

Formació dels preus de l'electricitat

Corregir o millorar el *pool* marginalista

Pep Centelles i Portella

josep.centelles@gmail.com

www.portella.cat

Juny 2022



1.- Per als usuaris: tots els kWh són idèntics.

El kWh que arriba als **usuaris** (domèstics o industrials) és exactament el mateix independentment de quina és la tecnologia en que s'ha generat.

Per tant, comparacions de l'estil "*comprar llagosta i pollastre de granja*" al mateix preu són pura ignorància o demagògia malèvola. El més curt distingeix entre l'un i l'altre, mentre que no hi ha ningú que pugui distingir entre un kWh generat en una nuclear o en una eòlica.

En conseqüència, **és lògic que al *pool* tots els kWh es paguin al mateix preu.**

2.- Tots els mercats són marginalistes.

Qualsevol economista sap que **tots** els mercats (si hi ha competència i no hi ha barreres d'entrada) són marginalistes.

3.- Per al sistema elèctric: els kWh a voltes són diferents.

Des del punt de vista de la gestió del sistema elèctric general, és a dir, del conjunt de les xarxes (la seva **estabilitat** i funcionalitat) els kWh poden ser diferents per la seva **gestionabilitat**. La gestionabilitat depèn de la tecnologia que els ha generat. La nuclear és molt rígida, l'eòlica i fotovoltaica són intermitents (depenen vent i sol) però bastant previsibles. A la pràctica bo són gestionables o ho són molt poc.

Per això, de cara als generadors (ofertants) hi ha **altres "mercats"** que remuneren les virtuts lligades a la gestionabilitat (**disponibilitat, flexibilitat, etc.**).

4.- La virtut del sistema marginalista és que dona més beneficis a les tecnologies més eficients (barates) i per tant, dona una "senyal de preu" als inversionistes.

Estimula invertir en les tecnologies més eficients.

Gestionabilitat a part, **les renovables són les més eficients i per tant s'estimula la transició cap al 100% renovable.**

5.- Motius per reformar el *pool*:

Els problemes actuals del *pool* (subhasta), els famosos beneficis caiguts del cel, deriven de les barreres d'entrada.

Les **nuclears**, propietat d'ENDESA, IBERDROLA, NATURGY, etc., generen kWh més barats¹ perquè ja estan amortitzades i mal paguen el desmantellament (8.-€/kWh a ENRESA, que és insuficient), però **no té sentit donar-los estímuls** per a la inversió, car les barreres d'entrada són totals i ningú pot invertir en noves nuclears.

¹ S'estima al voltant dels 40.-€/MWh. A França, fora del *pool* els paguen a 42.-€/MWh (veure annex).

Les grans hidroelèctriques, generen kWh més barats perquè els pantans (que es varen construir amb diners públics) també estan amortitzats i també tenen una total barrera d'entrada (no hi ha possibilitat d'invertir en construir un nou pantà) i per tant tampoc té sentit donar estímuls a la inversió.

A més, les grans hidroelèctriques usen **aigua** que és un **recurs públic escàs** que pot tenir prioritats diferents a la de generar electricitat (aigua de boca, aigua de regar, cabal ecològic, etc.). La seva molt bona **gestionabilitat** queda limitada per aquestes prioritats.

6.- El pool no és tot, ni de bon tros.

Una part important de l'electra que es compra i es vent, entre un 30 i un 40%, no passa pel *pool* sinó que es comercialitza mitjançant contractes privats de llarga durada (PPAs) i en mercats de futur a preus pactats lliurement entre les parts.

Això passa a tot Europa, però la diferència espanyola és que qui vulgui optar al **bo social** ha de fer-ho sent client d'una comercialitzadora de referència (les grans de l'oligopoli) i ha d'atendre's a la **tarifa regulada PVPC** (preu voluntari per al petit consumidor) que està lligada directament al preu del *pool* i per tant a les seves fortes oscil·lacions. Les conseqüències d'aquesta situació s'escapen de l'objectiu d'aquest article.

7.- Proposta de reforma del pool.

Mentre que fins aquí el que s'ha exposat són fets bastant incontestables, la proposta que es fa està subjecte a opinió.

- A) Treure les nuclears del *pool* i retribuir-les a **preu fix** com en bona part es fa a França. Veure annex: *El ARENH, acceso regulado a la energía nuclear histórica de Francia*.
- B) Passar les grans hidroelèctriques a **propietat pública** amb els següents criteris de funcionament:
 1. Desembassament i turbinat al servei dels cabals ecològics i de les necessitats d'aigua.
 2. Operació mercantil al *pool* amb criteris comercials (com fan ara) però amb els beneficis destinats a la política energètica que aprovi cada govern.

Els beneficis de les grans hidroelèctriques públiques podran ser destinats a **subvencions** i/o a **inversions públiques** de diferent tipus segons el criteri de cada govern:

- Subvencions per combatre la **pobresa energètica**.
- **subvencionar** captació a Km0, Comunitats Energètiques Locals (CELs), foment del cotxe elèctric, etc.
- **inversió pública** en les necessitats de la Transició Energètica general (extensió i remodelació de les xarxes de distribució per donar punts accés a captacions renovables, digitalització i mallat de les xarxes, etc.).

ANNEX + lectures complementaries =>

El ARENH, acceso regulado a la energía nuclear histórica de Francia

<https://www.magnuscmd.com/es/el-arenh-acceso-regulado-a-la-energia-nuclear-historica-de-francia/>

Juan Carlos Romani | Energy Consultant abril 2021

NOTA: Els comentaris en roig són del Pep Centelles.

El ARENH, acceso regulado a la energía nuclear histórica de Francia

El acceso regulado a la energía nuclear histórica (ARENH) permite a las comercializadoras ‘alternativas’ (o no históricas) de energía tener acceso a la **cuarta parte de la producción eléctrica nuclear** de EDF a un **precio fijo** acordado para todos. EDF, comercializadora histórica de electricidad en Francia opera la totalidad de los 58 reactores nucleares activos financiados por los consumidores franceses en los tiempos en que EDF era un monopolio. Según la red de transporte eléctrica RTE, en **2019** el 70,6 % del mix energético fue asegurado por la energía nuclear.

¿Cómo y porqué nació este mecanismo ARENH?

En el año 2007, después de la apertura total del mercado eléctrico, la comisión europea muestra su descontento con el procedimiento de liberalización del mercado eléctrico en Francia, que distorsiona el juego de la competencia. Por ello se buscan soluciones con objetivos tales que:

- Permitir a los consumidores franceses beneficiarse de una electricidad más limpia y menos cara compartiendo la producción nuclear con todos los consumidores y no sólo los de EDF
- Favorecer la competitividad en el mercado y fomentar la inversión de los actores.

En 2009 se presenta el primer reporte a Jean Louis Borloo, ministro de Ecología y Christine Lagarde, entonces ministra de Economía. El 7 de diciembre de 2010 se promulga la denominada Ley NOME que entra en vigor el 1 de Julio de 2011 y tiene como objetivo finalizar en 2025.

La Comisión de Regulación de la Energía (CRE) fijó el precio del MWh del ARENH en 2011 a 40€/MWh y en 2012 pasa a **42€/MWh hasta el día de hoy**. La CRE es quien establece el precio y el gobierno quien aprueba o no la propuesta.

Cada año, cualquier comercializadora que quiera tener acceso a esta producción nuclear tiene que solicitar el volumen que desea a la CRE según el tamaño del portfolio de sus clientes. La CRE notifica a RTE y EDF el volumen total de ARENH demandado para cada comercializadora. La CRE transmite también a la CDC (Caja de Depositos) la suma total a pagar por cada comercializadora y el nivel de garantías bancarias que tienen que presentar.



Imagen 1: Esquema mecanismo ARENH

Al final del año, RTE comprueba que cada comercializadora no haya demandado demasiado volumen ARENH según sus actuales derechos. Si se produce tal exceso de demanda, la comercializadora tendrá que reembolsar este exceso e incluso pagar unas penalizaciones económicas.

¿Cómo ha ido evolucionando el mecanismo ARENH?

Desde la implementación del mecanismo ARENH en 2011 hasta 2018 no se sobrepasó el límite de demanda total del volumen ARENH que EDF estaba obligada a ofrecer. Este límite está fijado en **100 TWh, la cuarta parte de la producción nuclear de EDF**. (NOTA: per tenir un ordre de magnitud al 2019 tota la demanda en BC peninsular fou de 250 TWh, per tant 100 TWh no és gens negligible) En el 2019 y 2020 se sobrepasó por primera vez el límite de los 100 TWh. En 2020, 81 comercializadoras solicitaron conjuntamente 146 TWh de volumen ARENH para el año 2021. Como consecuencia, RTE tuvo que aplicar un coeficiente de reducción de aprovisionamiento para cada comercializadora. Estas recibieron en 2020 únicamente el 68% del volumen que habían solicitado. Así mismo, en 2019, el volumen ARENH solicitado fue de **133 TWh** y las comercializadoras recibieron el 75,2% de su volumen solicitado.

Esta reconfiguración del volumen representa hoy el mayor riesgo para el consumidor. Genera mucha desconfianza ya que obliga al consumidor en un periodo de tiempo muy corto y particularmente cerca del plazo de entrega redefinir su estrategia de compra con una parte importante del consumo que deberá ir al mercado mayorista en pleno mes de invierno con el riesgo de volatilidad que ello conlleva.

¿Ha cumplido el mecanismo los objetivos marcados por la Comisión Europea y el gobierno francés?

De forma generalizada, el hecho de alcanzar el límite ARENH no parece perturbar el desarrollo en el segmento de los consumidores residenciales, como lo muestra el aumento regular de la participación en el mercado de las comercializadoras alternativas: 15,5% a finales de 2017, 19,5% a finales de 2018 y 23,4% a finales de 2019.

De la misma manera, para los consumidores no residenciales, la participación de las comercializadoras alternativas en el mercado ha ido en aumento en 2019 pese a alcanzar el límite ARENH. La participación de estas comercializadoras en el sector fue de 39% en 2017, 43% en 2018 y 46% en 2019.

Sin embargo, el alcance del límite ARENH sí ha tenido un impacto negativo en el desarrollo de las ofertas a precio fijo en 2019 para los medianos y grandes sites de consumo. Para la contratación del suministro de electricidad a futuros de un cliente se necesita anticipar el coste de aprovisionamiento de energía y capacidad sobre el periodo contratado. El hecho de alcanzar el límite ARENH introduce un riesgo suplementario para las comercializadoras que les es imposible saber con precisión que parte del consumo del cliente podrá ser cubierto por el precio ARENH para la duración de un contrato que exceda un año.

De forma totalmente paradójica, cuanto más crece el volumen de actividad de los proveedores alternativos por encima del límite máximo de los 100 TWh, más aumenta coyunturalmente el coste del suministro para todos los consumidores franceses. Tras alcanzar el límite ARENH en 2018 y 2019, se constató en Diciembre un sobrecoste respecto a Noviembre de 3,3 €/MWh y 1,4 €/MWh respectivamente en el suministro de energía de las TRVE (tarifas reglamentarias de venta de electricidad). De la misma manera, estos aumentos fueron observados en mayor o menor medida para todos los clientes quienes su comercializadora adoptó la estrategia (sin riesgo para ellas) que consiste en ir al mercado mayorista una vez se conocen los resultados de la cantidad de volumen sin acceso a ARENH. Si estos volúmenes no estuviesen sometidos a un límite, los consumidores no dependerían de la volatilidad de los precios constatados a finales de año.

En vistas del desarrollo de la competencia en el mercado de la electricidad en Francia, la situación de alcance del límite ARENH está llamado a reproducirse.

Todo esto es indicativo de las disfunciones profundas en el sistema ARENH, porque contradicen los objetivos de la Ley NOME, que pretende *'la libertad de elección del proveedor de electricidad, garantizando al mismo tiempo [...] que todos los consumidores se beneficien de la competitividad del parque de centrales nucleares francés'*.

Desde entonces, ¿Qué propuestas se han sucedido para modificar el mecanismo ARENH?

El año 2025 se acerca y muchas son las autoridades que plantean reformar el mecanismo ARENH.

Una de las propuestas de corrección más sonadas es la de la ampliación del límite ARENH hasta los 150 TWh. Sin embargo, la CRE ha estimado que aun así el volumen podría ser alcanzado rápidamente teniendo en cuenta que en 2020 se alcanzó los 147 TWh. No obstante, permitiría limitar sustancialmente las consecuencias del coeficiente corrector de reducción del aprovisionamiento ARENH y los consumidores

serían los primeros en beneficiarse. Por otro lado, este aumento del límite ARENH llevaría seguramente a una revalorización por parte de EDF del precio ARENH que aumentaría.

Otra de las propuestas es la revisión al alza del precio ARENH por encima de los 42€/MWh. Cuando se creó el ARENH, algunos reclamaban el precio de 49,5 €/MWh mientras algunas comercializadoras alternativas pedían un precio de 35 €/MWh. Al final, Jean-François Carencó presidente de la CRE fue tajante y dijo: ‘Porque 42€/MWh? Porque no 43 €/MWh’.

El CEO de EDF, Jean-Bernard Lévy describió en 2019 el mecanismo ARENH como un verdadero peligro y el mayor hándicap de EDF. Para ellos, el mecanismo supone una opción para su desventaja. Es decir, si el precio del mercado excede el precio ARENH entonces todo el mundo quiere ARENH y EDF va a vender su producto a precio ARENH. Sin embargo, si el precio del mercado está por debajo del precio ARENH (fue el caso entre 2015 y 2017) entonces nadie pide ARENH y EDF tiene que vender su producción en el mercado a un precio inferior al ARENH. Según ellos, tienen la opción entre perder o perder. Este hecho limita a EDF considerar financiar nuevos reactores y mantener los ya existentes.

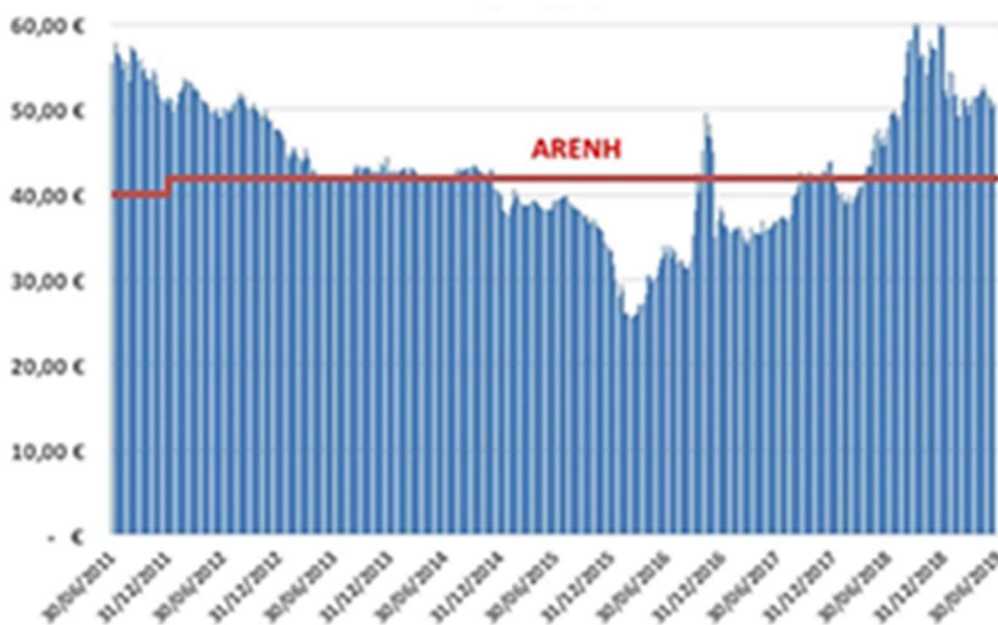


Imagen 2: Comparativa precio ARENH con evolución mercado SPOT

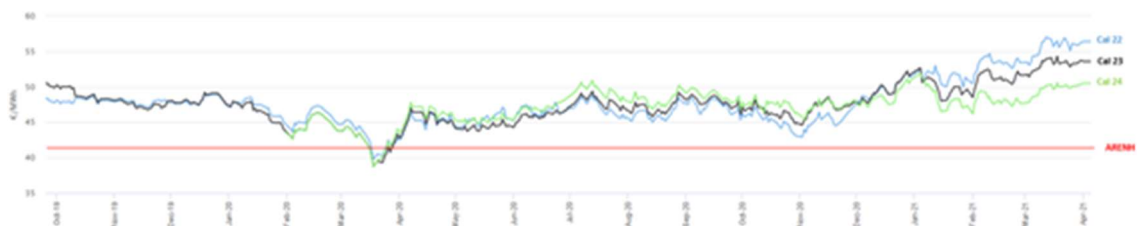


Imagen 3: Comparativa precio ARENH con evolución productos calendar

En 2020, en plena pandemia de la Covid-19 con la caída en picado de los precios del mercado mayorista se intensificaron los debates y las críticas al mecanismo ARENH alcanzando su paroxismo. Por primera vez, algunas comercializadoras quisieron renunciar al ARENH después de haber hecho el pedido. Total Direct Energie, Alpiq y Gazel jugaron la carta de ‘cláusula de fuerza mayor’. EDF primero refutó tal petición, pero más tarde se vio obligado por el Tribunal de Comercio de París a suspender los contratos con algunas comercializadoras.

Otra de las propuestas que planteó Gobierno y CRE fue la introducción de un precio ‘corredor’ con un precio que oscilaba entre los 42 y 48 €/MWh. Sin embargo, por el momento parece que la discusión del precio ARENH está por encima de estos precios con la CRE recomendando 48 €/MWh y EDF 53€/MWh. Las negociaciones están siendo muy duras y se expande la corriente popular de que el próximo cambio se producirá con las próximas elecciones presidenciales de 2022.

¿Qué lugar tiene este mecanismo en el proceso de transición?

Si se admite que la energía nuclear es una parte fundamental para la transición energética, este retraso en tomar la decisión de reformar el mecanismo ARENH está afectando de manera directa a los planes de la transición energética en Francia dada la inestabilidad financiera que planea sobre los planes de financiar nuevos reactores y mantener los ya existentes.

La renegociación de este mecanismo complejo necesita no sólo la aprobación de París, sino también el aval de Bruselas. Bajo esta lógica, son ya numerosos esfuerzos y tensos debates que tienen lugar entre Francia y la comisión Europea.

EDF prepara el proyecto 'Hercule' con la voluntad de obtener una mejor remuneración de la electricidad producida por las centrales nucleares francesas. Actualmente EDF está muy endeudada y tiene que invertir mucho para prolongar la vida de su parque nuclear y al mismo tiempo desarrollarse en las energías renovables para ponerse al día con los demás competidores. 'Hercule' se traduciría en una escisión del grupo en tres entidades: una empresa pública (EDF azul) que se encargaría de las centrales nucleares y de la red de transporte. Otra (EDF verde) que reuniría las actividades comerciales, la distribución de electricidad y las energías renovables. Cotizaría en Bolsa permitiendo atraer los inversores para desarrollar la eólica y solar. Una tercera entidad pública (EDF turquesa) podría encargarse de las presas hidráulicas. A día de hoy, las negociaciones con la comisión europea siguen su curso para definir el esquema de dicha escisión.

Por lo tanto, la cuestión del mecanismo ARENH no es meramente económica, es política y el futuro de la transición energética en Francia.

[Juan Carlos Romaní | Energy Consultant](#)

0=====0

Lectures complementaries

El tema de la fa formació de preus de l'electra ha generat bastant debat i variada literatura. Aquí van alguns suggeriments =>

[Enric R. Bartlett Castellà](#) Professor de Dret Públic a ESADE Business&Law Schools (Universitat Ramon Llull)

[Uns senyals de preus sense destinatari: Justifiquen mantenir el sistema de preu marginal?](#)

[La competència al mercat de generació elèctrica és millorable](#)

<https://www.smartgrid.cat/author/enric-bartlett/>

[Daniel Pérez](#) Advocat expert en energia.

[¿Excepción ibérica o marginalismo marginado?](#)

https://www.eldiario.es/opinion/tribuna-abierta/excepcion-iberica-marginalismo-marginado_129_8995133.html

NOTA: aquest article es va publicar abans de que el 8 de juny 2022 la UE donés el vist i plau al topall al preu del gas fòssil quan es fa servir per generar electra. Explica com s'aplicarà aquesta correcció del pool.

Pep Centelles i Portella

josep.centelles@gmail.com

www.portella.cat

Juny 2022

