



# **REFLEXIONS I INCÒGNITES SOBRE L'APAGADA ELÈCTRICA DEL 28 D'ABRIL DE 2025 A LES 12:33 H**

**Primeres conclusions**

**27 de maig de 2025**

*(Document obert en elaboració)*

Comissió d'Energia  
Associació / Col·legi  
Enginyers Industrials de Catalunya

# ÍNDEX

Introducció

Seqüència de l'incident

Reflexions i incògnites

Conclusions

## Introducció

El 28 d'abril a les 12:33 h es produeix en el sistema elèctric ibèric (Espanya i Portugal) un incident elèctric que provoca un zero total en tot el sistema. L'actuació dels sistemes de protecció de les línies d'interconnexió amb França i Marroc fa que ambdós sistemes no es vegin afectats. Tanmateix, la seva tensió, d'una banda, i els grups hidràulics

amb sistema de posada en marxa autònom, de l'altra, van resultar vitals per iniciar el procés de reposició, que segons *Red Eléctrica de España* (REE), a les 04:00 h estaven totes les subestacions energitzades i a les 07:00 h el 99,95% del matí de l'endemà 29 d'abril<sup>1</sup> també l'informe d'ENTSO-E<sup>2</sup> indica a les 04:00 h.

---

<sup>1</sup> <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/04/proceso-de-recuperacion-de-la-tension-en-el-sistema-electrico-peninsular>

<sup>2</sup> <https://www.entsoe.eu/news/2025/05/09/entso-e-expert-panel-initiates-the-investigation-into-the-causes-of-iberian-blackout/>

## Seqüència de l'incident

Segons informació facilitada per REE just després de l'incident s'identifiquen quatre “*eventos*” que desemboquen en el zero final.

1. **19 segons abans de les 12:33 h** es produeix una caiguda de la freqüència (unes centèsimes) que és compensada pel sistema per actuació de la reserva secundària.

2. **A les 12:33 h** es produeix una pèrdua de generació -no s'indica el tipus (és possible que sigui fotovoltaica)- al sud-oest de la península (Granada, Badajoz i Sevilla). La falta de generació, que provoca una baixada de la freqüència fins a 49,85 Hz, és compensada novament per la resta de generació (sembla que per actuació de la reserva secundària que només pot aportar 1 GW).

3. **Un segon i mig després** es produeix un incident similar a l'anterior amb la pèrdua (desconnexió i parada) de més generació (no s'indica el tipus, tot fa pensar que és més fotovoltaica) en la mateixa zona geogràfica (sud-oest peninsular). Aquesta vegada no es pot compensar (és possible que el marge de reserva secundària ja estigues esgotat) i provoca una degradació del sistema (probablement baixada de la freqüència i les tensions) que porten al zero.

4. **Tres segons i mig després de l'“evento” anterior i 5 segons després de l'inici** es detecten unes oscil·lacions severes en el sistema (se suposa que de tensions i freqüència) que comporten la desconnexió de França (se suposa també del Marroc) que provoca la desconnexió d'una part de la fotovoltaica (se suposa 10 GW dels 17,8 GW connectats), la desconnexió d'una part de la demanda i el zero de tensió generalitzat (el zero de tensió total no és possible donat que de les dades de REE s'infereix que una part de la generació i de la demanda queden connectades).

Deu dies després de l'incident (9/5/2025) ENTSO-E, fa públic un informe<sup>2</sup>, amb informació facilitada per la mateixa REE i la resta de “*Gestores de Red Transporte*” GRT's europeus, en el que concreta alguns aspectes de l'incident de l'informe previ de REE. Ho defineix com una complexa seqüència de fets i proporciona una cronologia preliminar pendent d'una anàlisi amb més profunditat.

1. **Durant la mitja hora anterior a l'incident** es van produir en l'àrea sincrònica europea unes oscil·lacions de potència i freqüència que van obligar que REE i RTE prenguessin mesures d'exploració per mitigar-les. Després, en el moment de l'incident, s'havien corregit. Ja no hi havia oscil·lacions i les variables del sistema estaven dins de la normalitat.

2. **En el moment de l'incident** Espanya tenia un fort saldo exportador de 3.800 MW (1 GW cap a França, 2 GW cap a Portugal i 0,8G GW cap a Marroc).

3. **A partir de 12:32:57 h i en els 20 segons posteriors** es produeix la desconnexió de 2.200 MW en el sud d'Espanya (Granada, Badajoz i Sevilla) en un primer incident que provoquen una baixada de la freqüència i pujada de les tensions. Concreta la zona, però no el tipus.

4. **Posteriorment, entre les 12:33:18 h i les 12:33:21 h (3 segons)** la freqüència segueix baixant fins a arribar els 48 Hz que provoca l'actuació dels relés de mínima freqüència i desastre de càrrega. Entre Espanya i Portugal s'activen els plans de defensa i desastre de càrrega que suposa la pèrdua afegida de demanda (es concreta una pèrdua de demanda sense quantificar-la). Segons els procediments d'actuació dels esmentats relés amb una freqüència de 48 Hz s'hauria d'haver desconnectat escalonadament el 100% de la

generació amb bombeig i el 50% de la demanda que en aquells moments estava connectada<sup>3</sup>. En el primer informe no hi ha cap referència a aquest fet. (BOE Procedimiento de Operación 1.6).

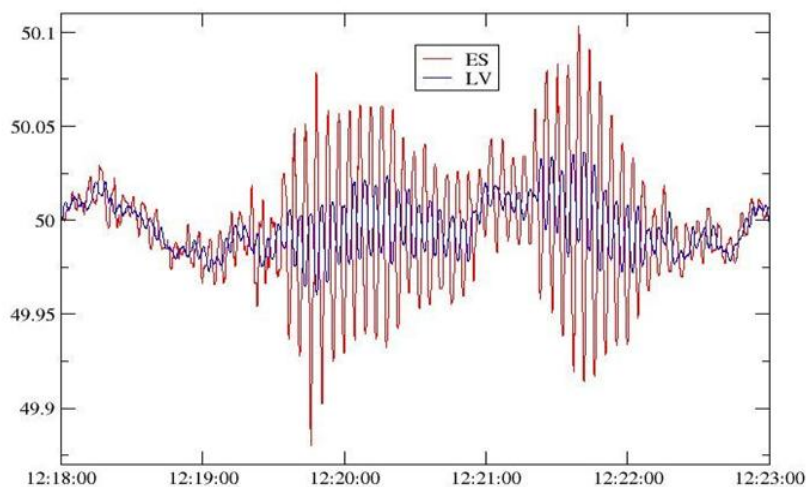
5. **Entre les 12:33:21 h i les 12:33:24 h (3 segons)** es produeix la separació de França en dues fases, primer les línies d'alterna per actuació dels dispositius de pèrdua de sincronisme i 3 segons després les de HVDC (corrent continua d'alta tensió).

Tot i això, la informació de l'incident encara és incompleta i apareixen contradiccions entre la primera informació i l'informe de ENTSO-E, que fa que sigui difícil poder determinar les causes de l'incident. A tota la informació anterior s'hi afegeix un comunicat d'Aelec (Asociación de Empresas de Energía Eléctrica) en el que fa

referència a variacions extremes i generalitzades de tensió en dies anteriors al incident.

Aelec indica que les fortes oscil·lacions de tensió a les que fa referència ENTSO-E en el seu informe ja s'estaven produint molt abans, des de les 10 h del mateix dia de l'incident fins el moment mateix de la pertorbació. Afegeix que entén que la desconexió dels 2,2 GW de generació no hauria de ser la causa de l'apagada i que el sistema, en aplicació dels criteris de ENTSO-E, hauria de suportar la desconexió de fins a 3 GW. Tot són conjectures.

En els gràfics següents es poden veure les oscil·lacions de freqüència a les que fa referència l'informe de ENTSO-E.

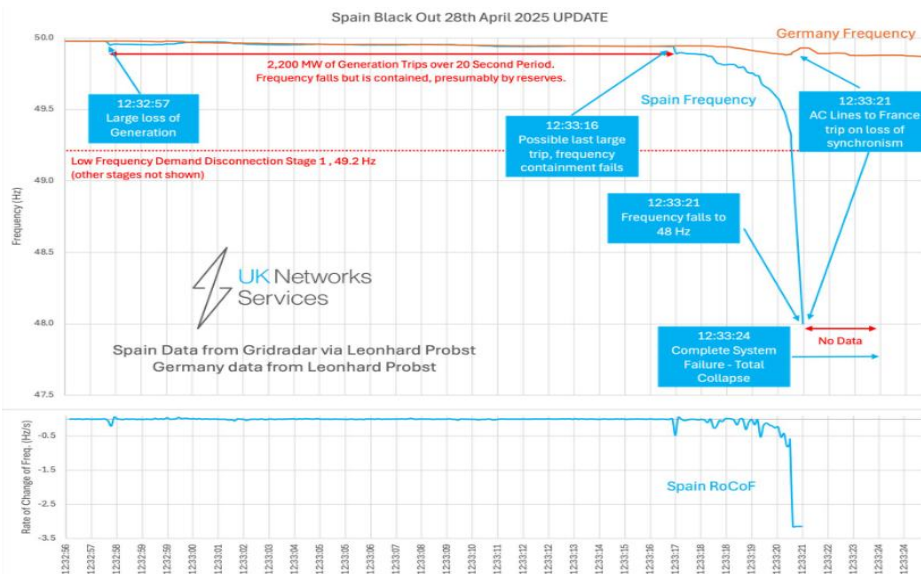
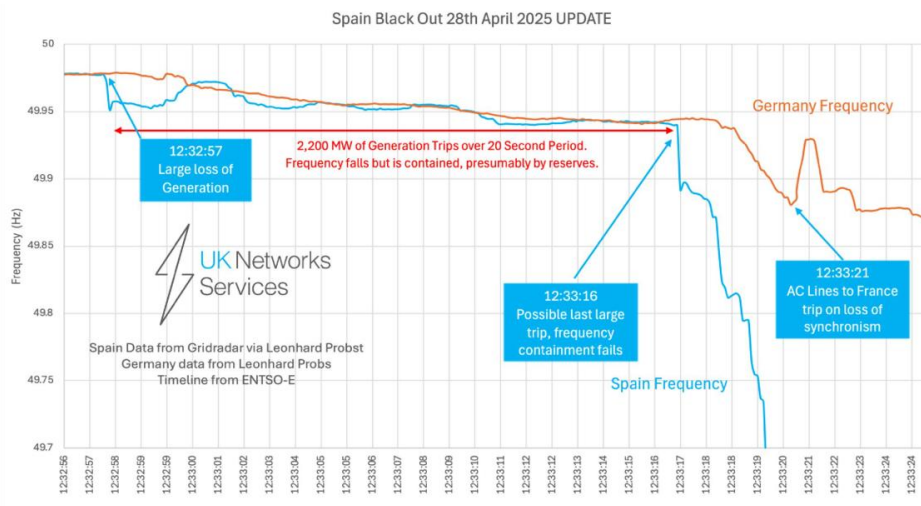
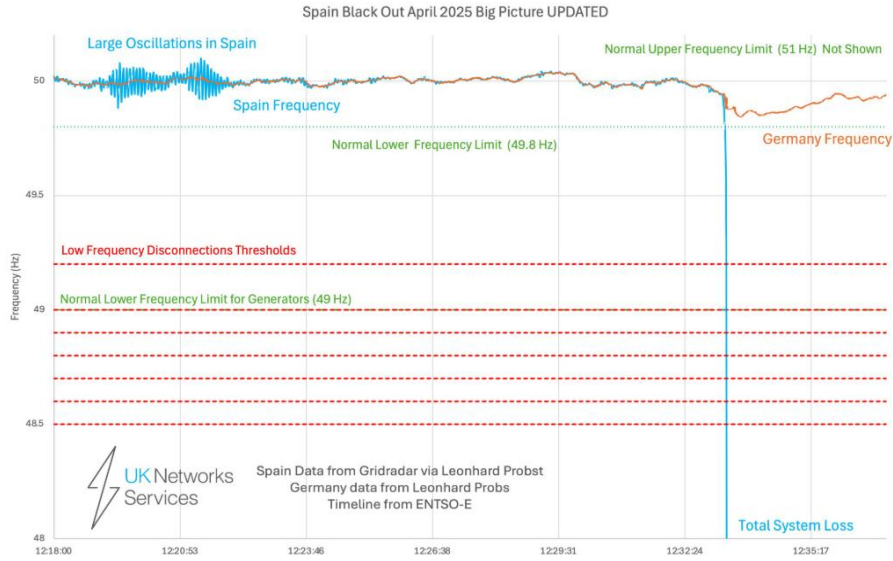


**Gràfic: Oscil·lació prèvia segons l'informe ENTSO-E**

Font: Artjoms Obusevs' post: [https://lnkd.in/euQ\\_qVGk](https://lnkd.in/euQ_qVGk)

En els tres gràfics següents d'UK Networks (Simon Gallagher Directo General d'UK Networks) donen una imatge més gràfica i global del que va passar i complementen la captura anterior.

<sup>3</sup> [https://www.boe.es/eli/es/res/1998/07/30/\(3\)](https://www.boe.es/eli/es/res/1998/07/30/(3))



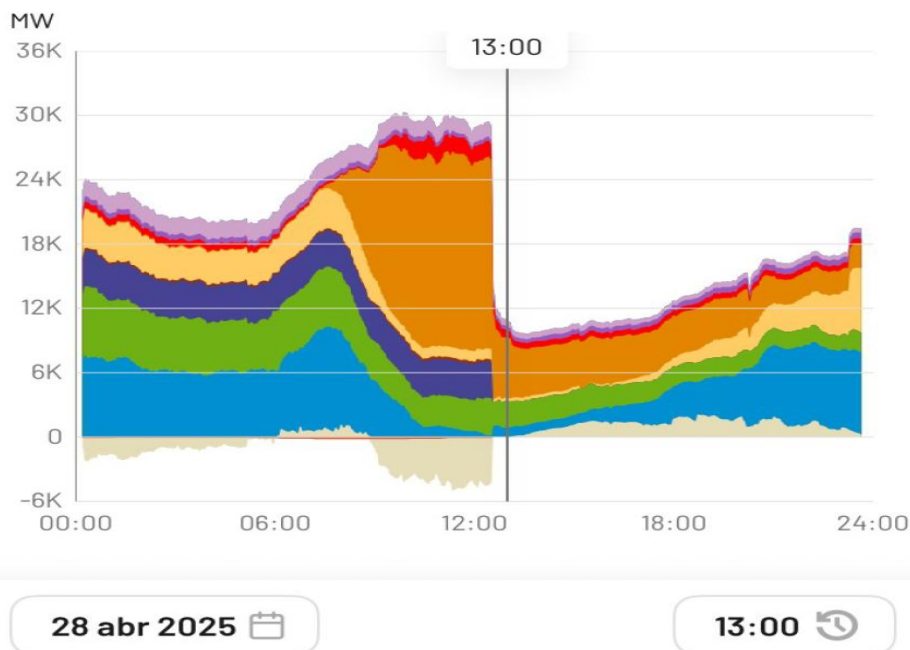
El gràfic següent de Aelec es poden veure les oscil·lacions de tensió anteriors i posteriors en una Subestació de 400 kV a Andalusia el dia de l'incident.

### Nudo REE Andalusia



### Situació anterior al incident el dia 28 abril 2025 12.30 h

La situació anterior al incident és la recollida de la web de REE i es concreta segons el gràfic següent:



Gràfic: Situació anterior 12:30 h i posterior a l'incident 12:35 h el dia 28 d'abril de 2025

Font: REE

De la informació facilitada per REE en el gràfic anterior només és creïble la relativa a la situació anterior a l'incident a les 12:30. El bloqueig en els sistemes informàtics degut a l'apagada fa que la informació a partir de les 12:35 sigui incoherent amb el fet que la situació era de zero total tant de generació com de demanda. Les dades posteriors a les 12:35 no es poden tenir en compte.

<b>Hora</b>	<b>12:30</b>
<b>Eòlica</b>	3.499
<b>Nuclear</b>	3.387
<b>Carbó</b>	229
<b>Cicle combinat</b>	982
<b>Intercanvis internac.</b>	-4.196
<b>Enllaç balear</b>	-102
<b>Solar fotovoltaica</b>	17.657
<b>Solar tèrmica</b>	1.498
<b>Tèrmica renovable</b>	377
<b>Cogeneració i residus</b>	1.356
<b>Andorra exportació</b>	-9
<b>Marroc exportació</b>	-782
<b>Portugal exportació</b>	-2.652
<b>França exportació</b>	-868
<b>Hidràulica</b>	3.172
<b>Demanda</b>	25.871

Valors en MW / Font: REE

## Reposició

S'inicia el procés de reposició amb l'aplicació de les dues mesures bàsiques en aquests casos, com són la connexió de tensió segura a França i Marroc que no estaven afectades per l'incident i la posada en marxa de les centrals hidràuliques amb sistemes de posada en marxa autònoma. Aquests elements permeten "donar" tensió de forma progressiva a la part del sistema que no en tenia.

En el seu informe<sup>2</sup> ENTSO-E indica algunes de les principals etapes.

- A les 12:44 h es reactiva la interconnexió Espanya-França per la part occidental
- A les 13:04 h es reactiva la interconnexió amb el Marroc
- A les 13:35 h es reactiva la interconnexió amb Espanya-França per la part oriental.
- Paral·lelament, des de l'inici es posen en marxa diverses centrals hidràuliques dotades de sistemes de posada en marxa de forma autònoma

que permeten restaurar el sistema. A les 13:30 ja estaven totes connectades

Segons la informació donada per REE i en el seu web oficial, les 04:00 h estaven totes les subestacions energitzades i a les 07:00 h el 99,95%.

L'informe d'ENTOS-E indica a les 04:00 h el moment en què la demanda real assoleix el valor de la demanda prevista.

## Reflexions i incògnites

Partint de la poca informació que REE, com a operador del sistema, ha facilitat de l'incident, complementada amb l'informe de ENTSO-E i dels dubtes tècnics, se susciten un seguit de reflexions i incògnites i que en alguns casos, ara per ara, estan pendents de resoldre. Altres són les reflexions de la Comissió d'Energia dels Enginyers Industrials de Catalunya al voltant de la influència de l'explotació del sistema elèctric en l'incident.

**1.** La falta d'informació per part de REE i l'informe de ENTSO-E genera les qüestions següents:

- Quin és el detonant del primer incident? Està en la xarxa o bé en la generació? Quina era la configuració de xarxa?
- Per què entre les 12:32:57 h i les 12:33:17 h es van desconnectar 2.200 MW si, segons ENTSO-E, les condicions de la xarxa estaven dins del rang normal d'operació?
- Van tenir algun efecte en la desconexió o en la capacitat de reacció les oscil·lacions prèvies de freqüència o les mesures adoptades per REE i RTE per mitigar-les?
- Quins són els elements de la xarxa i de generació que disparen en cada un dels tres incidents identificats i que desemboquen en el zero total?
- Quina és la generació que es desconnecta en cada una de les tres fases? És fotovoltaica i quanta? És d'un altre tipus? Nuclear? Cicles combinats?
- REE diu que el primer dels incidents és compensat pel mateix sistema. És per l'actuació de

la regulació compartida peninsular? Quanta reserva secundària tenia el sistema en el moment de l'incident? Era suficient?

- Per què el sistema de proteccions del sistema elèctric (línies i generadors) no va ser capaç de confinar-lo en la seva àrea elèctrica propera de la zona del sud-oest (Granada, Badajoz i Sevilla), a on es va produir el zero de generació? És que la generació afectada estava massa disseminada?
  - Totes les proteccions de la generació i les línies estaven "tarades" d'acord amb els *Criterios de Generales de Protección en la Red Gestionada* establerts pels procediments P.O.11.1, P.O.11.2 i P.O.11.3?
  - Què entén REE en la seva informació per degradació del sistema? Caiguda de freqüència? De tensió? Ambdues?
  - Les *oscilaciones severas* a les que fa referència REE com a causa de la desestabilització total del sistema són de freqüència i tensió? Ambdues? Són de fluxos degut al desequilibri de generació-demanda?
- 2.** Davant de les informacions externes (empreses distribuïdores) que en dies anteriors i en moments abans s'estaven registrant tensions altes en diferents nusos de la xarxa de transport, per exemple 470 kV en algun nus de la xarxa de 400 kV.
- Podria ser a conseqüència d'alguna ressonància?

○ Quin era el perfil de tensions del sistema ibèric i en particular de la zona sud on es va iniciar l'incident?

○ L'origen de l'incident són tensions altes en la xarxa de transport?

**3.** En el moment de l'incident la generació fotovoltaica (17.657 MW) suposava el 68 % de la demanda total a alimentar mentre que l'eòlica (3.499 MW) era el 14%.

○ En quina mesura la gran proporció de generació fotovoltaica sobre la resta, amb menor capacitat síncrona que les centrals de cycle combinat, nuclears o hidràuliques va ser la causa de la falta de resposta?

○ Què cal fer per evitar aquesta exposició del sistema?

**4.** REE com a operador del sistema no té control sobre l'autoconsum, tant el domèstic, com l'industrial. En cada un dels punts de subministrament només "veu" el saldo entre la producció i la generació. Qualsevol variació en la demanda o en la generació, l'operador del sistema la "veu" com una variació de demanda. La pertorbació de tensió generalitzada a la xarxa pot haver provocat una desconexió addicional de generació fotovoltaica que s'afegeix a la connectada a la xarxa, provocant una "aparició sobtada de demanda" que agreuja el desequilibri provocat per la desconexió massiva de generació. Pot ser aquesta una de les claus?

**5.** Els incidents s'han registrat en la zona sud-oest de la península (Granada, Badajoz i Sevilla).

○ Per què el sistema de proteccions no va ser capaç de "confinar" l'incident i es va acabar "exportant" a la resta del sistema ibèric?

○ Què va fallar en el sistema de protecció de la xarxa?

○ El tipus d'incident no podia ser confinat?

○ Estem davant d'una fallada generalitzada de generació distribuïda difícil de confinar?

**6.** La integració massiva de generació renovable basada en l'electrònica de potència i el nou paradigma de funcionament de la xarxa fa necessari la revisió del sistema de proteccions de la xarxa de transport definit en els P.O.11.1, P.O.11.2 i P.O.11.3 sobre la base dels criteris generals de proteccions elaborats per l'operador del sistema. L'actual és el vigent des de 1996.

**7.** En el P.O.1.5 es defineixen les reserves primària, secundària i terciària indicant que és responsabilitat de l'operador del sistema la seva determinació en funció de les condicions de funcionament del sistema elèctric. El sistema havia donat senyals d'instabilitat.

○ Què va fer REE per augmentar especialment la reserva secundària i poder compensar així una possible desconexió, com després va succeir?

**8.** En el P.O.7.4 s'estableixen les condicions del Servei Complementari de Control de Tensió. Donat que en els informes disponibles es fa esment a oscil·lacions de tensions durant l'incident, cal

revisar l'esmentat procediment donat que el vigent va ser aprovat el març de 2000.

9. Estem davant d'un escenari amb una alta penetració de generació amb renovables que fa que el sistema tingui una elevada presència d'electrònica de potència. Això comporta que l'estratègia tradicional de garantir l'estabilitat de freqüència basada en la inèrcia dels generadors elèctrics síncrons s'hagi de revisar per poder satisfer les necessitats operatives d'estabilitat del sistema amb aquest nou paradigma.

Tanmateix, donades les diferències tecnològiques entre els generadors síncrons i els convertidors d'electrònica de potència, la contribució als corrents de defecte front pertorbacions a la xarxa és diferent, per la qual cosa caldria revisar l'estratègia de la definició del sistema de proteccions.

Aquesta nova situació ens porta cap al debat de si el convertidor ha de ser *grid-forming* o *grid-following*.

El *grid-following* segueixen la tensió, freqüència i fase de la xarxa per facilitar-ne l'acoblament i evitar harmònics, mentre que els *grid-forming* tenen capacitat per establir la freqüència, fase i la tensió de la xarxa. Amb el segon, el generador pot ser més resistent a les fallades de la xarxa a la qual estan connectats i té un comportament més proper a un generador síncron.

Les característiques dels *grid-forming* els fa especialment indicats per a les instal·lacions d'emmagatzematge amb bateries, ja que podrien aportar potència a la xarxa com una generació síncrona, sobretot si estan situats a prop dels parcs fotovoltaics o millor hibridats.

Davant l'increment de generació renovable connectada a través de convertidors, es

considera important analitzar si determinades instal·lacions haurien de contribuir activament a l'estabilitat i el control de la xarxa, adoptant funcions de *grid-forming*, en lloc de limitar-se a seguir les condicions del sistema com fan habitualment els *grid-following*.

- Quins són els avantatges d'un sistema respecte a l'altre?
- El diferent comportament de la generació fotovoltaica en el moment de l'incident té relació amb el tipus de convertidor que tenen instal·lat?
- REE com a operador del sistema ha estudiat prou el tema?
- Si el tipus d'inversor resulta ser determinant, cal un canvi normatiu. Quines condicions s'haurien d'imposar a les plantes fotovoltaïques per connectar-se a la xarxa?

10. D'acord amb l'informe de REE i de ENTSO-E, el procés de reposició s'ha basat en els protocols de reposició que disposa REE i que bàsicament consisteixen a energitzar la xarxa a partir de dues fonts de tensió exterior segura -França i Marroc- i de la utilització de generadors hidràulics amb sistemes de posada en marxa autònoms per contribuir a generar illes de tensió. Els resultats estan a la vista. Només pot quedar la pregunta de si s'hagués pogut fer més ràpidament i de quins són els criteris de prioritat que tenen les empreses distribuïdores a l'hora de donar tensió als consumidors.

11. Després de la reposició, s'observa que en el mix de generació hi ha hagut una reducció en la producció amb fotovoltaica, tant en la producció global, com en l'exportació, així com una disminució de la producció nuclear (limitada els

primers dies a 1.400 MW). Això ha comportat un augment en la generació amb cicles combinats. La producció eòlica i hidràulica es mantenen en els valors de la setmana anterior. Aquestes variacions són conseqüència de les restriccions tècniques aplicades per l'operador del sistema, que incrementen el cost final de la generació.

- Són mesures de precaució en l'explotació per evitar possibles desestabilitzacions del sistema? Estem en risc?
- Quins són els criteris per determinar el mix en els dies posteriors?



**Gràfic: Generació real fotovoltaica i cicles combinats dies 22 d'abril i 13 de maig**  
Font: REE

## Conclusions

**1.** L'incident analitzat presenta un caràcter clarament multifactorial, amb múltiples causes interrelacionades que dificulten l'atribució d'una única causa desencadenant. El sistema elèctric, per la seva extensió i té un funcionament molt complex, opera d'acord amb els principis de l'electrotècnia i amb una elevada correlació entre els seus paràmetres. A més, la manca d'informació completa i precisa per part dels responsables de la gestió del sistema (Operadors del Sistema de Transmissió – TSO, empreses distribuïdores i generadores) complica la previsió d'aquest tipus d'incidents. Per tant, no es pot establir una responsabilitat específica i única.

**2.** Tot i que no es pot afirmar que l'alta penetració d'energies renovables en el mix energètic fos la causa directa de l'incident, és plausible considerar que hi tingué un paper rellevant. Les energies renovables són, per naturalesa, generació asíncrona, tot i que poden esdevenir síncrones amb tecnologies addicionals. La manca de sistemes d'emmagatzematge que permetin absorbir excedents i la reduïda presència de potència síncrona per estabilitzar les tensions i la freqüència del sistema incrementen la vulnerabilitat del sistema elèctric. L'eliminació progressiva de generació síncrona pot augmentar la probabilitat de recurrència d'aquest tipus d'incidents, atès que la generació síncrona no només aporta potència ferma, sinó que contribueix a corregir anomalies com sobretensions, subtensions o desviacions de freqüència. A aquests factors s'hi afegeix la manca de potència ferma i la implementació

d'un sistema de proteccions a la xarxa de transport possiblement inadequat per al mix energètic actual

**3.** L'incident també posa de manifest l'que cal revisar el model de xarxes de transport i distribució. Si considerem la hipòtesi d'una desconexió massiva de generació descentralitzada com a origen de l'apagada, queda clar que el model actual de xarxa no és adequat per a un escenari de profunda transformació del sistema de generació. El sector està transitant d'un model centralitzat basat en generació concentrada cap a un model descentralitzat, amb generació distribuïda associada a la implantació massiva de renovables en el marc de la descarbonització. Aquest nou escenari exigeix repensar la xarxa no només en termes tècnics, sinó també pel que fa a la seva arquitectura funcional i al paper dels diversos agents implicats, amb l'objectiu de garantir la flexibilitat, la resiliència i l'eficiència del sistema elèctric. Cal tenir present que hem passat d'un sistema basat en tecnologies clàssiques a un sistema amb una elevada presència d'electrònica de potència, on les càrregues deixen de ser lineals.

**4.** La península Ibèrica ocupa una posició destacada com a líder mundial en penetració d'energies renovables, assolint nivells que encara no han estat igualats per altres països. Aquesta situació converteix el sistema elèctric ibèric en un referent internacional, pioner en el desenvolupament i aplicació de nous criteris i

procediments d'exploració adaptats a un mix energètic renovable. Com a sistema de referència, és objecte d'atenció global, amb la mirada posada en les seves estratègies i resultats.

Tanmateix, la naturalesa intermitent de la generació renovable planteja la necessitat d'un desplegament paral·lel i proporcional de sistemes d'emmagatzematge d'energia. Aquestes tecnologies són imprescindibles per garantir l'estabilitat i la seguretat operativa del sistema, especialment pel que fa al balanç energètic. És imprescindible implementar mesures correctores que permetin compensar els retards actuals en la implantació d'aquestes solucions d'emmagatzematge, per consolidar la fiabilitat i la resiliència del sistema elèctric en un context de creixent participació renovable.

**5.** L'incident del 28 d'abril ha posat en evidència la debilitat de les interconnexions amb França, destacant la necessitat de continuar amb els programes de reforçament d'aquestes infraestructures. Les interconnexions constitueixen un element essencial per aportar estabilitat al sistema elèctric, especialment en la seva integració amb la xarxa europea. És imprescindible potenciar-les per incrementar la capacitat d'intercanvi d'energia amb Europa, passant del 3% actual al 10%, d'acord amb les recomanacions del Consell d'Europa.

Històricament, França ha manifestat reticències a l'ampliació de les interconnexions. Una possible solució a aquesta limitació seria la promoció d'una nova línia submarina d'interconnexió amb Itàlia, aprofitant el potencial del parc eòlic marí previst al golf de Roses.

La combinació de la feblesa actual de la interconnexió amb França i la necessitat urgent

i compartida de desenvolupar sistemes d'emmagatzematge mitjançant centrals hidràuliques reversibles ofereix una oportunitat estratègica. En aquest sentit, es proposa l'aprofitament del potencial hidràulic de la conca del Noguera Ribagorçana, estimat en uns 9 GW, per establir una nova interconnexió Moralets–Cazaril (62 km) i un sistema de bombeig entre Soulcem (França) i Certescans (Noguera Pallaresa), amb una capacitat estimada d'uns 3 GW i una interconnexió Tabescan–Soulcem (20 km). A més, seria oportú reforçar l'eix occidental Pont de Suert–Mangraners per optimitzar l'aprofitament del gran potencial renovable de l'Aragó, així com reprendre els plans per a l'ampliació del bombeig de Moralets II.

**6.** El fet que, en moments anteriors a l'incident, el sistema elèctric hagi passat per situacions compromeses (tensió, freqüència, fluxos) fa que no tinguem la seguretat que no es pugui tornar a produir si no es prenen mesures per fer el sistema més estable. En aquest sentit, després de l'incident, l'operador del sistema està prenent mesures complementàries, modificant la composició del mix de generació, amb l'objectiu que el sistema sigui més estable. És evident que aquestes mesures suposen un increment en el cost global de l'operació per la incorporació de generació que no havia resultat en la casació d'OMIE. Aquí s'entra en el dilema cost-seguretat.

**7.** Davant l'augment de la penetració de generació renovable connectada a través de convertidors basats en electrònica de potència, es considera prioritari analitzar si aquestes instal·lacions haurien de participar de forma activa en l'estabilitat i el control de la xarxa elèctrica. En lloc de limitar-se a operar sota les condicions dictades pel sistema (estratègia

grid-following), aquestes instal·lacions haurien d'adoptar funcionalitats grid-forming, contribuint així a la formació i estabilització del sistema.

Es proposa que totes les noves plantes renovables que es connectin al sistema estiguin obligades a incorporar capacitats grid-forming, i que Red Eléctrica d'Espanya (REE) inclogui aquest requisit dins dels seus protocols de connexió. A més, s'hauria d'iniciar un procés de conversió d'aquelles plantes fotovoltaïques ja existents que no disposin d'aquestes funcionalitats, prioritzant les que REE consideri crítiques per a la seguretat i la fiabilitat del sistema.

Aquestes exigències s'haurien d'incorporar com a condicions indispensables per a l'accés i connexió a la xarxa, acompanyades d'una supervisió exhaustiva dels criteris establerts i de la qualitat dels equips, especialment pel que fa a l'electrònica de potència que s'utilitza. Finalment, caldria procedir a una actualització integral dels procediments d'alta, operació i manteniment de les instal·lacions, adaptant-los a les necessitats actuals que prioritzen la seguretat i la qualitat del subministrament elèctric.

**8.** Allò idoni per al funcionament d'un sistema elèctric és que la generació i la demanda estiguin geogràficament alineades, de manera que coincideixin tant territorialment com en magnitud. No obstant això, la realitat del sistema elèctric espanyol no compleix aquest principi. La generació es concentra en determinades regions, mentre que la demanda es localitza en altres zones, fet que provoca un fort desequilibri territorial.

Aquesta dispersió entre les zones de generació i les de consum dificulta el confinament de qualsevol pertorbació en el sistema. Quan es

produeix una anomalia, la propagació pot afectar àrees extenses del sistema, arribant a comprometre la totalitat de la península Ibèrica, tal com es va evidenciar durant l'incident del 28 d'abril.

**9.** Es considera imprescindible revisar i modificar l'actual model de negoci del sistema elèctric, amb especial atenció al paper de les energies renovables i dels sistemes d'emmagatzematge (bateries). La integració d'aquestes tecnologies resulta fonamental per compensar la seva naturalesa intermitent i garantir l'estabilitat del sistema.

L'actual diferència entre el preu de càrrega i el preu de descàrrega no és suficient per retribuir de forma adequada les bateries, la qual cosa limita el seu desplegament. Per resoldre aquesta situació, cal implantar un nou model de retribució que incentivi la instal·lació i l'operació d'aquestes tecnologies. Els mecanismes de capacitat s'identifiquen com una solució viable, ja que permetrien retribuir adequadament no només les bateries, sinó també aquells sistemes de generació que aporten molta potència però poca energia.

La retribució basada únicament en l'energia generada no és una estratègia suficient. És necessari evolucionar cap a un model que contempli la capacitat i la potència com a factors claus per a la remuneració, assegurant així un sistema elèctric més estable, flexible i resiliència.

**10.** Actualment la gestió de l'Operador del sistema es porta a terme des d'un centre de control únic. La gestió coincidint amb les regions podria aportar una major eficiència?

**11.** L'incident recent ofereix una oportunitat única per introduir millores significatives en la gestió integral del sistema elèctric. Les lliçons que es derivin d'aquesta apagada han de servir com a base per a la implementació d'un conjunt de mesures correctores i modificacions de reglaments i procediments, que incloguin condicions tècniques complementàries adaptades a les necessitats actuals.

Cal una revisió profunda dels procediments d'operació per identificar i corregir defectes i riscos associats a la protecció del sistema, al control de la tensió i a la gestió de la reserva secundària. Aquest procés ha de conduir a la transició cap a un sistema elèctric més segur.

Tanmateix, és important tenir present que qualsevol mesura adoptada, ja sigui directa o indirecta, comportarà noves inversions i, conseqüentment, un increment dels costos operatius. Per no augmentar el cost hem de perdre seguretat?

**12.** A les conclusions derivades de l'apagada recent, cal afegir les observacions estructurals del sistema elèctric, ja identificades i documentades en posicionaments previs de la Comissió d'Energia del COEIC. Aquestes es poden sintetitzar en els següents punts:

- Existeix una manca d'equipaments d'emmagatzematge d'energia, imprescindibles per proporcionar potència ferma i compensar la intermitència de les energies renovables. Aquest dèficit contribueix a la vulnerabilitat del sistema i pot afavorir la repetició d'incidents similars a l'apagada recent.

- La capacitat actual d'interconnexió amb Europa és insuficient. Un increment d'aquesta capacitat no només milloraria la seguretat i estabilitat del sistema, sinó que també ampliaria les opcions d'intercanvi energètic, la qual cosa contribuiria a una reducció dels preus de l'energia en el mercat majorista.
- La xarxa de transport i, especialment, la xarxa de distribució no són suficients per fer front al creixement previst de les energies renovables descentralitzades, necessàries per assolir els objectius de descarbonització.
- Si persisteix el retard actual en la implementació d'energies renovables i, especialment, en la instal·lació de sistemes d'emmagatzematge (bombeig i bateries), l'aturada programada de les centrals nuclears, prevista al PNIEC, podria comportar un dèficit significatiu de potència ferma. Per tant, serà necessari reconsiderar i possiblement ajornar la desconnexió d'aquestes centrals per garantir l'estabilitat i la seguretat del sistema elèctric.

Barcelona, 27 de maig de 2025