser operadas por municipalidades o departamentos, o por un operador del sistema de distribución.

ENEDIS y otras 160 compañías de distribución local comparten la responsabilidad de operar esa red pública de distribución. ENEDIS (creada en enero de 2008) maneja el 95% de la red de distribución en la Francia continental.

Cada día, sus 38,507 empleados llevan a cabo la operación, el mantenimiento y el desarrollo de cerca de 1.4 millones de km de red.

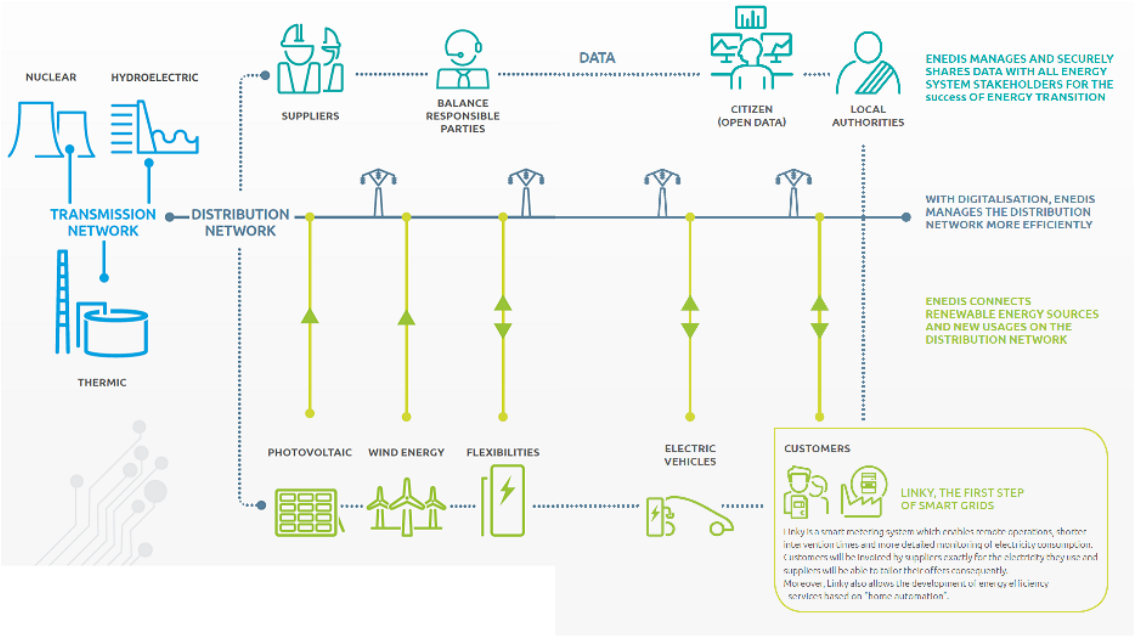


Gráfico 2. ENEDIS: un operador activo del sistema de distribución. Fuente: ENEDIS (2019).

La existencia de rentas de escasez asociadas a la generación nuclear (que terminaba siendo pagada por un valor mayor a su costo) generó grandes discusiones acerca de la apropiación de esas rentas, que llevaron a la promulgación en 2010 de la Nueva organización del mercado eléctrico (NOME), que estableció, a partir de 2011, un mecanismo de acceso a la energía nuclear para todos los comercializadores, el denominado ARENH, según el cual los competidores de EDF (Electricidad de Francia, la empresa propietaria de la generación nuclear) pueden comprarle energía a un precio controlado, que sólo tiene en cuenta los costos históricos de las plantas nucleares existentes.

ARENH es pues una solución de compromiso, que busca promover la competencia al tiempo que se mantienen para los consumidores precios consistentes con el bajo costo de la energía nuclear ya instalada.

El esquema ARENH entró en vigencia en julio de 2011, y de acuerdo a él, EDF vendería hasta 100 TWh a sus competidores (25% de la capacidad nuclear entonces existente) a un precio de €40/MWh, que cubría los costos de operación (aprox €25/MWh), los costos de capital sobre la inversión no amortizada (€6/MWh) y costos de la nueva inversión para extender la vida de los activos otros 40 años (€8/MWh), pero que no incluye los costos de nueva inversión, ni los costos ya amortizados de la inversión ya realizada. La tarifa se elevaba €42MWh en 2012, precio al que está hoy y que es actualmente más bajo que el costo de generar con combustibles fósiles, lo que ha hecho que la demanda sea superior a 100TWh. Las compras ARENH van acompañadas del certificado de capacidad, lo que hace que puedan generarse rentas al comprador en esos mercados de capacidad.

Como ya se señaló, para 2019, hay demandas por 133 TWh de poder nuclear bajo al sistema ARENH. El precio mayorista está por encima del precio de las compras ARENH, así como el precio de los contratos, desde abril de 2019 (REUTERS, 2018).

De la legislación reciente se destacan la ley 2015-992, que determinó la transición hacia el crecimiento verde (transición energética), creando un esquema de FiP (*Feed-in-premium*) y estableciendo las metas de reducir en un 40% las emisiones para 2030 y elevar al 32% la participación de renovables en la generación eléctrica para 2030 y la ley 2017-227, que determina el marco legal para el auto-consumo.

La transición energética de 2015 planteaba:

- Reducir la participación de la energía nuclear del 75% al 50%, para 2030[6].
- Reducir consumo primario de energía fósil en 30% en 2030 respecto a 2012.
- 32% la meta para la participación de renovables en el consumo final de energía en 2030.
- Reducir el consumo final en 20% para 2020 y 50% para 2050.
- Elevar el precio de la tonelada de carbón a €56 para 2020 y €100 para 2023.

El Cuadro No. 4 resume las metas vigentes, según la última revisión del Plan Energético Multianual (PPE), publicada en febrero de 2019.

Cuadro 4. Objetivos de la transición energética en Francia. Revisión PPE 2018

Objetivo	**Meta 1**	**Meta 2**
Reducción en emisión de gases de efecto invernadero	14% entre 2016 y 2023	30% entre 2016 y 2028
Reducción en consumo final de energía	7% entre 2016 y 2023	14% entre 2012 y 2028
Reducción de consumo primario de combustibles fósiles	20% entre 2016 y 2023	35% entre 2012 y 2028
Aumento de consumo de renovables en calefacción	25% entre 2016 y 2023	40%-60% entre 2016 y 2028
Producción de Gas renovables (Biogás inyectado)	De 14 a 22 TWh en 2028	
Incremento en capacidad instalada para generación con renovables	50% entre 2017 y 2023	100% entre 2017 y 2028
Capacidad de generación nuclear para electricidad	4 a 6 reactores cerrados para 2018	50% de participación en 2035 cerrando 14 reactores
Crecimiento económico	1,3% adicionales en 2023	1,9% adicionales en 2028
Empleo	246 mil empleos adicionales para 2023	413 mil empleos adicionales para 2028
Ingresos disponibles de los hogares	1,1% para 2023	2,2% adicionales en 2028

Fuente: MTES. (2019).

[6] Hay dudas sobre la fecha en que se pueda alcanzar esa meta. Esa reducción (dijo el ministro Hulot el año pasado) podría poner en riesgo la meta de reducir los gases de efecto invernadero en 40% para 2030.

El PPE (plan energético multianual) representará para los ciudadanos:

- La renovación de 2.5 millones de viviendas (renovaciones eficientes o altamente eficientes).
- El reemplazo de 10,000 sistemas de calefacción a carbón (la mitad de los restantes) y 1 millón de calderas a gasoil (de los 3,5 millones restantes) por medio de producción de calor renovable o calderas de gas con especificaciones de eficiencia energética muy altas.
- 9.5 millones de viviendas calentadas con eficientes quemadores de leña.
- 1.2 millones de autos eléctricos privados en las carreteras (eléctrico e híbrido recargable) y 100,000 puntos de carga públicos.
- 1 millón de franceses que recibirán ayuda para cambiar su vehículo.
- 20,000 camiones de gas en las carreteras.
- Todo el territorio francés cubierto por una autoridad organizadora de movilidad para diseñar soluciones que satisfagan las necesidades de los ciudadanos.
- 3,4 millones de viviendas equivalentes conectadas a una red de calor.
- Todas las plantas de energía eléctrica que funcionen únicamente con carbón se cerrarán.
- 2 reactores nucleares apagados (Fessenheim);
- 65.000 a 100.000 sitios fotovoltaicos de autoconsumo.

Desde el 1 de enero de 2018, los hogares cuyo ingreso anual gravable per cápita sea inferior a € 7,700 pueden ser elegibles para un cupón de energía, que se puede utilizar para pagar una factura de la energía, pagar el costo del hogar o para cubrir los costos de renovación de la energía en el hogar.

Al 30 de junio de 2018, el 78% de los sitios residenciales y no residenciales estaban pagando la tarifa regulada, con el 22% pagando tasas de mercado (20% con proveedores alternativos). Alrededor del 36% de la electricidad utilizada se suministró a la tarifa regulada, y el 64% se suministró a precios de mercado (33% con proveedores alternativos).

3. Funcionamiento del Mercado

Matriz energética del sector eléctrico.

El Gráfico 3 ilustra la capacidad de generación y la generación efectiva para 2015-2016:

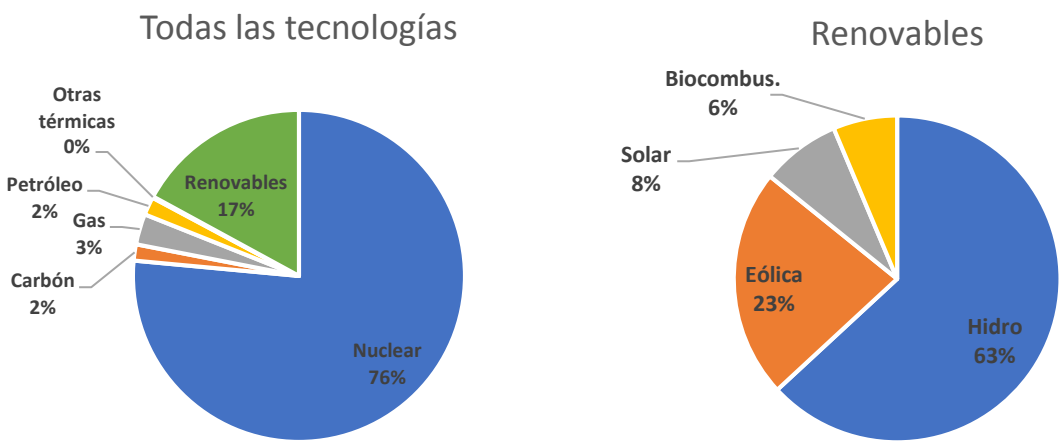


Gráfico 3. Generación de electricidad en 2015 – 545 TWh. Fuente: Kraft (2017).

En una perspectiva de tiempo amplia, la capacidad instalada por tipo de combustible ha evolucionado como lo ilustra el Cuadro 5.

Cuadro 5. Capacidad eléctrica instalada (MW). 1990-2017.

	1990	2000	2010	2017
Capacidad de electricidad instalada	103336	114518	124138	133100,8
Combustibles fósiles	22673	25923	28411	21907
Nuclear	55750	63183	63130	63130
Hidro	24673	25154	25425	25706
Eólica	0	38	5912	13512,3
Solar	0	7	1044	8610,4
Geotérmica	0	0	0	15,9
Mareomotriz	240	213	216	218,9
Otras	0	0	0	0

Energía solar y eólica				
Capacidad acumulada - MW	0	45	6956	22122,7
Participación en la capacidad total	0%	0%	6%	17%

Fuente: European Commission (2018).

Aunque la participación de energías renovables no convencionales (eólica y solar) representa ya el 16.6% de la capacidad instalada, la energía nuclear sigue siendo dominante, como fuente de generación. De allí la meta de reducir su participación en la generación al 50% en 2035, cerrando para entonces 14 reactores, e impulsando a cambio energías renovables.

En marzo de 2019, la generación renovable (incluyendo hidro-generación) representó el 25% de la generación, pero el acumulado del año muestra un decrecimiento de dicha generación del 11%, como lo muestra el Cuadro 6.

Cuadro 6. Generación por tipo de fuente en Francia.

	Marzo de 2019				Año hasta la fecha			2018	
	GWh	cambio (1)	cambio (2)	Participación	2019	2018	cambio	GWh	Participación
Térmica convencional	5726	-16,5%	-8,4%	-10,8%	19648	20028	-1,9%	59007	11%
Carbón	178	-89,4%	-68,0%	-0,3%	1591	4378	-63,7%	11739	2%
Petróleo	332	-14,2%	-0,6%	0,6%	1015	1074	-5,5%	3752	1%
Gas natural	3396	-0,2%	-20,3%	6,4%	13041	10056	24,1%	29259	5%
Combustibles renovables	1377	30,5%	65,8%	2,6%	3028	3081	-1,7%	10789	2%
Otros combustibles	443	30,5%	65,8%	0,8%	973	990	-1,7%	3468	1%
Nuclear	35498	-0,5%	-1,6%	66,7%	111746	112877	-1,0%	393156	70%
Hidro	5642	-24,1%	2,2%	10,6%	16607	22542	-26,3%	70963	13%
Eólica	4916	54,4%	71,8%	9,2%	11024	10169	8,4%	28581	5%
Solar	1304	57,2%	41,4%	2,5%	2736	1737	57,5%	10735	2%
Geotérmica	9	33,4%		0,0%	28	21	33,4%	84	0%
Otras renovables	43			0,1%	129	129		515	0%
No especificado	56			0,1%	168	168		674	0%
Renovables	13291	5,9%	30,5%	25,0%	33551	37679	-11,0%	121668	22%
No renovables	39903	-3,9%	-4,0%	75,0%	128535	129992	-1,1%	442047	78%
Producción neta total	53194	-1,7%	2,8%		162086	167671	-3,3%	563715	
Importaciones (+)	673	-66,1%	-32,4%		4515	4790	-5,7%	13298	
Exportaciones (-)	7490	40,2%	14,7%		18122	18551	-2,3%	76587	
Electricidad ofertada (=)	46378	-8,6%	0,3%		148479	153910	-3,5%	500426	
Perdidas y otros (-)	4163	-9,5%	21,7%		14187	14592	-10,5%	46453	
Electricidad consumida (=)	42214	-8,4%	0,8%		134292	139318	-3,6%	453973	

(1) mes actual a mes del año pasado
(2) mes a mes
Fuente: IEA (2019).

Estructura de Mercado.

La estructura de los mercados se resume en el Gráfico 4[7]:

[7] Ver Anexo 2 para una descripción detallada de los mercados.

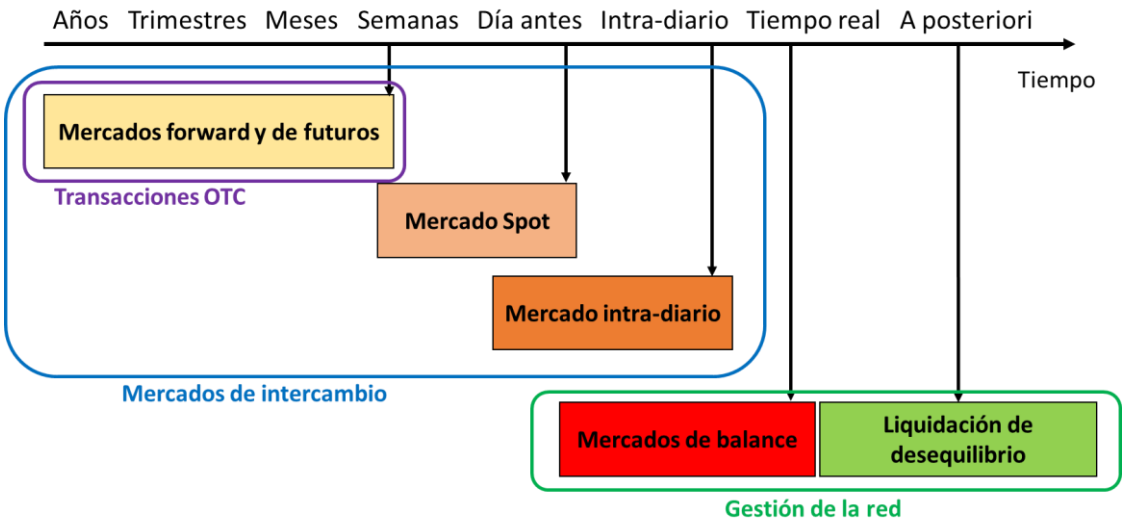


Gráfico 4. Estructura del mercado de electricidad de Francia. Fuente: De Latour (2016).

En el día D-1, se determina el equilibrio global, teniendo en cuenta tanto el mercado de bolsa, como los mercados de contratos.

En tiempo real (desde segundos, hasta unas horas antes) se producen perturbaciones de ese equilibrio, por salida de operación de alguna unidad generadora, por errores en el pronóstico de consumo o de producción, o por congestión de la red.

Dado que la electricidad no es fácilmente almacenable, el sistema debe ser equilibrado. El operador del sistema (RTE) tiene dos medios: las reservas operativas y el mecanismo de balance.

Una reserva operativa es una generación que puede ser activada con una notificación de corto plazo. En Francia, se clasifican en primarias (dispositivo automático, con respuesta en menos de 30 segundos, hasta 500 MW), secundaria (automática, respuesta hasta en 3 minutos, hasta 600 MW), o terciaria (manual, tiempo de respuesta hasta 15 minutos, 1.500 MW aproximadamente).

El mecanismo de balance, por su parte, enfrenta las diversas contingencias que puedan presentarse. En operación desde 2003, el mecanismo debe enfrentar diversos desbalances: los que se dan por diferencias entre la generación pronosticada y el consumo; los asociados a fallas de generación; o aquellos relacionados con fallas en la interconexión. El sistema opera a través de BRPs (Balance Responsible Party), que presentan ofertas para incrementar la producción o reducir el consumo. RTE selecciona las ofertas basado en precedencia económica, así que a cada participante se le asigna una responsabilidad de balance, que debe cubrir con una transacción (inyección o retiro) en el mercado.

A posteriori, cada entidad responsable recibe la factura de sus desbalances (De Latour, 2016). La fórmula está basada en el precio spot y en el costo de la generación.

Así, RTE dispone de un stock de recursos disponibles para ser usados cuando se requiera: recursos de generación o de consumidores dispuestos a reducir su demanda (respuesta de la demanda), que pueden reaccionar en menos de dos horas. El costo es trasladado al responsable del desbalance. La respuesta de la demanda, opera de dos formas:

- Disminución voluntaria de la carga por grandes consumidores, a cambio de una remuneración.
- Distribución de la disminución de carga entre varios individuos, que acuerdan voluntariamente consumir menos electricidad, y están coordinados por un operador de manejo de carga[8].

Para el equilibrio general del mercado operan también mecanismos de subastas y acople de mercados para impulsar la conexión transfronteriza.

El funcionamiento del mercado eléctrico francés ha permitido un estándar bajo de precios, en relación de la Unión Europea, como lo ilustran el Gráfico 5 y el Cuadro 7.

[8] Está en prueba un sistema que permite valorar la reducción de consumo directamente en el mercado.

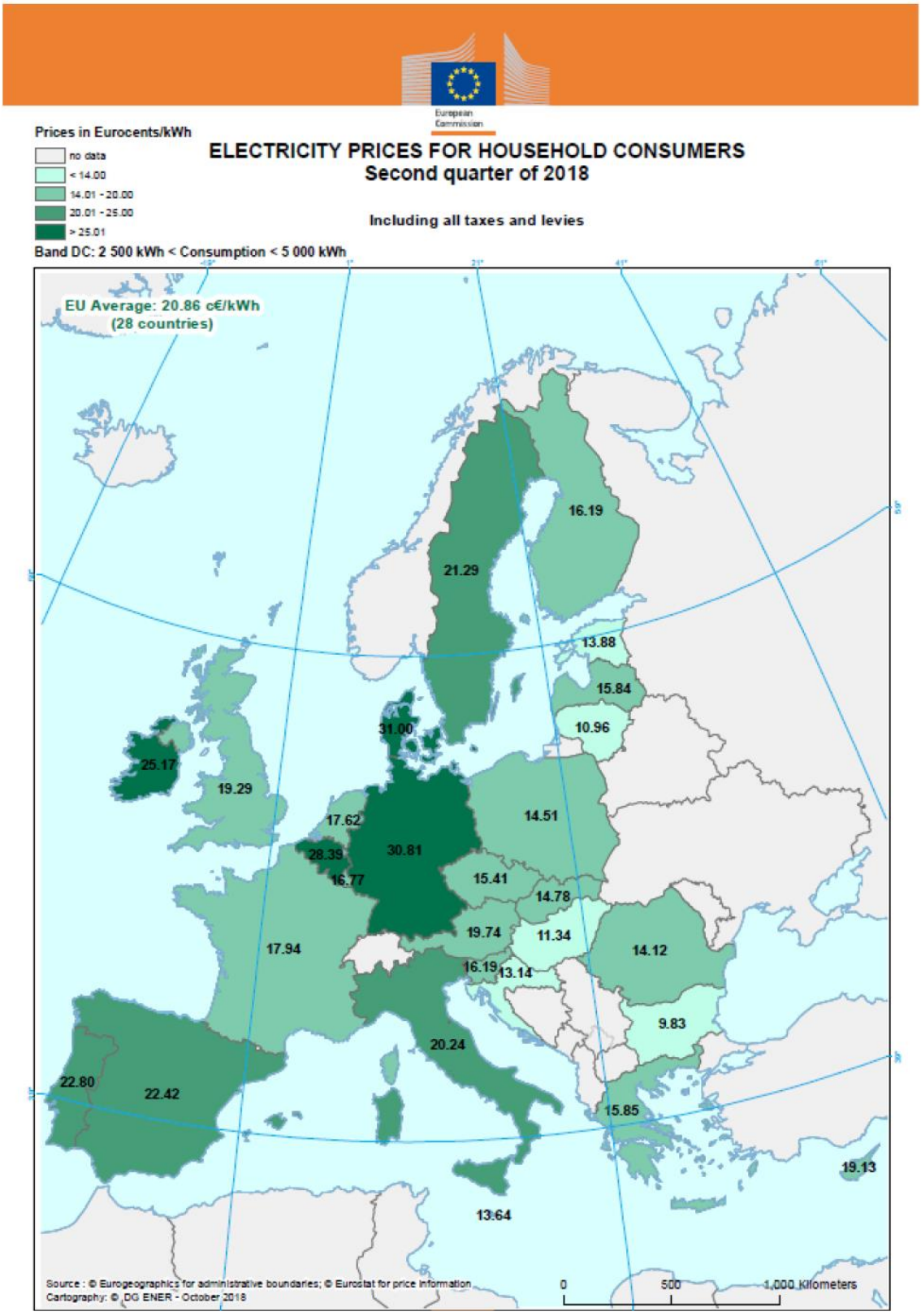


Gráfico 5. Precios electricidad al consumidor. Europa. (Eurocents/kWh). Fuente: European Commission (2019).

Cuadro 7. Precios al consumidor. Europa. (Euro/kWh).

	RESIDENCIALES			NO RESIDENCIALES		
	2016S2	2017S2	2018S2	2016S2	2017S2	2018S2
EU-28	0.2038	0.2042	0.2113	0.1129	0.1118	0.1149
Euro area	0.2179	0.2175	0.2242	0.1195	0.1184	0.1192
Belgium	0.2745	0.2877	0.2937	0.1158	0.1087	0.1142
Bulgaria	0.0938	0.0983	0.1005	0.0788	0.0790	0.0846
Czechia	0.1421	0.1488	0.1586	0.0732	0.0710	0.0721
Denmark	0.3084	0.3010	0.3123	0.0936	0.0846	0.0788
Germany	0.2977	0.3048	0.3000	0.1492	0.1514	0.1516
Estonia	0.1238	0.1319	0.1418	0.0896	0.0846	0.0924
Ireland	0.2338	0.2355	0.2539	0.1245	0.1241	0.1349
Greece	0.1723	0.1620	0.1646	0.1115	0.1190	0.1059
Spain	0.2284	0.2177	0.2477	0.1029	0.1032	0.1098
France	**0.1711**	**0.1756**	**0.1799**	**0.0903**	**0.0920**	**0.0889**
Croatia	0.1331	0.1236	0.1321	0.0877	0.0920	0.1013
Italy	0.2261	0.2080	0.2161	0.1556	0.1449	0.1434
Cyprus	0.1621	0.1826	0.2183	0.1295	0.1392	0.1811
Latvia	0.1624	0.1582	0.1511	0.1201	0.1159	0.1047
Lithuania	0.1171	0.1107	0.1097	0.0882	0.0825	0.0899
Luxembourg	0.1698	0.1618	0.1691	0.0858	0.0803	0.0846
Hungary	0.1125	0.1134	0.1118	0.0796	0.0779	0.0822
Malta	0.1274	0.1298	0.1306	0.1399	0.1364	0.1356
Netherlands	0.1592	0.1556	0.1707	0.0805	0.0764	0.0809
Austria	0.2010	0.1978	0.2012	0.1004	0.0997	0.1011
Poland	0.1352	0.1451	0.1396	0.0815	0.0862	0.0884
Portugal	0.2298	0.2230	0.2293	0.1132	0.1147	0.1170
Romania	0.1233	0.1289	0.1317	0.0771	0.0786	0.0866
Slovenia	0.1629	0.1613	0.1638	0.0832	0.0784	0.0866
Slovakia	0.1537	0.1442	0.1462	0.1112	0.1113	0.1201
Finland	0.1545	0.1599	0.1698	0.0694	0.0676	0.0707
Sweden	0.1962	0.1993	0.1990	0.0656	0.0647	0.0727
United Kingdom	0.1831	0.1856	0.2024	0.1278	0.1246	0.1423
Iceland	0.1478	0.1518	0.1457	0.0652	:	:
Liechtenstein	0.1747	0.1618	:	0.1479	0.0773	:
Norway	0.1631	0.1605	0.1907	0.0813	0.0703	0.0872
Montenegro	0.0970	0.1003	0.1030	0.0782	0.0770	0.0805
North Macedonia	0.0828	0.0811	0.0787	0.0521	0.0561	0.0675
Albania	0.0835	0.0856	0.0910	:	:	:
Serbia	0.0654	0.0695	0.0709	0.0470	0.0751	0.0719
Turkey	0.1205	0.0959	0.0857	0.0725	0.0601	0.0621
Bosnia and Herzegovina	0.0844	0.0864	:	0.0607	0.0614	:
Kosovo (³)	0.0592	0.0654	0.0638	0.0771	0.0758	0.0733
Moldova	0.0923	0.1013	0.1029	0.0778	0.0852	0.0787
Ukraine	0.0320p	0.0383	0.0410	:	:	0.0618
Georgia	:	:	0.0741	:	:	0.0564

Fuente: Eurostat (2019).

4. Políticas de expansión del mercado

El desarrollo más importante de mercado en Francia en los últimos años es el Mercado de capacidad. Su justificación tiene que ver con lo que se denomina el problema de la falta de dinero ("*missing money problem*"): "A menudo se dice que los mercados mayoristas competitivos de electricidad sufren un problema de "falta de dinero". Esto se refiere a la idea de que, por diversas razones, los precios de la energía en estos mercados pueden no reflejar completamente el valor de la inversión en los recursos necesarios para satisfacer las expectativas de los clientes de un servicio eléctrico confiable. Mientras que el análisis detrás de estas afirmaciones a menudo es confuso, puede haber preocupaciones legítimas sobre la calidad de la implementación de los mercados de electricidad y si los precios en estos mercados reflejan adecuadamente la demanda de confiabilidad. La posibilidad de que el mercado "falte" dinero puede, a su vez, impedir la inversión necesaria (Hogan, 2017).

Un mercado de sólo precio no garantizaría seguridad del abastecimiento, ante la alta volatilidad de los picos de demanda. El aumento de la generación renovable, de bajo

costo marginal, agravaría el problema, porque es posible que no se alcancen los precios marginales que se requerirían para incentivar la generación de emergencia que atendería los picos de demanda, ya que la generación por renovables se intercala obligatoriamente en los primeros escalones de la curva de demanda, desplazando los demás escalones a la derecha, y generando un equilibrio de precio inferior al que se alcanzaría en ausencia de generación renovable. Ello afectaría la rentabilidad de las plantas que pudieran garantizar el abastecimiento en condiciones críticas de demanda, generando por ello la necesidad de mecanismos de capacidad.

Así, un gran tema reciente en Francia ha sido el del mecanismo de capacidad: un mecanismo que incentiva la inversión de los agentes en generación o en ahorro de energía, y por el que son recompensados en proporción a los beneficios por las autoridades locales.

En la discusión pública tuvo gran impacto el incremento en los últimos años del consumo eléctrico en los inviernos, que ha elevado el riesgo de que la capacidad instalada de energía sea insuficiente para atender la demanda pico en esos períodos (ver Gráfico 6). Paralelamente, la capacidad de los mercados de energía para enviar señales adecuadas para propiciar la inversión necesaria para mantener la seguridad de la oferta ha sido cuestionada (RTE, 2018a).

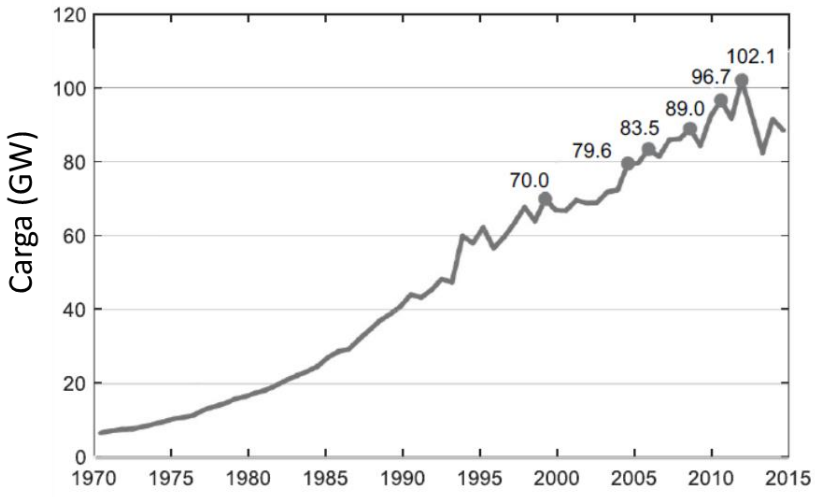


Gráfico 6. Picos de demanda. Fuente: Kraft (2017).

Para evitar los riesgos de abastecimiento, el gobierno aprobó en noviembre de 2016 un mecanismo de capacidad, para entrar en vigor en 2017, y dirigido, de una parte, a modificar el comportamiento del consumo en esos períodos, y de otro, a estimular las inversiones en capacidad de generación.

De acuerdo con ese mecanismo, a los proveedores de energía se les asigna ahora una obligación de capacidad cada año. Tienen por ello que asegurarse de disponer de la capacidad suficiente para prever el consumo final de sus clientes en los períodos

pico definidos por el regulador.[9] La disponibilidad de esa capacidad debe demostrarse mediante "certificados de capacidad", que son vendidos por los generadores, incluyendo los generadores de energía nuclear. Los certificados de calidad (por el equivalente a 0.1 MW), pueden intercambiarse mediante subastas o en el mercado OTC.

Los proveedores incluyen el costo de los certificados en la fórmula de precio para el consumidor final, lo que busca desincentivar el consumo, porque se liquida de acuerdo con el perfil de consumo en los períodos pico de los días definidos como PP1, pero al tiempo, se constituye en una fuente de ingresos para los productores, lo que incentiva la inversión.

La Comunidad Europea mantiene sus reservas respecto a los mecanismos de capacidad, y recomienda que en su implementación se adopten tiempos y cantidades limitadas, y que se eleven los techos de precio en los mercados de energía, hasta el valor estimado de la carga perdida. Pero, aun así, aprobó el mecanismo, con las reservas mencionadas[10].

La CRE publicó, en diciembre de 2016, los precios administrados de referencia para el mecanismo de capacidad, para el período 2017-2020, que se resumen en el cuadro 8.

Cuadro 8. Precios administrados de referencia para el mecanismo de capacidad

Año de entrega	Precio administrado (Euro/MW)
2017	20000
2018	40000
2019	40000
2020	60000

Fuente: CRE (2019).

Después de que las capacidades han sido efectivamente entregadas, se pagan los incentivos al final del período, asegurando que las partes comprometidas han cumplido sus compromisos. Un mercado secundario de garantía de capacidad se ha organizado a través de EPEX SPOT. La primera subasta tuvo lugar en diciembre de 2016.

Un estudio reciente de evaluación del mecanismo, de la RTE (2018b), concluye que "El mecanismo de capacidad es una solución económicamente efectiva en términos

[9] El regulador define cerca de 12 días al año como días crítico, PP1

[10] La polémica sobre mercados de capacidad es mayor, después del paquete "de energía limpia", que propone imponer límites de tiempo, cantidad y metas al mecanismo, y solicita preferentemente elevar el *Price cap* hasta el VoLL (*Value of Lost Load*), lo que sería la solución a los riesgos de seguridad del abastecimiento. La aprobación a Francia: por 10 años.

de costos para la sociedad y en particular de costos para el consumidor, para garantizar la seguridad del suministro. Su introducción por naturaleza lleva al cumplimiento del objetivo de seguridad de suministro establecido por las autoridades públicas (expectativa de 3 horas de pérdida de carga por año), mientras que un mercado de solo energía con un precio máximo de € 3,000 / MWh llevaría a largo plazo a un deterioro significativo en la seguridad del suministro, lo que resultaría en una pérdida de carga esperada de 10 horas por año (...) Al reducir el volumen de carga perdida por un lado y reducir el riesgo financiero en los ingresos por capacidad y, por lo tanto, al mejorar las condiciones de financiamiento para los inversores, el mecanismo de capacidad aumenta el bienestar social en varios cientos de millones de euros por año, lo que beneficia esencialmente al usuario final" (RTE, 2018a).

5. Políticas para participación de los consumidores en el mercado

La ley 312 de 2013 introdujo en el código francés de energía nuevos artículos relacionados con la venta de reducción de demanda en mercados eléctricos y en el mecanismo de balance. El sistema (denominado NEBEF, *Notification d'Échange de Blocs d'Effacement*) cuenta, a julio de 2019, con 12 operadores reconocidos. En 2016 se transaron 10.313 MWh a través del sistema. En 2017, cuando se puso en marcha el nuevo mecanismo de capacidad, éste fue abierto también a respuesta de la demanda. "El mecanismo de balance y los servicios auxiliares están abiertos a la respuesta de demanda agregada. Las cargas también pueden participar en el mercado del Día siguiente y, desde enero de 2017, en el mercado intradiario a través de NEBEF. La respuesta de la demanda también está permitida en el Mecanismo de Capacidad. El TSO francés ha estado ajustando los requisitos de los programas, para adaptarse mejor a las capacidades del lado de la demanda. La relación entre los agregadores y los minoristas/BRPs fue regulada y se implementó un marco estandarizado en 2013" (SEDC, 2017: pág. 80).

Francia es uno de los pocos ejemplos, si es que hay alguno en Europa (afirma el informe de la SECD), donde la tarifa promueve un programa de Respuesta a la Demanda basado en precios pico críticos. Bajo el esquema crítico de precios máximos, se solicita al consumidor que reduzca la demanda con una señal de aviso de 1 día para algunos días del año.

¿Qué tan grande es el mercado francés de respuesta de la demanda? Según Kraft, en 2017, sólo 3.5GW. Pero debe crecer en el futuro (si el mecanismo de capacidad provee los incentivos adecuados). La meta inicial es volver a 6GW (que fue el nivel a mediados de los 90) en 2023. RTE tiene que contratar algún volumen de respuesta de la demanda, mediante licitación. En 2018, se licitaron 2.2 GW con 300 MW reservados para participantes de menos de 1 MW (UFE, 2018).

"Desde 2003, los grandes consumidores industriales han participado en el mecanismo de balance, y desde 2007, se hicieron los primeros pilotos para introducir la carga agregada residencial al mecanismo. En 2014, por primera vez un

consumidor industrial proveyó su reducción de energía como FCR[11] o Reserva Primaria. Este programa, junto con el de Reserva Secundaria ha sido accesible a participación de cargas desde julio 1 de 2014" (SEDC, 2017: pág. 80).

La importancia de la respuesta de la demanda en el mercado francés está asociada a la estacionalidad de la demanda, que se ilustra en el Gráfico 7:

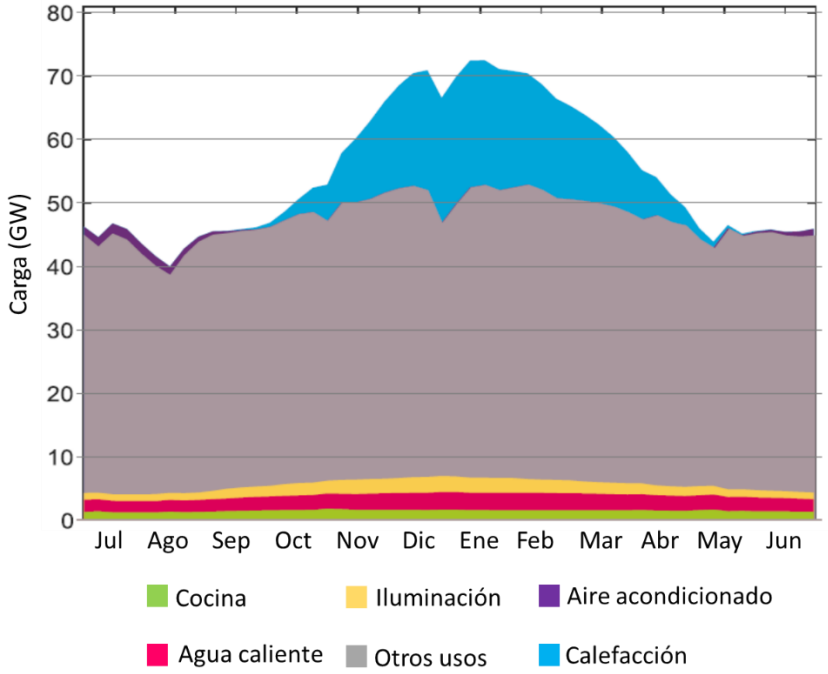


Gráfico 7. Estacionalidad del consumo en Francia por usos. Fuente: RTE (2018b).

6. Políticas para integración de renovables no convencionales

Entre 2012 y 2017, la normatividad relacionada con la transición energética fue masiva en Francia. Aunque la Ley de Transición Energética para el Crecimiento Verde de 2015 es la legislación emblemática de este período. En 2015, Francia lanzó su programa de transformación energética[12], para promover el crecimiento verde, reducir las emisiones de efecto invernadero y fortalecer la independencia energética del país. Temas: reducir el uso de energía nuclear, desarrollar fuentes renovables y mejorar la eficiencia energética (Mauger, 2018; Planete Energies, 2018; Tazi y Bouzidi, 2019). En el gráfico 8 puede observase los objetivos de la transición energética propuestos por el Ministerio de Ecología, Desarrollo Sostenible y Energía en 2014 (*Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie*).

[11] *Frecuency Containment Reserve.*
[12] Ley 992 del 17 de agosto de 2015.

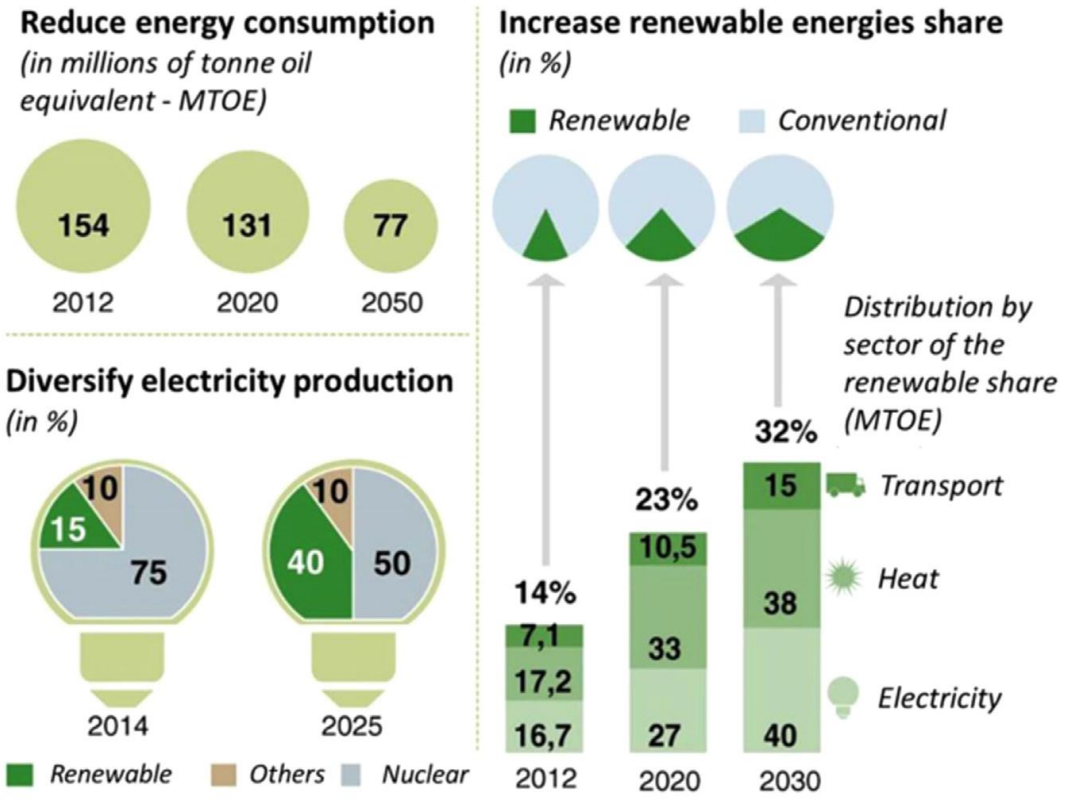


Gráfico 8. Objetivos de la transición energética. Fuente: Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, 2014. Mauger, 2018

Ello en concordancia con el cierre de plantas nucleares, como la planta de Fessenheim en Alsacia. La meta inicialmente planteada era pasar de 75% a 50% de participación de energía nuclear en 2025, pero el gobierno la ha aplazado para 2035, a fin de garantizar su consistencia con el logro de las metas acerca de emisiones de gases de efecto invernadero (ver Cuadro 4).

"De acuerdo con los escenarios establecidos por RTE, el operador que supervisa la red de transmisión y está a cargo del suministro eléctrico en general, la meta 2025 requeriría el cierre de 24 reactores (de los 58 en la red francesa). Incluso desarrollada en la mayor medida posible, la energía eólica y solar no serían suficientes para compensar el déficit, y el número de plantas de gas tendría que duplicarse. Como resultado, las emisiones de CO2 del sector eléctrico también se duplicarían" (Planete Energies, 2018).

En cuanto a la meta de renovables, se planteó alcanzar un 40% de generación eléctrica en 2030. Para 2020, según el SRCES (*Schémas Régionaux du climat, de l'air et de l'énergie*) se deberían alcanzar los niveles de capacidad presentados en el Gráfico 9.

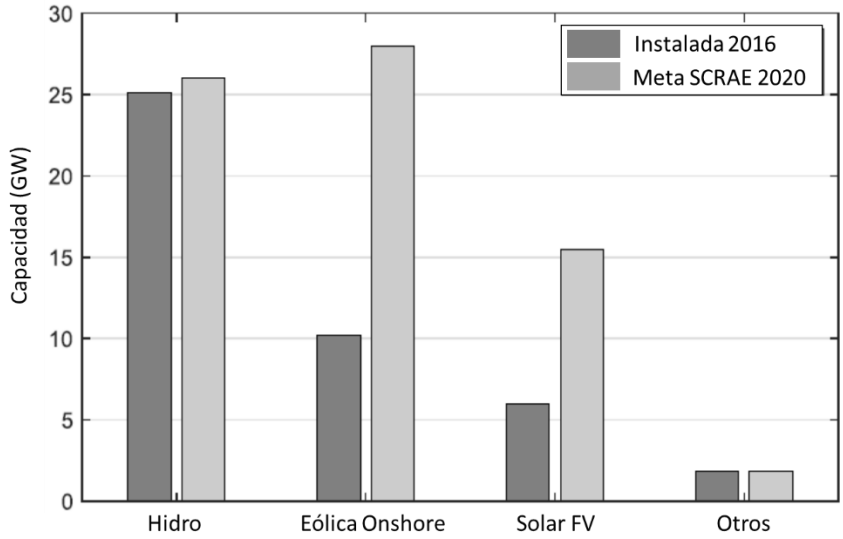


Gráfico 9. Metas de capacidad instalada 2020. Fuente: Kraft (2017).

Existen dos mecanismos de apoyo para fomentar el desarrollo de las energías renovables:

- Esquema de Prima de mercado: Esta es una prima pagada a los productores por Electricité de France para abordar la diferencia potencial entre el precio de mercado y el precio objetivo.
- Esquema de *Feed-in-Tarif*: Toda la electricidad es comprada por un comprador, que está obligado a hacerlo debido a una obligación de servicio público, a un precio sobre el precio de mercado. En 2012, los precios eran: €82/MWh para eólica terrestre; €200/MWh por eólica en el mar y €250–400/MWh para fotovoltaica.

Siguiendo a Guenaire et al. (2018), por la ley de transición energética, el mecanismo esencial es el primero, y aplica para:

- Plantas hidráulicas con capacidad instalada menor a 1 MW.
- Plantas térmicas a partir de residuos domésticos.
- Plantas que utilicen primordialmente biogas a partir residuos del tratamiento del agua, con una capacidad entre 500 kW y 12MW.
- Plantas que utilizan depósitos geotérmicos.
- Plantas de cogeneración y calor, a gas natural, hasta una capacidad de 1 MW.
- Plantas de energía eólica sin turbinas con una capacidad instalada superior a 3 MW y hasta 6 turbinas.

Para otro tipo de plantas, solo será posible solicitar un contrato de prima de mercado a través de un proceso competitivo. La frecuencia y volumen de la energía adjudicable a través de este tipo de contratos, se determinará de acuerdo con el programa multianual de energía.

Percebois (2013) señalaba que “hay pocas dudas de que la energía nuclear seguirá siendo el componente principal de la mezcla de electricidad francesa al menos hasta 2030. Sin embargo, la decisión sobre una política a largo plazo más allá de la década de 2030 es una pregunta abierta. Actualmente, más del 90% de la electricidad francesa se produce sin emisiones de CO2 (...) La mejor solución es una extensión de la esperanza de vida de los reactores existentes de 40 a 60 años, pero solo si se realizan inversiones de seguridad para aumentar la confianza del público”

No obstante, desde 2026, el proceso de envejecimiento de las plantas nucleares demandará gran inversión, como lo ilustra el gráfico 10. Ello pone de presente el inmenso reto francés, de hacer el tránsito de una economía sin emisiones basada en energía nuclear, a una economía basada en recursos renovables.

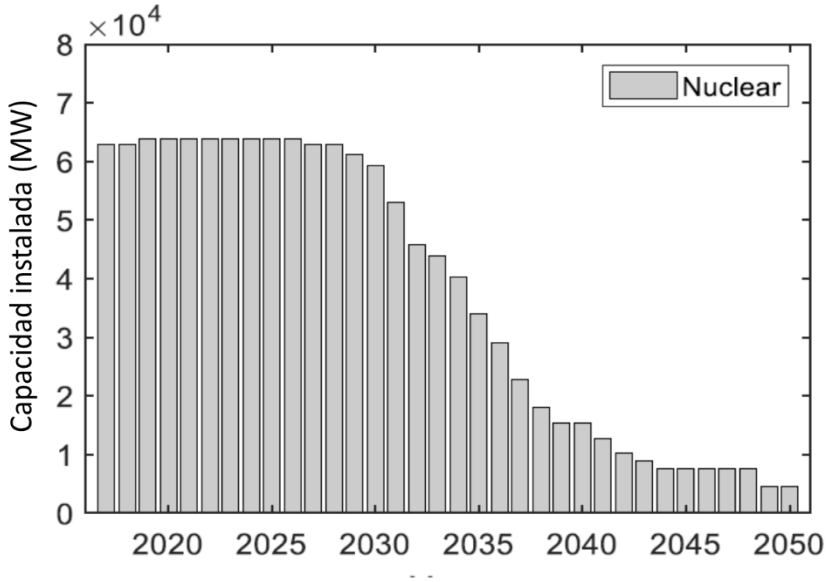


Gráfico 10. Evolución capacidad nuclear instalada en operación. Fuente: Kratf (2017).

Las nuevas políticas de precios introducidas bajo la supervisión de la CRE para la energía eólica francesa han demostrado ser no sólo rentables, sino que también han simplificado el procedimiento administrativo de los proyectos de energía eólica en Francia. También permitirá cumplir los objetivos energéticos franceses para 2020 y 2030. En el marco de las políticas presentadas para la energía eólica y solar francesa, el acuerdo de compra de energía privada se considera como la base futura para los próximos marcos de mecanismos de compensación e incentivo en Francia (Tazi y Bouzidi, 2019).

Otra fuente de energía renovable que se viene explorando en Francia es el hidrógeno cero en carbono. En este sentido es importante destacar el estudio realizado por Air Liquide et al. (2018), en el cual destacan el papel clave del hidrógeno cero en carbono en el cumplimiento de los objetivos de Francia a la luz del acuerdo climático de París (COP21). Este estudio establece que para el 2050, el hidrógeno podría representar el 20% de la demanda de energía en Francia, potencia 18% de vehículos,

y reducir las emisiones de carbono en un 55 millones de toneladas métricas. Pues el uso más amplio del hidrógeno ayudaría a reducir las emisiones de carbono y, por tanto, a reducir el calentamiento global.

7. Políticas de eficiencia energética

La evolución de los índices de eficiencia energética por sector en Francia se muestra en el Gráfico 11.

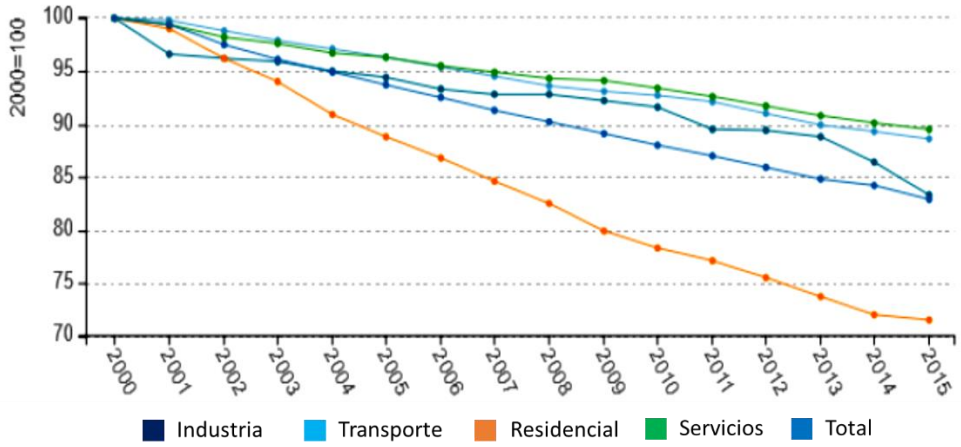


Gráfico 11. Índices de eficiencia energética por sectores. Francia. 2000-2015. Fuente: ODYSSEE-MURE (2019a).

Se destaca la eficiencia en el sector residencial, que ha mejorado a una tasa anual del 2.2%, debido a la regulación implementada sobre construcción y sobre aparatos eléctricos y la eficiencia en el sector industrial, medida a través del índice ODEX (Índice de eficiencia de la industria) que ha mejorado a una tasa anual del 1.2% (EEA, 2011).

Ello permitió que el consumo final energético se ubicara en cerca de 150 Mtoe en 2015. La meta adoptada en el tercer Plan nacional de acción en eficiencia energética (NEEAP, por sus siglas en inglés) es llegar a un consumo de 131 Mtoe en 2020. Para ese propósito, se diseñaron medidas transversales y sectoriales, que apuntan al uso eficiente de la energía.

Se destacan los Certificados de Ahorro de Energía (ESC) que obliga a los proveedores de energía y de combustibles a buscar determinadas metas de ahorro, lo que los obliga a su vez a propiciar acciones de reducción de consumo entre sus consumidores (ODYSSEE-MURE, 2019b); el fondo HEAT, para apoyar el uso de biomasas, energía geotérmica, energía solar y redes de calefacción; el código de construcción RT 2012, que requiere que toda nueva construcción esté cerca de los estándares de cero energía de la Unión Europea (menos de 50 kWh por metro

cuadrado año); el código de renovación de edificaciones, que aplica para toda construcción de más de 1000 m^2; y el impuesto al carbono, introducido en 2014 a un nivel de €7/tCO2 y elevado en la ley de transición energética a €56/tCO2 en 2020 y que deberá llegar a €100/tCO2 en 2030 (ODYSSEE-MURE, 2019c).

8. El desarrollo de las redes inteligentes en Francia

Tanto el operador de transmisión (RTE) como el principal operador de redes de distribución (ENEDIS) adelantan programas importantes de desarrollo de las redes inteligentes.

El gran programa de redes inteligentes (LINKY) de ENEDIS[13] prevé el despliegue masivo de un sistema de medidores inteligentes, que debe reemplazar 35 millones de medidores para 2021. Pero además incorpora un programa digital para impulsar el desarrollo de nuevas soluciones que se plasmó en 2018 en una hoja de ruta para la implementación de soluciones de redes inteligentes, tras haber analizado el resultado de cerca de 20 proyectos pilotos[14].

El programa incorpora, según ENEDIS (2016c), por lo menos seis grandes elementos: implementación de sensores y medidores inteligentes que den información precisa acerca del estado de la red y de los perfiles de consumo; desarrollo de software avanzado para localización de incidentes, autocorrección y control de voltajes; implementación de sistemas de intercambio de información, desde orígenes descentralizados; soluciones para la gestión activa desde los contadores (gestión de demanda y almacenamiento); desarrollo de herramientas de pronóstico, tanto de consumo, como de producción, y herramientas para simular posibles restricciones a nivel local; e implementación de equipo digitalizado avanzado en las subestaciones primarias y secundarias, con controles digitalizados de voltaje.

Las redes inteligentes permitirán, además, el desarrollo de los Planes Locales de clima y energía y posibilitarán a los proveedores de energía proponer precios y/o servicios sofisticados a los hogares, para manejar sus electrodomésticos.

El futuro energético en Francia se resume, según ENEDIS, en el Gráfico 12.

[13] LINKY es un medidor comunicacional inteligente. Es capaz de recibir órdenes y transmitir remotamente información. Se comunica con un Hub (un minicomputador instalado en una subestación, que está a la vez conectada al centro de supervisión de ENEDIS) (ENEDIS, 2016b).

[14] Ejemplos de proyectos pilotos: IssyGrid, Infini Drive, Houat and Hoedic, smart gride vendee, So grid, poste intelligent, Nice Grid, Watt and Moi, Venteea, Greenlys, Lyon Smart Communyty, Smart Electric Lyon y Solenn.

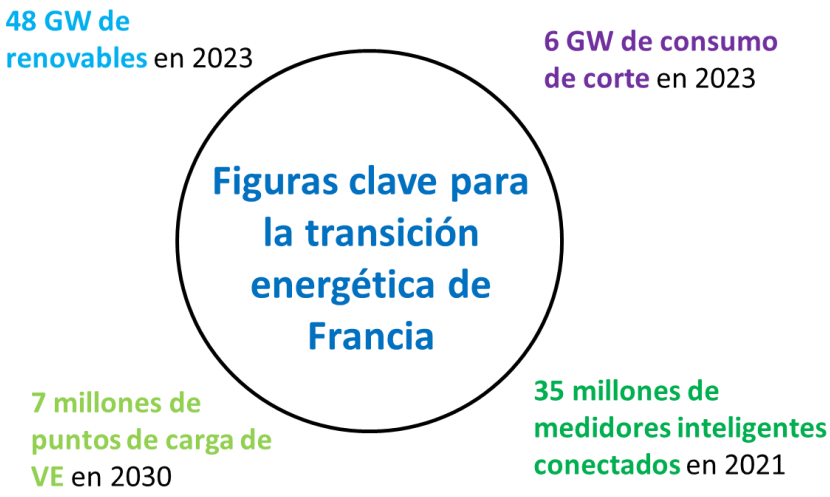


Gráfico 12. El futuro energético en Francia, según ENEDIS. Fuente: ENEDIS (2016c).

Algunas aplicaciones futuras en la mira de ENEDIS son:

- Pronosticar la generación fotovoltaica: cámaras para leer datos del cielo (brillo del sol, cobertura de las nubes) y combinarlos con pronósticos de tiempo y adecuada localización de los paneles ojo de pescado, para mejorar pronósticos (los márgenes de error son la sexta parte de los correspondientes a métodos tradicionales).
- Asesorar a Lyon para desarrollar la movilidad eléctrica (plan de instalación de estaciones de carga de vehículos eléctricos) y llegar a ser una ciudad inteligente. La energía como un componente de la política pública.
- Con Flexgrid, hacer de la región Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) el primer territorio de redes inteligentes en Europa.

El estudio de ENEDIS y ADEeF (2017) aborda el tema de la evaluación económica de las redes inteligentes valorando costos y beneficios de las siguientes funciones:

- extensión de capacidades de recuperación automática de la red, Costo: 600 mil euros; beneficios: 35 millones de euros.
- sistemas de planificación operativa. Costo: 24 millones de euros. Beneficios: 93 millones de euros.
- control de voltaje centralizado: costo 215 mil euros; beneficios 340 mil euros.
- control de potencia reactiva autoadaptativa de generación distribuida. Costo 60 mil euros; beneficio: 560 mil euros.
- reducción de potencia activa de generación distribuida: costo 150 mil euros. Beneficio: 770 mil euros.
- Mejorar la adaptación de la red a las características locales. Las mejoras se dan por poder integrar 220 MW por extensión de capacidades de recuperación y 720 MW por reducción de potencia activa. Beneficios de 22 y 65 millones, respectivamente

- uso de flexibilidad para aliviar restricciones de la demanda. Evaluable a nivel local, dependiendo de condiciones locales.

Los beneficios del desarrollo de SG son amplios y variados:

Para los consumidores finales:

- Tener fácil acceso a la información sobre su consumo real y poder administrarla mejor,
- Recibir facturas en función de su consumo real.

Para los proveedores de electricidad:

- Poder determinar la duración de sus períodos de facturación, en función del consumo real,
- Poder diversificar su oferta de precios y adaptarla más de cerca a las necesidades de sus clientes.

Para los productores de electricidad:

- Tener una mejor visibilidad en los períodos en que han producido electricidad,
- Poder utilizar equipos eléctricos simplificados, dado que Linky permite la medición tanto de su producción como de su consumo.

Para los administradores de red:

- Seguimiento de la calidad del suministro eléctrico en tiempo real.
- Reducir el tiempo de intervención durante las interrupciones,
- Realizar operaciones remotas (conexiones, ajustes de potencia, etc.),
- Desarrollar servicios para permitir el uso sostenible de la electricidad para todas las personas en Francia.

Para las autoridades locales:

- Tener una mejor visibilidad sobre el trabajo de refuerzo de la red a realizar,
- Ser informado sobre la calidad del suministro.

RTE (2019b), por su parte, adelanta también un ambicioso programa de redes inteligentes. Su hoja de ruta 2017-2020 incluye seis programas básicos:

- *Programa de gestión de activos*: con él, RTE busca generar e identificar avances científicos y técnicos que pueda usar de forma proactiva para preparar la gran cantidad de proyectos de reemplazo de equipos que se esperan para 2030 al idear soluciones alternativas para hacer frente al gasto de capital resultante. al mismo tiempo que mejora el rendimiento y las condiciones de trabajo para el personal de gestión de activos de RTE.
- *Programa de actualización de la infraestructura de red*: RTE está buscando actualizar las tecnologías y componentes de infraestructura de red de alto y ultra alto voltaje (HV y UHV) al mismo tiempo que estas tecnologías alcanzan

la madurez mediante el uso de simulación, maquetas, proyectos europeos, sistemas instalados en entornos simulados o reales para proyectos liderados por RTE o en conjunto con otras compañías. El objetivo es incorporar todo o parte de este trabajo en las especificaciones técnicas para el futuro despliegue de RTE.

- *Programa medio ambiente y sociedad*: RTE busca mejorar sus opciones tecnológicas y prácticas de trabajo para garantizar su sostenibilidad económica y ambiental en el sentido más amplio y en el futuro previsible.
- *Programa operativo de sistemas eléctricos*: RTE busca consolidar una estructura general de gestión del sistema que incluya dimensiones técnicas, explorar formas de adaptar el sistema al maximizar los beneficios de las nuevas oportunidades tecnológicas y optimizar la operación del sistema de la manera más rentable posible. para la comunidad, al mismo tiempo que mantiene los más altos estándares de seguridad operacional.
- *Programa red de transición de energía y programa de desarrollo óptimos*: RTE busca desafiar la base de los fundamentos técnicos y económicos, así como la política de riesgos que informa sus decisiones de inversión, a través de una coordinación y sincronización más sólidas de los marcos de tiempo de operación y mantenimiento.
- *Programa de perspectivas de futuro, economía y redes inteligentes:* RTE explorará las diferentes trayectorias a lo largo de las cuales podría desarrollarse el sistema eléctrico en respuesta a la llegada de instalaciones de generación descentralizadas, nuevos actores tecnológicos (almacenamiento, clientes generadores, vehículos eléctricos, redes de distribución activas) o actores institucionales (metrópolis, regiones), así como formas de desarrollar un enfoque de energía múltiple (interacciones entre redes eléctricas, redes de gas y redes de calefacción).

En estos programas, RTE invertirá 35 millones de euros anuales.

Referencias

Air Liquide, Alstom, Electricité de France, et al. (2018). French study on role of 'green' hydrogen in energy transition. *Fuel Cells Bulletin*, 5. 12. https://doi.org/10.1016/S1464-2859(18)30173-1

CRE. (2019). *Wholesale electricity market*. French Energy Regulatory Commission. Recuperado de: https://www.cre.fr/en/Electricity/Wholesale-electricity-market/Wholesale-electricity-market

De Latour, A. (2016). *Electricity markets*. Recuperado de: https://cermics.enpc.fr/~delmas/Enseig/levy-delatour-market.pdf

EEA. (2011). *Energy efficiency improvement (ODEX) in EU-27 countries*. European Environment Agency. Recuperado de: https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/energy-efficiency-index-odex-in-3

ENEDIS y ADEeF. (2017). *Economic assessment of smart grids solutions: analysis carried out by the distribution network operators.* Executive Summary 2017. Recuperado de: https://www.enedis.fr/sites/default/files/Synthese_Smart_Grids_version_anglaise.pdf

ENEDIS. (2016a). *The opening of the electricity market*. Recuperado de: https://www.enedis.fr/opening-electricity-market

ENEDIS. (2016b). *Linky, the communicating meter*. Recuperado de: https://www.enedis.fr/linky-communicating-meter

ENEDIS. (2016c). *Energy transition and smart grids*. Recuperado de: https://www.enedis.fr/energy-transition-and-smart-grids#onglet-smart-grids-key-features

ENEDIS. (2019). *About us*. Recuperado de: https://www.enedis.fr/english

European Commission. (2018). *EU commission DG ENER unit A4*. Recuperado de: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/countrydatasheets_june2017_update.xlsx

European Commission. (2019). *Quarterly report on European electricity markets 2018 Q2*. Recuperado de: https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis

Eurostat. (2019). *Electricity price statistics: electricity prices for household consumers*. Recuperado de: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers

Guenaire, M, Lienhardt, P., Dufour, T., y George. (2018). *Electricity regulation in France: overview*. Practical Law Country Q&A. Recuperado de: https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/7-629-7567?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1

Hogan, M. (2017). Follow the missing money: ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system. *The Electricity Journal*, 30(1), 55-61.

IEA. (2019). *Monthly OECD electricity statistics*. Recuperado de: https://www.iea.org/reports/monthly-oecd-electricity-statistics

Kraft, E. (2017). Overview French electricity system. En *Analysis and Modelling of the French Capacity Mechanism* (pp. 3-16). Springer Gabler, Wiesbaden.

Mauger, M. (2018). The voluminous energy transition legal framework in France and the question of its recognition as a branch of law. *Energy Policy*, 122, 499–505. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.013

MTES. (2019). *Multi annual energy plan*. Ministere de la Transition Ecologique et Solidaire. Recuperado de: https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/4pages_PPE_GB_DEF_Web.pdf

ODYSSEE-MURE. (2019a). *France profile*. Recuperado de: https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-trends-policies-profiles/france.html

ODYSSEE-MURE. (2019b). *FRA 45 energy saving certificates (ESC).* Recuperado de: http://www.measures-odyssee-mure.eu/public/mure_pdf/general/FRA1.PDF

ODYSSEE-MURE. (2019c). *HOU FRA 48 building codes "RT 2012".* Recuperado de: http://www.measures-odyssee-mure.eu/public/mure_pdf/household/FRA48.PDF

Percebois, J. (2013). The French paradox: competition, nuclear rent, and price regulation. En *Evolution of Global Electricity Markets* (pp. 59-91). Academic Press.

Planete Energies. (2018). *The energy transition in France*. Recuperado de: https://www.planete-energies.com/en/medias/close/energy-transition-france

REUTERS. (2018). *French power prices could soar next year: industry group*. Recuperado de: https://www.reuters.com/article/us-france-electricity-prices/french-power-prices-could-soar-next-year-industry-group-idUSKCN1NZ1MI

RTE. (2018a). *Impact assessment of the French capacity market*. Recuperado de: https://clients.rte-france.com/htm/an/mediatheque/telecharge/20180901_RTE_Capacity_Market_Impact_Assessment_Executive_summary.pdf

RTE. (2018b). *Electricity report 2017*. Recuperado de: https://www.rte-france.com/sites/default/files/rte_elec_report_2017.pdf

RTE. (2019a). Home page. Recuperado de: https://www.rte-france.com/en/accueil

RTE. (2019b). *Embody smart electricity: our R&D roadmap*. Recuperado de: https://www.rte-france.com/en/article/embody-smart-electricity-our-rd-roadmap

SEDC. (2017). *Explicit demand response in Europe: mapping the markets 2017*. Recuperado de: https://www.etip-snet.eu/sedc-report-2017-mapping-demand-response-europe-today/

Tazi, N. y Bouzidi, Y. (2019). Evolution of wind energy pricing policies in France: Opportunities and new challenges. 6th International Conference on Energy and Environment Research, ICEER 2019, 22-25 July University of Aveiro, Portugal. Energy Reports. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.09.050

UFE. (2018). *Demand response, a promising segment for the flexibility of the electricity system*. Union Française de l'Electricité. Recuperado de: https://ufe-electricite.fr/en/news/editorials/article/demand-response-a-promising-segment-for-the-flexibility-of-the-electricity

van der Veen, R. A., y Hakvoort, R. A. (2016). The electricity balancing market: Exploring the design challenge. Utilities Policy, 43, 186-194.

Anexo 1: Información adicional

	1990	2000	2010	2017
Electricity Production				
Gross Electricity Generation, by Fuel [TWh]	**420.75**	**539.95**	**569.15**	**561.46**
by fuel/product				
Solid fossil fuels, peat and products, oil shale and oil sands	31.47	27.00	23.36	12.64
of which hard coal	29.05	26.60	23.36	12.64
of which brown coal	2.42	0.41	0.00	0.00
Oil and petroleum products	8.67	7.17	5.52	7.39
Natural gas and manufactured gas	6.98	15.37	26.71	42.86
of which natural gas	3.03	11.51	23.76	40.44
Nuclear	314.08	415.16	428.52	398.36
Renewables and biofuels	59.33	74.17	83.01	97.74
Hydro	57.42	71.13	67.53	55.11
Wind	0.00	0.05	9.94	24.71
Solid biofuels and renewable wastes	1.34	2.17	3.44	5.60
Biogases	0.07	0.31	1.01	2.09
Liquid biofuels	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar	0.00	0.01	0.62	9.57
Geothermal	0.00	0.00	0.00	0.13
Tide, Wave and Ocean	0.50	0.51	0.48	0.52
Wastes non-RES	0.22	1.08	2.03	2.47
Other	0.00	0.00	0.00	0.00
by type of generation				
Main Activity Electricity Only	394.51	518.95	543.88	530.07
Main Activity CHP Plants	0.00	5.53	12.54	11.25
Autoproducer Electricity Only	25.09	5.32	7.41	10.73
Autoproducer CHP Plants	1.16	10.16	5.33	9.41

Main Energy Indicators	1990	2000	2010	2017
Primary Energy Intensity 2020-2030 [toe/M€'10]	149.0	136.1	127.5	110.4
Renewable energy indicators: share in gross final energy consumption				
Overall Renewable share (with aviation cap) [%]			12.7	16.3
RE-T - Renewable energy in Transport [%]			6.5	9.1
RES-E - Renewable Electricity Generation [%]			14.8	19.9
RES-H&C - Renewable Heating and Cooling [%]			16.2	21.4
Other energy indicators				
Energy Intensity [GAE/GDP2010]- toe/M€'10	160.1	146.9	136.3	118.7
Energy per Capita [GIC/pop] - kgoe/cap	4,002	4,229	4,171	3,832
Final Electricity per Capita - KWh per Capita	5,342	6,357	6,868	6,539
Import Dependency - %	52.2%	51.2%	48.7%	48.6%
Gross Inland Consumption by product - %				
Solid fossil fuels	8.7%	5.7%	4.4%	3.8%
Oil and petroleum products	38.0%	33.4%	30.3%	30.5%
Natural gas	11.3%	13.7%	15.6%	14.8%
Nuclear	35.2%	40.9%	41.0%	40.0%
Renewables and biofuels	6.6%	6.0%	8.2%	10.2%
Others (non-res waste, peat, oil shale and sands, manufacture	0.2%	0.4%	0.5%	0.6%
Gross Electricity Generation - %				
Solid fossil fuels, oil shale and sands, peat	7.5%	5.0%	4.1%	2.3%
Oil and petroleum products	2.1%	1.3%	1.0%	1.3%
Natural gas and manufactured gases	1.7%	2.8%	4.7%	7.6%
Nuclear	74.6%	76.9%	75.3%	71.0%
Renewables and biofuels	14.1%	13.7%	14.6%	17.4%
Others	0.1%	0.2%	0.4%	0.4%
Final Energy by sector - %				
Industry	23.9%	22.6%	19.0%	18.8%
Transport	30.3%	31.0%	29.8%	32.2%
Households	27.5%	27.9%	31.0%	28.8%
Services	14.8%	12.8%	16.5%	16.9%
Agriculture and Fishing	3.1%	2.9%	3.1%	2.9%
Other	0.4%	2.8%	0.7%	0.3%
CO2 emissions - National total (incl. int. aviation, withou	**409.23**	**430.33**	**405.75**	**363.71**
Fuel Combustion Activites	365.30	382.60	360.54	320.62
Industrial Processes and Product Use	31.49	29.83	25.79	22.33
Agriculture	1.77	1.83	1.81	1.94
Waste and Others	2.21	1.72	1.61	1.57
Indirect CO2	0.00	0.00	0.00	0.00
International aviation	8.46	14.36	15.99	17.25
International maritime transport	7.95	9.46	7.92	5.58
Main Emissions Indicators				
GHG national total emissions / index 1990	100.0%	101.9%	94.9%	86.6%
Total GHG per Capita - kg CO2 eq./cap	9.8	9.4	8.2	7.2
GHG Intensity of energy consumption - kg CO2 eq./toe	1,683.8	1,539.0	1,364.5	1,278.5
Total GHG - GDP Intensity - ton CO2 eq./M€'10	389.2	321.8	264.6	222.1

Fuente: European Commission (2018).

Anexo 2: Estructura de mercado y participantes

Esta sección toma información de CRE (2019). Entre los Participantes activos en el mercado mayorista se incluyen:

- Generadores eléctricos, que comercian y venden la producción de sus plantas de generación.
- Proveedores de electricidad, que comercian y obtienen electricidad para venderla a consumidores finales.
- Comercializadores, que compran para vender (o venden para comprar), lo que ayuda a la liquidez del mercado.
- Gestores de demanda o de reducción de carga, que administran las reducciones de consumo de sus clientes (o el consumo evitado).

Productos que se comercializan:

Los productos pueden ser comercializados en:

- En la bolsa energética.
- En mercados OTC, a través de un intermediario.
- En mercados OTC, directamente, sin intermedios.

Las transacciones pueden ser físicas o financieras, según impliquen o no la entrega física de electricidad en la red eléctrica francesa.

Dos tipos de productos pueden ser comercializados: productos spot, que se compran para entrega el mismo día o el día siguiente; o futuros, que se compran para entrega en un posterior momento dado del tiempo.

Dependiendo del mercado en cuestión, los productos spot son:

- Productos diarios (día siguiente) o productos de fin de semana, entregados como carga base (24/7) o en tiempos de carga pico (entre las 8 am y 8pm, de lunes a viernes).
- Por media hora, por hora o en bloques de varias horas.

El precio de referencia para las transacciones el contado es el precio en el mercado del día siguiente en la bolsa de intercambio EPEX.

En cuanto a los futuros, los agentes de mercado pueden firmar contratos de compraventa para abastecimiento de electricidad en semanas, meses, trimestres o años futuros, a un precio negociado en la fecha del contrato. Para facilitar esos contratos forward o futuros, se aplican a productos estandarizados, por ejemplo, el suministro de 1 MW de electricidad de carga base (durante todas las horas del mes) o de carga máxima (entre las 8 am y las 8 pm, de lunes a viernes). Los futuros representan el promedio de los precios spot esperados sobre un período de tiempo más largo, lo que los hace menos volátiles. Generalmente, se utilizan como base para determinar los precios pagados por los consumidores finales. Cuando los proveedores celebran contratos con los clientes, generalmente compran los

productos forward para cubrir la mayor parte de la electricidad que deben suministrar.

Para 2012 había 19 proveedores, de los cuales 9 hacían ofertas a 30.8 millones de clientes residenciales (consumiendo 145 TWh), de los cuales el 93.1% (representando 93.3% del consumo) a tarifas reguladas; y a 4.9 clientes no residenciales (285.8 TWh), de los cuales 86.6% a tarifas reguladas, representando el 56.6% del consumo no residencial.

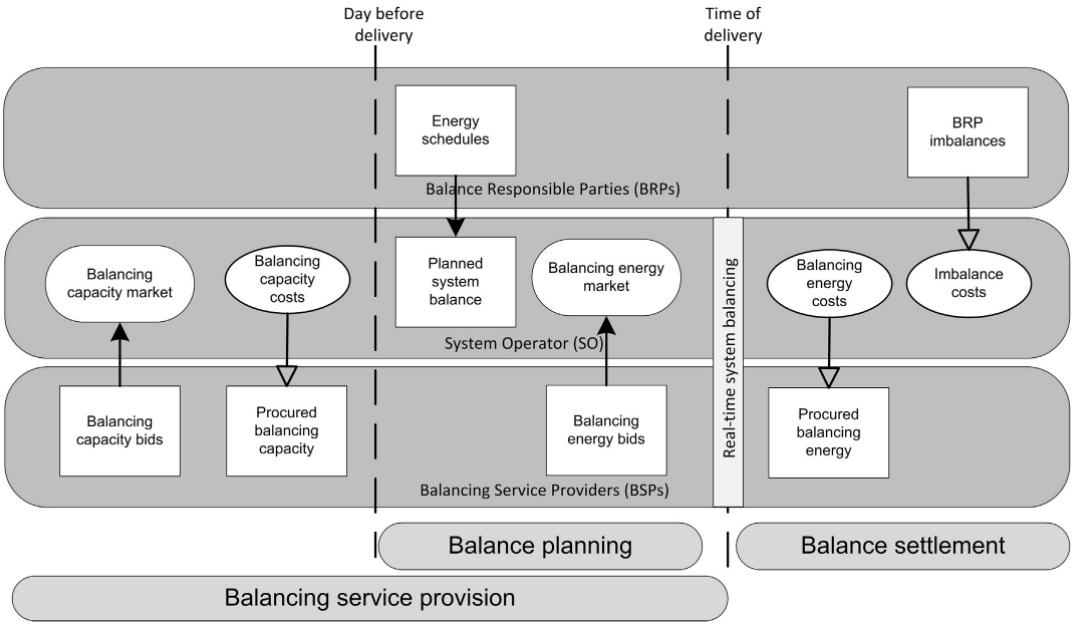
Anexo 3: Funcionamiento general de los mercados de balance

El manejo del balance es un servicio vital para la operación del sistema eléctrico (Van der Veen y Hakvoort, 2016). Se llama también "control de frecuencias". "Si el sistema sale de balance, la estabilidad de la energía y su calidad se deterioran, lo que puede disparar desconexiones o apagones". Después de la separación de segmentos, el tema se ha tornado más complejo, y ha obligado a proveer incentivo para que los agentes programen producciones y consumos y se adhieran a esos horarios, proveyendo servicios de balance.

"El *balancing market* es un acuerdo institucional que establece una gestión del equilibrio de mercado en mercados de electricidad desagregados" (Van der Veen y Hakvoort, 2016: pág 186). Completa los mercados, pero es complejo porque involucre transacciones físicas y financieras.

Los mercados de balance son un subconjunto de los mercados de servicios auxiliares.

En mercado de balance consiste en tres principales fases (planeación del balance, provisión de servicios de balance y liquidación de cuentas) y concierne a tres actores principales: el operador del sistema (SO), el proveedor de servicios de balance (BSP) y las partes responsables del equilibrio (BRP).



Fuente: Van der Veen y Hakvort (2016).

Los servicios de balance son básicamente de dos tipos: balance de recursos energéticos (ajuste en tiempo real para mantener el equilibrio del sistema); y balance de capacidad (opción contratada para despachar energía durante el período de contrato). Las ofertas seleccionadas en el último se transfieren al primero. Tradicionalmente se han distinguido tres tipos de control de reservas, según la función que cumplen y el método de activación[15]:

- Control primario de reservas, hoy denominado "reserva de contención de frecuencia (FCR)"
- Control secundario, hoy denominado "reserva de regulación de frecuencia (FRR)"
- Y control terciario, hoy denominado "reserva de reemplazo (RR)"

Para evaluar su desempeño, su pueden considerar criterios de seguridad, de eficiencia y de facilidad de mercado:

Criterios de seguridad:

- Disponibilidad de los recursos en tiempo real.
- Seguridad con la que el sistema de planeado.

[15] "The balancing service classes defined (for example) in the Netherlands are primary power, regulating power, reserve power, and emergency power. Primary power is activated automatically and within seconds based on frequency deviations. Regulating power can be activated automatically and fully within 15 min and is used to remove the Area Control Error of the Netherlands. Reserve power is not activated automatically, and/or is activated fully in more than 15 min. Emergency power is a last-resort service (interruptable load) and is activated manually" (Van der Veen y Hakvort, 2016: pag. 190).

- Calidad del balance, en cuanto a criterios de frecuencia y de mantenimiento de intercambios (en el caso europeo):

Criterios de eficiencia:

- Eficiencia en la asignación de sus costos al mercado: ¿pagan las partes el beneficio que obtienen?
- Eficiencia en la utilización: ¿se usa la mejor oferta?
- Precio eficiente: ¿refleja el costo del BSP?
- Eficiencia operacional: ¿se manejan eficientemente los procedimientos?

Criterios de facilidad de mercado:

- Transparencia.
- No discriminación.