PNC-FRANCE
PATRIMOINE NUCLÉAIRE ET CLIMAT

juin 2026

Blackout ibérique : la responsabilité d'une politique énergétique sans nuances

Jean-Pierre Pervès

Plus d'un an après un blackout coûteux et mortifère, la parole se libère en Espagne. Le journal « El Español" a ainsi fait état des retransmissions téléphoniques d'urgence entre les opérateurs du réseau qui dévoilent une véritable panique : un opérateur indique par exemple qu'il « *y a beaucoup de variations de tension* », et le porte-parole répond *« toute la zone est très affectée par le problème du solaire, ..., la tension monte/descend tu sais ? C'est à cause du solaire »*. Le représentant de Red Electrica s'exclame alors : *« il y a des oscillations dans tout le système, ..., des variations très importantes du photovoltaïque à cause des prix, des échanges, ..., et peu de groupes avec de l'inertie sur le réseau, ..., c'est foutu ! »*

Mais surprise, dans le résumé pour les décideurs de son analyse de l'évènement, l'ENTSO-E (Association des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité en Europe) *« souligne que la panne de courant est due à de multiples facteurs interagissant, ..., une succession de fluctuations de tension et de phénomènes oscillatoires, ..., des déconnexions généralisées de la production en Espagne, ..., suivies d'une cascade de déconnexions pour surtension et aboutissant à la perte de synchronisme du réseau ibérique, ... »*, et on ne trouve pas une fois dans ce résumé les mots électricité variable et intermittente, solaire ou éolien. Quant à la ministre espagnole, « Sara Aagesen », elle clame *« je crois plus rigoureux de se fier à des rapports officiels, ..., qu'à des conversations ponctuelles »* ! Fermez le ban ! Elle n'était certes pas aux manettes !

Notre ami Georges Sapy est revenu sur cette question des responsabilités réelles dans l'article ci-après : «**Black-out espagnol : analyse du rapport de L'ENTSO-E»,** publié initialement par « Sauvons le climat ». Il confirme ce que PNC-France rappelait dès le 28 mai 2025, l'ENTSO-E ne se jugeait pas compétent pour définir ce qu'est un risque acceptable, **considérant qu'il s'agissait d'une décision politique autant que technique**. Des experts de tous les gestionnaires de réseaux européens ont été mobilisés et ont produit un texte de compromis savant, très technique, refusant de désigner une responsabilité unique, pour mieux ignorer l'origine principale du problème. Rien d'étonnant puisque les experts désignés venaient de pays ayant des politiques énergétiques très différentes, voire conflictuelles avec des pays qui estiment indispensable de disposer d'un socle de production très décarboné et pilotable et d'autres, résolument anti-nucléaires, qui misent sur un 100 % renouvelable, comme l'Allemagne l'Autriche et l'Espagne.

Comme le souligne Georges Sapy, « ***il y a eu une cause majeure au black-out, non structurelle mais décisionnelle : le choix du mix électrique du jour, qui comportait beaucoup trop peu de moyens pilotables, et un pouvoir politique qui faisait une forte pression sur le gestionnaire du réseau espagnol pour maximiser l'intégration des énergies renouvelables et « démontrer » par-là que l'Espagne pouvait fonctionner avec un recours minimal aux énergies fossiles et, pour faire bonne mesure, se passer rapidement du nucléaire... Injonctions irresponsables prises sans aucune compétence ni conscience des risques ».***

Comment ne pas rappeler que la Présidente de la Commission européenne a reconnu en mars 2026 que *« la part du nucléaire était un choix ; je crois que c'était une erreur stratégique de la part de l'Europe de se détourner d'une source d'énergie fiable et abordable à faibles émissions »*, et qu'elle a recommandé ensuite à l'Espagne de retarder la fermeture de son nucléaire. Depuis, l'Espagne a restauré son niveau de production pilotable et écrête régulièrement sa surproduction solaire méridienne comme sa production éolienne intermittente : quand nécessité fait loi !

La ministre espagnole de l'Energie, Sara Aagesen, a encore affirmé, en mars 2026 « *avec les éléments règlementaires et les mécanismes existants, ce black-out n'aurait pas dû se produire »*. Une nouvelle tentative de dédouaner la responsabilité du gouvernement espagnol. Allons Madame, courage, reconnaissez que les faits l'emportent sur des rapports (trop) consensuels!

Devant les lourdes conséquences humaines et économiques, les responsabilités vont devoir être déterminées pour indemniser les dommages. La justice va se prononcer et il ne sera plus possible de de cacher derrière des dogmes politiques.

Georges Sapy 18 Mai 2026

Black-out espagnol : analyse du rapport de l'ENTSO-E

(Note : s'agissant de l'analyse d'un rapport, il est essentiel de distinguer ce qui relève de son contenu et des commentaires et avis de l'auteur de l'analyse. Ces derniers sont écrits en italique)

Résumé et conclusions

Le 28 avril 2025 entre 12h 33mn 17s et 12h 33mn 24s, soit en l'espace de 7 s, le réseau espagnol, déjà très instable depuis le milieu de la matinée, est devenu totalement incontrôlable. Cela a entraîné son écroulement complet (black-out) ainsi que celui du réseau portugais et son isolement automatique des réseaux français et marocain grâce aux protections de perte de synchronisme aux frontières qui ont fonctionné comme prévu en un tel cas, évitant la propagation de l'incident au reste de l'Europe. Toute la Péninsule Ibérique et ses 59 millions d'habitants se sont ainsi retrouvés sans électricité pendant une durée qui a pu aller jusqu'à 12 à 18 heures selon les régions et les zones concernées. Il s'agit là d'un incident majeur classé au niveau 3 le plus élevé des incidents ou plutôt accidents répertoriés pour les systèmes électriques.

L'ENTSO-E, organisation européenne qui regroupe les 40 GRT (gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, homologues de RTE en France) de 36 pays d'Europe, y compris la Grande-Bretagne, est techniquement compétente et juridiquement chargée par ses statuts de l'analyse des incidents graves affectant les systèmes électriques pouvant survenir dans un pays européen. Un groupe d'experts issus de nombreux GRT membres de l'ENTSO-E (dont évidemment REE et REN, GRT respectifs espagnol et portugais, mais aussi RTE et bien d'autres) a été désigné pour analyser en profondeur ce black-out et en tirer toutes les leçons permettant de faire des recommandations d'amélioration pour en éviter la reproduction. *Cela se justifie pleinement d'une part parce que les réseaux européens sont de plus en plus interconnectés et partagent donc de plus en plus de risques de propagation de défauts, d'autre part parce qu'un grave incident est toujours porteur de retours d'expérience extrêmement précieux pour l'ensemble des pays du continent. C'est d'autant plus important que les réseaux actuels subissent une véritable révolution technologique liée à l'introduction de l'électronique de puissance (notamment onduleurs) indispensables pour coupler les installations éoliennes et photovoltaïques.*

Après une première publication en juin 2025 précisant les objectifs et les étapes de son étude, l'ENTSO-E a publié le 3 octobre 2025 un premier rapport essentiellement descriptif qualifié de **factuel,** puis son rapport **définitif** le 20 mars 2026. C'est ce dernier qui est analysé dans ce qui suit.

Dans son rapport factuel, l'ENTSO-E écrivait déjà que **la perte de contrôle de la tension du réseau** juste avant l'écroulement final apparaissait comme un facteur déterminant et ajoutait que cette cause était une première dans l'histoire des black-out. *Elle aurait pu ajouter que cet événement était aussi une première pour un grand réseau fonctionnant à ce moment-là avec ≈ 65 % de productions éoliennes et surtout photovoltaïques…*

Dans les jours qui ont suivi la publication du rapport final, de très nombreux articles journalistiques, manifestement bien aidés par l'IA pour en synthétiser les… 472 pages, ont fleuri pour en résumer les conclusions. Certains journalistes ou commentateurs y ont ajouté leurs commentaires et opinions, la question stratégique de la responsabilité des énergies renouvelables variables et intermittentes dans le mix énergétique espagnol étant posée et concernant plus largement l'Europe entière.

Le rapport de l'ENTSO-E ne répond pas directement à cette question stratégique, sachant que de nombreuses autres causes ont également joué un rôle. *D'autre part, il convient de rappeler que l'ENTSO-E fonctionne par consensus de l'ensemble de ses membres et que son seul domaine est celui de*

l'expertise technique. Elle n'est pas mandatée pour faire la stratégie énergétique des pays ni déterminer les responsabilités, qui relèvent du judiciaire du pays concerné en cas d'incident grave (ce processus est en cours en Espagne). Du fait de son statut d'expert, l'ENTSO-E prend également toujours bien soin de ne pas interférer avec les décisions qui relèvent des politiques de l'UE ou des pays membres, comme cela transparaît habituellement dans ses publications.

Toute la question est donc de savoir si ce rapport final dit néanmoins « ce qui doit être dit » d'un point de vue technique. Il représente indéniablement un très gros travail d'investigation et d'analyse que l'auteur de ces lignes considère comme techniquement solide et intellectuellement honnête, l'ENTSO-E étant strictement restée dans son domaine d'expertise. Est-ce un problème ? Ce ne l'est pas pour les GRT européens qui sont en première ligne car ce sont eux qui seront les premiers responsables en cas de black-out dans leur pays et il ne fait aucun doute qu'ils tiendront compte des recommandations contenues dans ce rapport final.

Cependant, la mise en œuvre de ces recommandations peut impliquer des investissements et des choix qui relèvent du politique. Le message de l'ENTSO-E sera-t-il compris à ces niveaux ? Deux évolutions (ou plutôt deux révolutions…) récentes sont à noter :

1. *Le gouvernement espagnol, qui voulait fermer au plus vite ses centrales nucléaires, qui fournissent au pays près de 20 % de son électricité, vient semble-t-il de changer d'avis. Il veut maintenant prolonger ses réacteurs. Il est vrai que depuis le black-out du 28 avril 2025, les cycles combinés au gaz espagnols fonctionnent beaucoup plus pour sécuriser le réseau et notamment sa tension : entre mai et décembre 2025, ils ont consommé 50 % de plus de gaz que pendant l'année précédente et augmenté les émissions du secteur électrique espagnol de 9 %... Ceci en dépit de l'augmentation des capacités installées en éolien et surtout photovoltaïque…*
2. *Quant au gouvernement belge, il vient d'entrer en négociations avec ENGIE pour nationaliser ses centrales nucléaires et leur redonner un avenir, en prolongeant plus longtemps ses deux réacteurs en activité et en en redémarrant certains autres récemment arrêtés.*

Les principales conclusions du rapport définitif de l'ENTSO-E sont résumées ci-dessous, sur la base des analyses plus complètes réalisées et commentées plus loin.

En résumé :

La cause profonde du black-out n'est pas directement due à un manque d'inertie qui aurait conduit à la perte de la fréquence. *Cependant, les valeurs d'inertie élaborées par l'ENTSO-E montrent que la marge de sécurité dans ce domaine était très réduite le jour du black-out…*

La cause profonde est due à une perte majeure de maîtrise de la tension, dont la montée inexorable avant le black-out a conduit à des déconnexions en cascade des moyens de production, ayant ensuite conduit à un écroulement de la fréquence par déséquilibre majeur production-consommation.

Cinq facteurs ont contribué à ce processus :

1. Une insuffisance de moyens pilotables couplés au réseau, correspondant à moins de 75 % du programme prévisionnel qui aurait dû être appliqué. Ce point est capital, les alternateurs des moyens pilotables étant très efficaces pour régler la tension. *En fait, il faut aller plus loin : même avec 25 % de plus, les moyens pilotables apparaissent comme très insuffisants, d'autant plus qu'il y avait très peu de CCG au gaz couplés (≈ 3,4 % de la puissance instantanée du réseau et ≈ 4,3 % de la puissance installée totale en CCG du pays), choix d'autant plus dommageable que ces moyens de production sont ceux qui disposent des régulations automatiques de tension les plus rapides (celles du nucléaire sont plus lentes ainsi probablement que celles de l'hydraulique).*
2. Des moyens de réglage de la tension peu performants conduisant à l'incapacité des onduleurs à régler leur puissance réactive indépendamment de leur puissance active et par conséquent à régler de façon autonome la tension du réseau.
3. De même des commandes beaucoup trop lentes pour les connexions-déconnexions des bancs d'inductances shunt *(shunt signifie qu'elles sont connectées entre les phases et le neutre)* qui permettent d'absorber la puissance réactive capacitive en excès qui se crée dans les lignes

de transport. En cause, des manœuvres réalisées par télécommande manuelle, processus qui implique information des opérateurs, délais de réflexion et délai d'action (l'ENTSO-E a noté qu'en France, 50 % de ces installations étaient actionnées automatiquement dans des délais de 5 à 10 secondes, à comparer à plusieurs minutes pour une télécommande manuelle).

4. Des réglages des protections de déconnexion des moyens de production en cas de surtensions du réseau beaucoup trop proches (440 kV) de la tension maximale admise pour ce dernier en Espagne, plus élevée que dans le reste de l'Europe (435 kV au lieu de 420 kV), facteur aggravé par des réglages peu rigoureux de ces moyens. *Cette situation a finalement abouti à surprotéger prioritairement les moyens de production au détriment du soutien au réseau, inversant les priorités.*

5. Un incident sur un onduleur important ayant provoqué des oscillations de fréquence et de tension dans le réseau espagnol, dont les mesures correctives pour les éliminer ont conduit à faire augmenter la tension du réseau.

Ces cinq causes ont cumulé leurs effets pour conduire à la montée de la tension selon une dynamique qui s'apparente à une réaction en chaîne, comme suit :

* Les mesures correctives prises pour éliminer les oscillations de fréquence à 0,63 Hz ont fait monter la tension à partir de 12h 25mn environ.

* Cette montée de tension n'a pas pu être corrigée et, vers 12h 32mn, les parcs éoliens et surtout photovoltaïques ont commencé à se déconnecter en premier du réseau pour les raisons explicitées ci-dessus. Cela a eu deux effets cumulatifs sur l'augmentation de tension :

    - L'effacement des onduleurs qui **absorbaient de la puissance réactive** avant leur déconnexion a fait augmenter cette dernière dans le réseau et par conséquent a fait monter la tension.

    - Ces déconnexions ont déchargé les lignes de transport, ce qui a également fait monter la tension par effet Ferranti.

* La tension a donc continué à augmenter et de nouveaux moyens de production ou d'équipements de réseau tels que des transformateurs se sont déconnectées pour se protéger, qui à leur tour ont déchargé les lignes, accroissant à nouveau la tension du réseau, et ainsi de suite.

  Le réseau est alors entré dans une suite de montées de la tension suivies de déconnexions en cascade des moyens de production et la situation s'est très vite dégradée. Comme le montrent les courbes d'évolution de l'annexe 2, les déconnexions se sont emballées vers 12h 32mn 57s jusqu'au moment où, vers 12h 33mn 17s, soit environ 20s plus tard, la production a été suffisamment inférieure à la consommation pour que le système s'écroule par perte de contrôle de la fréquence.

Enfin, comme le montrent également ces courbes, des excursions transitoires très importantes de tension se sont produites juste avant et pendant le black-out, induisant des transitoires de fréquence aboutissant à de forts transitoires de puissance. Ces transitoires se sont propagés jusque dans le Sud-Ouest de la France et sont à l'origine de l'arrêt automatique de l'unité nucléaire de GOLFECH 1 dont l'enchaînement des causes est analysé dans le rapport de l'ENTSO-E. La centrale du BLAYAIS a également été affectée mais beaucoup moins et est restée sur le réseau (voir annexe 3 sur ces sujets).

En définitive, ce black-out a révélé des faiblesses structurelles, organisationnelles et opérationnelles de gestion du système électrique espagnol, mais il n'en reste pas moins que le fait majeur est le choix d'un mix électrique comportant trop de renouvelables variables et intermittents et trop peu de moyens pilotables utilisant des machines synchrones, que le système électrique du moment était incapable de supporter. Ce choix, imposé par une pression politique irresponsable, n'était sans doute pas celui des opérateurs du réseau, comme explicité au chapitre 2 intitulé « Ce que l'ENTSO-E ne pouvait pas dire… ».

==========

Table des matières

1 – Analyse commentée des résultats du rapport final de l'ENTSO-E 5
Constitution des mix de production de l'Espagne et du Portugal juste avant le black-out 5
La cause profonde du black-out n'est pas un manque d'inertie. *MAIS…* 6
Le black-out est bien dû à une perte majeure de maîtrise de la tension 6
Il n'y avait pas suffisamment de machines synchrones raccordées au réseau 6
Des oscillations de fréquence et de tension ont été induites par le dysfonctionnement d'un onduleur 7
Des écarts trop faibles entre les tensions maximales du réseau et celles des déconnexions de sécurité des moyens de production 8
Les onduleurs connectant les unités éoliennes et photovoltaïques ne pouvaient pas régler séparément leurs puissances actives et réactives 8
Il n'y avait pas suffisamment d'inductances shunt connectées pour rattraper la situation 8
Synthèse : des causes multiples ayant conduit à une réaction en chaîne de déconnexions par surtensions croissantes 9
Les principales recommandations de l'ENTSO-E 10
Recommandations de gouvernance et organisationnelles 10
Recommandations en relation directe avec les causes du black-out 11
2 – Ce que l'ENTSO-E ne pouvait pas dire… 11
Annexe 1 : puissances des moyens de productions juste avant le black-out (Figure extraite du rapport final de l'ENTSO-E) 14
Annexe 2 : évolutions des tensions et de la fréquence juste avant et pendant le black-out (Figures extraites du rapport final de l'ENTSO-E) 14
Annexe 3 : impact du black-out espagnol du 28 avril 2025 sur les centrales nucléaires de Golfech et du Blayais (source : rapport final de l'ENTSO-E) 15
- Centrale de Golfech 15
- Centrale du Blayais 15

==========

1 – Analyse commentée des résultats du rapport final de l'ENTSO-E

Elle se base à la fois sur le rapport définitif de l'ENTSO-E et sur la structure du mix électrique de la Péninsule Ibérique juste avant le black-out, qui fait apparaître un taux de pénétration d'éolien et de photovoltaïque d'environ 65 % en Espagne.

Constitution des mix de production de l'Espagne et du Portugal juste avant le black-out

Les puissances en **GW** des différents moyens mis en œuvre sont récapitulées dans le tableau 1 ci-après. Voir également en annexe 1 la représentation graphique établie par l'ENTSO-E.

Moyens actifs	Espagne	Portugal	Total Péninsule	Portugal à 9h30
CCG	1,12 (1)	0,27 (1)	1,39 (1)	0,26 (1)
Hydraulique	3,62	0,48	4,1	1,88
Nucléaire	3,47	0	3,47	0
Cogénération et déchets	1,36	0	1,36	0
Solaire thermodynamique	1,5	0	1,5	0
Renouvelables thermiques	0,4	0,76	1,16	0,75
Sous-total pilotable	11,47	1,51	12,96	2,89
Solaire photovoltaïque	17,66	2,10	19,76	1,06

Éolien	3,47	1,60	5,07	2,34
Sous-total non pilotable	21,13 **≈ 65 %** (2)	3,70 **≈ 71 %** (2)	24,83 **≈ 66 %** (2)	3,4 ≈ 54% (2)
Puissance totale par entité	32,60	5,21 (3)	37,81	6,29
Imports (+) ou Exports (-)	- 4,2	**+ 2,75** (4)	- 1,45	+ 0,83 (3)
Puissance consommée	32,58	7,96	40,54	7,12

(1) Les contributions des CCG étaient extrêmement faibles en Espagne et au Portugal. Cela a eu une importance capitale dans la perte de maîtrise de la tension du réseau espagnol (voir plus loin).

(2) Taux calculé par rapport à la production totale de chaque entité, hors importations ou exportations.

(3) Juste avant le black-out, la puissance produite par le Portugal représentait moins de 14 % de la puissance totale produite dans la péninsule.

(4) Juste avant le black-out, les importations du Portugal représentaient ≈ 35 % de sa consommation totale pour moins de 12 % à 9h30 ! Le Portugal était donc dans une situation de vulnérabilité majeure en cas de défaillance de l'Espagne. ***L'ENTSO-E confirme d'ailleurs que l'origine de l'incident est purement espagnole, le Portugal étant la victime collatérale****.*

(5) Enfin, ***le marché de l'électricité****, qui ignore superbement les lois de la physique, porte une lourde responsabilité : après 9h00 les prix du marché spot dans la péninsule étaient proches de 0 €/MWh. Ces prix de marché ont* ***mécaniquement conduit le Portugal à effacer près des trois quarts de sa production hydraulique, affaiblissant de ce fait grandement la robustesse de son réseau****. Le Portugal, qui importait d'Espagne 35 % de son électricité, s'est ainsi retrouvé piégé par cette dépendance qui lui ôtait toute possibilité de s'isoler de l'Espagne. Et une perte de cette ampleur ne pouvait que mener au black-out immédiat.*

La cause profonde du black-out n'est pas un manque d'inertie, *MAIS…*

L'inertie totale des systèmes électriques est définie par la **constante d'inertie H** (exprimée en secondes) qui représente la durée de délivrance de l'énergie cinétique accumulée dans les rotors des machines tournantes couplées au réseau, qu'il s'agisse de celle des moyens de production (largement dominante) ou de celle des charges alimentées (moteurs). Le total s'exprime donc comme suit :

H totale = **H** moyens de production + **H** charges alimentées

L'ENTSO-E a calculé ces valeurs pour les réseaux espagnol et portugais juste avant le black-out, avec les résultats suivants, en précisant qu'il s'agit de plages de valeurs du fait des incertitudes concernant une partie des inerties mises en œuvre. Les résultats figurent dans le tableau 2 ci-dessous :

Espagne	Portugal	Péninsule
[2,17 à 2,67] secondes	[2,45 à 2,95] secondes	[2,21 à 2,71] secondes

La non mise en cause d'un manque d'inertie apparaît validée par les faits dans la mesure où le ***RoCoF*** *(Rate of Change of Frequency, soit taux de variation de la fréquence, inversement proportionnel à* ***H*** *et qui mesure la vitesse de variation de la fréquence en cas de variations brutales de la puissance) est resté inférieur à 1Hz/s (limite de sécurité déterminée par l'ENTSO-E) sauf bien sûr en phase finale du black-out.*

Cependant, le consensus scientifique indique que ***des valeurs de l'ordre de 2 secondes sont le signe d'un réseau très faiblement inertiel qui présente des risques accrus en cas de perte fortuite d'une puissance importante****. Les deux réseaux ci-dessus présentaient donc une très faible marge en termes d'inertie et donc de tenue de la fréquence. Mais ce n'est pas ce paramètre qui a joué cette fois-là…*

Le black-out est bien dû à une perte majeure de maîtrise de la tension

Le rapport de l'ENTSO-E identifie plusieurs facteurs qui ont cumulé leurs effets pour conduire à la perte de maîtrise de la tension, dont l'évolution temporelle est illustrée en annexe 2.

Il n'y avait pas suffisamment de machines synchrones raccordées au réseau

Selon le rapport de l'ENTSO-E, moins de 75 % des alternateurs **prévus au programme du jour** étaient connectés au réseau avant le black-out.

Ce point est capital dans la mesure où les machines synchrones sont les moyens les plus efficaces pour produire ou absorber de la puissance réactive et ainsi faire monter ou baisser la tension locale en leur point de connexion. Cependant :

- *Les 7 groupes nucléaires espagnols, mis en service entre 1981 et 1988 n'ont pas été dotés d'origine de régulations automatiques de tension **rapides**, contrairement à leurs homologues français, parce qu'ils étaient destinés à fonctionner uniquement en base et que leurs régulations de tension étaient adaptées aux variations relativement lentes de tension des réseaux à l'époque. L'arrivée massive des productions éoliennes et photovoltaïques a accéléré les vitesses de variation et les fluctuations quasi permanentes de tension, qui ne peuvent plus être prises en compte par les régulateurs d'origine. REE a demandé durant l'été 2025 aux opérateurs nucléaires de modifier leurs régulations de tension pour les rendre plus dynamiques, mais ces derniers ont unanimement refusé, arguant que leurs alternateurs n'étaient pas conçus pour ces régimes (il semblerait également qu'ils ne voulaient pas engager des investissements importants à leur seule charge…).*
- *Les centrales hydrauliques, en tout cas les plus importantes, sont bien sûr aussi dotées de régulations automatiques de tension, mais leur rapidité de fonctionnement n'est pas précisée.*
- *En définitive, il semblerait donc que les CCG, machines modernes et récentes pour la plupart, soient les plus à même de pouvoir faire de la régulation dynamique de tension agissant en quelques secondes. Mais encore faut-il… qu'ils soient en fonction : juste avant le black-out, très peu d'entre eux étaient connectés au réseau selon les données du tableau 1, soit ≈ 1,12 GW seulement, dont ≈ 0,8 GW dans la région Sud-Ouest d'où sont parties les instabilités de tension. Leur contribution au réglage de tension a de ce fait été très limitée. Ceci alors que la puissance installée totale en CCG dépassait 26 GW !*

Faut-il en déduire que le mot d'ordre était à l'économie du gaz ? Ou à la volonté de « démontrer » que le réseau pouvait fonctionner de façon autonome avec de plus en plus d'éolien et de photovoltaïque ? Ou les deux à la fois ? *Des éléments de réponse sont apportés dans le chapitre 2 intitulé « Ce que l'ENTSO-E ne pouvait pas dire… ».*

Des oscillations de fréquence et de tension ont été induites par le dysfonctionnement d'un onduleur

Deux épisodes d'oscillations de fréquence se sont produits, le premier entre environ 12h03 et 12h08, le deuxième entre environ 12h19 et 12h22. Deux fréquences d'oscillations **se sont superposées**, l'une à 0,2 Hz, phénomène bien connu qui concerne l'ensemble du réseau européen continental et qui est lié à la longueur des lignes européennes et aux effets d'inertie, l'autre à 0,63 Hz propre au réseau espagnol. L'ENTSO-E a identifié avec certitude ce dernier phénomène comme étant une **oscillation forcée due à l'instabilité interne d'un onduleur connectant un parc photovoltaïque.**

Les oscillations de fréquence, qui induisent des oscillations de tension et donc de puissance, sont considérées par l'ENTSO-E comme très dangereuses pour la stabilité des réseaux. Les mesures correctives connues pour éliminer les fluctuations à 0,63 Hz ont été de diminuer l'impédance des liaisons de l'onduleur au reste du réseau en mettant en service en parallèle une deuxième ligne de transport supplémentaire qui était à l'arrêt. Elles ont été efficaces. Cependant, utiliser deux lignes qui sont alors nécessairement moins chargées qu'une seule a eu pour effet normal (effet Ferranti) de faire monter leur tension. Ceci dès le premier épisode et les deux lignes sont logiquement ensuite restées en service. Lors du deuxième épisode, c'est surtout l'oscillation à 0,2 Hz qui est réapparue et a perturbé la tension, ajoutant à l'instabilité de tension existante, une dizaine de minutes avant le black-out.

Concernant les fluctuations à 0,63 Hz, il s'agit d'une défaillance connue et documentée des onduleurs et d'autres types de systèmes électroniques (FACTS, STATCOMS, etc.) qui constitue un point faible de ces technologies. Elle a en l'occurrence pesé très lourd par ses conséquences sur la montée de la tension dans la mesure où ce sont les fluctuations à 0,63 Hz qui ont conduit à doubler la ligne et par conséquent à contribuer à faire monter la tension.

Des écarts trop faibles entre les tensions maximales du réseau et celles des déconnexions de sécurité des moyens de production

L'Espagne a adopté des limites hautes de tension supérieures à celles des autres pays européens, y compris donc le Portugal, pour son réseau THT à 400 kV, à savoir **435 kV** au lieu de 420 kV.

Or, selon le rapport de l'ENTSO-E, les protections de déconnexion en cas de surtension du réseau pour de nombreux moyens de production, **notamment les parcs éoliens et photovoltaïques**, étaient réglées **en principe** à 440 kV (il semblerait même que certaines d'entre elles l'étaient à moins…). Or, l'écart entre 440 et 435 kV est de… 1,1 % !

L'ENTSO-E a souligné que cet écart était beaucoup trop faible et ne garantissait pas que les moyens de production restent connectés au réseau tant que ce dernier restait dans ses limites de fonctionnement, ce qui aurait dû normalement être le cas. Cette mauvaise coordination des réglages des protections a joué un rôle majeur dans l'écroulement du réseau (voir plus loin).

Compte tenu des incertitudes de mesure sur des installations industrielles à ces niveaux de tension, il était pourtant évident que ce risque était très élevé. On peut surtout se demander pourquoi l'Espagne a fait ce choix, risqué et non conforme à celui des autres pays européens, sinon pour faire transiter un peu plus de puissance... L'harmonisation des niveaux en Europe (en clair l'alignement de l'Espagne sur les autres pays…) est l'une des recommandations de l'ENTSO-E dans son rapport.

Les onduleurs connectant les unités éoliennes et photovoltaïques ne pouvaient pas régler séparément leurs puissances actives et réactives

Ces onduleurs ne pouvaient injecter ou soutirer qu'une puissance réactive « fixe », plus exactement proportionnelle à leur puissance active, sans autre possibilité de réglage que de leur fixer la fonction d'injection ou de soutirage de puissance réactive.

Ce manque de découplage entre puissance active qui gère la puissance du réseau et puissance réactive qui gère sa tension a été un facteur majeur de difficultés le 28 avril 2025. Le matin de ce jour, les onduleurs avaient été réglés pour **soutirer de l'énergie réactive**, par crainte semble-t-il de montées de tension dues à une prévision de production photovoltaïque massive.

De fait, la tension a été très instable durant toute la matinée, avec des épisodes de tensions faibles et de tensions élevées, mais c'est à partir de midi que la situation s'est aggravée et le réglage « fixe » des onduleurs n'a pas permis de contribuer à la stabilisation de la tension du réseau.

Il s'agissait manifestement d'onduleurs de type « suiveurs de réseaux ». Selon des informations récentes extérieures au rapport de l'ENTSO-E, il semblerait que la règlementation espagnole ait évolué depuis juin 2025, pour désormais obliger les onduleurs à disposer de capacités de contrôle dynamique de la tension (mode Voltage Control, apanage des onduleurs « formeurs de réseaux ») leur permettant d'injecter ou d'absorber de la puissance réactive en fonction des besoins instantanés du réseau, de manière indépendante à leur puissance active. Cette règlementation s'appliquera de façon certaine pour les nouveaux projets.

Concernant les installations existantes, il semblerait que des modifications logicielles aient permis d'intégrer ces nouveaux modes de fonctionnement des onduleurs sur certaines d'entre-elles, sans autres précisions concernant leur nombre et les résultats atteints.

Il n'y avait pas suffisamment d'inductances shunt connectées pour rattraper la situation

Les inductances shunt permettent **d'absorber la puissance réactive capacitive en excès** qui se crée dans les lignes de transport. Environ 90 « bancs » d'inductances sont installés dans le réseau espagnol, correspondant à une capacité de puissance réactive inductive totale de 13 300 MVAR (MVAR : MVA réactifs). Environ 43 « bancs » d'inductances, pour un total de 6 000 MVAR, ont été manœuvrés pour le contrôle de la tension entre 09h00 et environ 12h30 le 28 avril (84 opérations de commutations au total, dont 40 dans le Sud).

Juste avant le black-out, la situation était la suivante (tableau 3 ci-dessous, capacités en MVAR) :

Zone du pays	Capacité de puissance réactive **connectée**	Capacité de puissance réactive
Sud de l'Espagne	1 300 (33%)	2 700 (67 %)
Autres régions	6 400 (69 %)	2 900 (31 %)
Total	7 700 (58 %)	5 600 (42 %)

La raison de cette situation est en partie due au fait (voir ci-dessus) que plusieurs « bancs » ont été déconnectés et reconnectés pendant et autour des épisodes d'oscillation de fréquence entre environ 12h03 et 12h25, qui ont entraîné des variations de tension et de puissance à la hausse et à la baisse. Il n'y a pas eu ensuite de reconnexions de ces inductances qui auraient pu contribuer à faire baisser la tension jusqu'au black-out : **5 600 MVAR au total dont 2 700 MVAR dans le Sud de l'Espagne, région la plus critique, sont donc restés déconnectés**. Ceci s'explique en grande partie par le fait que ces commutations étaient réalisées par télécommandes manuelles, qui induisaient des délais nécessaires d'analyse dans un contexte extrêmement complexe et évolutif et de décisions difficiles à prendre.

Pour être efficaces et faire très vite baisser la tension, ces inductances auraient dû être toutes connectées très rapidement, ce qui aurait impliqué des connexions automatiques. Il n'est pas évident cependant à la lecture du rapport de l'ENTSO-E que cela aurait suffi, tant la situation était dégradée et a évolué très vite dans les dernières minutes et secondes.

Synthèse : des causes multiples ayant conduit à une réaction en chaîne de déconnexions par surtensions croissantes

La cause profonde du black-out n'est pas directement due à un manque d'inertie qui aurait conduit à la perte de la fréquence. *Cependant, les valeurs d'inertie élaborées par l'ENTSO-E montrent que la marge de sécurité dans ce domaine était très réduite le jour du black-out…*

La cause profonde est due à une perte majeure de maîtrise de la tension, dont la montée inexorable avant le black-out a conduit à des déconnexions en cascade des moyens de production, ayant ensuite conduit à un écroulement de la fréquence par déséquilibre majeur production-consommation.

Cinq facteurs ont contribué à ce processus :

1. Une insuffisance de moyens pilotables couplés au réseau, correspondant à moins de 75 % du programme prévisionnel assigné. Ce point est capital, les alternateurs des moyens pilotables étant très efficaces pour régler la tension. *En fait, il faut aller plus loin : même avec 25 % de plus, les moyens pilotables apparaissaient comme très insuffisants, d'autant plus qu'il y avait très peu de CCG couplés (≈ 3,4 % de la puissance instantanée du réseau et ≈ 4,3 % de la puissance installée totale en CCG du pays), choix d'autant plus dommageable que ces moyens de production sont ceux qui disposent des régulations automatiques de tension les plus rapides (celles du nucléaire sont plus lentes ainsi probablement que celles de l'hydraulique).*

2. Des moyens de réglage de la tension peu performants conduisant à l'incapacité des onduleurs à régler leur puissance réactive indépendamment de leur puissance active et par conséquent à régler de façon autonome la tension du réseau.

3. Des commandes de réglage de la tension beaucoup trop lentes pour les connexions-déconnexions des bancs d'inductances shunt permettent d'absorber la puissance réactive capacitive en excès qui se crée dans les lignes de transport. En cause, des manœuvres réalisées par télécommande manuelle, processus qui implique information des opérateurs, délais de réflexion et délai d'action (l'ENTSO-E a noté qu'en France, 50 % de ces installations étaient actionnées automatiquement dans des délais de 5 à 10 secondes, à comparer à plusieurs minutes pour une télécommande manuelle).

4. Des réglages des protections de déconnexion des moyens de production en cas de surtensions du réseau beaucoup trop proches (440 kV) de la tension maximale admise pour ce dernier en Espagne, plus élevée que dans le reste de l'Europe (435 kV au lieu de 420 kV), facteur aggravé par des réglages peu rigoureux de ces moyens. *Cette situation a finalement abouti à surprotéger prioritairement les moyens de production au détriment du soutien au réseau, qui est l'objectif recherché.*

5. Un incident sur un onduleur important ayant provoqué des oscillations de fréquence et de tension dans le réseau espagnol, dont les mesures correctives pour les éliminer ont conduit à faire augmenter la tension du réseau.

Ces cinq causes ont cumulé leurs effets pour conduire à la montée de la tension qui a débuté dans la région Sud-Ouest de l'Espagne, qui cumulait plusieurs facteurs de risques : une très forte production photovoltaïque, trop peu de CCG couplés et également trop peu de bancs d'inductances shunt couplés, en outre aux possibilités de commutation trop lentes.

La montée de tension s'est ensuite généralisée et a entraîné un phénomène de réaction en chaîne, comme suit :

- Les mesures correctives prises pour éliminer les oscillations de fréquence à 0,63 Hz ont fait monter la tension à partir de 12h 25mn environ.
- Cette montée de tension n'a pas pu être corrigée et, vers 12h 32mn, les parcs éoliens et surtout photovoltaïques ont commencé à se déconnecter en premier du réseau pour les raisons explicitées ci-dessus. Cela a eu deux effets cumulatifs sur l'augmentation de tension :
    - L'effacement des onduleurs qui **absorbaient de la puissance réactive** avant leur déconnexion a fait augmenter cette dernière dans le réseau et par conséquent a fait monter la tension.
    - Ces déconnexions ont déchargé les lignes de transport, ce qui a également fait monter la tension par effet Ferranti.
- La tension a donc continué à augmenter et de nouveaux moyens de production ou d'équipements de réseau tels que des transformateurs se sont déconnectées pour se protéger, qui à leur tour ont déchargé les lignes, accroissant à nouveau la tension du réseau, et ainsi de suite.
- Le réseau est alors entré dans une suite de montées de la tension suivies de déconnexions en cascade des moyens de production et la situation s'est très vite dégradée. Comme le montrent les courbes d'évolution de l'annexe 2, les déconnexions se sont emballées vers 12h 32mn 57s jusqu'au moment où, vers 12h 33mn 17s, soit environ 20s plus tard, la production a été suffisamment inférieure à la consommation pour que le système s'écroule par perte de contrôle de la fréquence.
- Enfin, comme le montrent également ces courbes, des excursions transitoires très importantes de tension se sont produites juste avant et pendant le black-out, induisant des transitoires de fréquence qui ont provoqué de forts transitoires de puissance. Ces transitoires se sont propagés jusque dans le Sud-Ouest de la France et sont à l'origine de l'arrêt automatique de l'unité nucléaire de GOLFECH 1 dont l'enchaînement des causes est analysé dans le rapport de l'ENTSO-E. La centrale du BLAYAIS a également été affectée mais beaucoup moins et est restée sur le réseau (voir annexe 3 sur ces deux sujets).

En définitive, ce black-out a révélé des faiblesses structurelles, organisationnelles et opérationnelles de gestion du système électrique espagnol, mais il n'en reste pas moins que le fait majeur est le choix d'un mix électrique comportant trop de renouvelables variables et intermittents et trop peu de moyens pilotables utilisant des machines synchrones, que le système électrique était par ailleurs incapable de supporter du fait de ses défaillances. Ce choix que l'on peut qualifier d'irresponsable est celui du politique, pas celui des opérateurs du réseau, comme explicité au chapitre 2 ci-après intitulé « Ce que l'ENTSO-E ne pouvait pas dire… ».

Les principales recommandations de l'ENTSO-E

Ces recommandations, toujours exprimées comme il se doit par l'ENTSO-E en y mettant les formes, disent néanmoins un certain nombre de choses, à la fois sur des questions générales et sur des sujets plus spécifiquement liés aux causes du black-out :

Recommandations de gouvernance et organisationnelles

L'ENTSO-E pointe notamment plusieurs sujets majeurs de gouvernance et d'organisation tels que :
« des divergences par rapport aux exigences applicables ; un manque d'alignement entre les

exigences juridiques et réglementaires applicables et les besoins techniques actuels du système ; des interprétations différentes selon les parties des exigences applicables, en fonction de la législation en vigueur ; des incertitudes concernant la répartition des responsabilités décisionnelles entre les autorités nationales compétentes en Espagne (par exemple, l'autorité nationale de régulation, le ministère compétent, etc.) notamment en ce qui concerne la définition ou le développement des exigences applicables ; un manque de clarté concernant les rôles et les responsabilités respectifs des différents acteurs, notamment quelle partie est responsable de quelles actions et dans quel ordre ».

Le constat est sévère et concerne une longue liste de graves dysfonctionnements de gouvernance globale et organisationnels… L'ENTSO-E n'en publie évidemment pas tous les détails, certains étant logiquement réservés à la seule partie espagnole, mais les choses ont été dites. On peut y déceler en particulier l'allusion à l'ingérence du gouvernement espagnol dans les décisions opérationnelles de REE en matière d'orientation des mix électriques journaliers à promouvoir (voir également plus loin les commentaires au chapitre 2, intitulé « Ce que l'ENTSO-E ne pouvait pas dire »).

Recommandations en relation directe avec les causes du black-out

Toutes les causes identifiées ont fait l'objet de recommandations de corrections ou d'améliorations. Ce n'est pas ici le lieu de les citer toutes, seules les principales et les plus évidentes sont rappelées :

* Harmoniser à 420 kV la limite supérieure de tension sur les réseaux 400 kV entre pays ainsi que les marges de sécurité avec les tensions de déconnexion des moyens de production, notamment éoliens et photovoltaïques.
* Automatiser les connexions-déconnexions des inductances shunt pour gagner en rapidité d'action (L'ENTSO-E cite le cas de la France où 50 % de ces équipements sont actionnés automatiquement dans des délais de 5 à 10 secondes, les 50 % autres étant télécommandés manuellement. De plus, la part automatisée fonctionne selon deux modes : un mode de régulation qui est normalement activé dans la plage normale de tensions, et un mode de sécurité qui s'active automatiquement quand la tension sort de cette plage).
* Dans le même registre, l'ENTSO-E cite aussi l'installation de dispositifs électroniques plus flexibles tels que les STATCOM ou similaires qui sont censés absorber ou fournir plus rapidement de la puissance réactive.
* Donner aux onduleurs qui couplent les productions éoliennes et photovoltaïques la capacité de régler séparément la puissance et la tension (onduleurs de type « formeurs de réseau » au moins concernant la tension).
* Enfin, l'ENTSO-E recommande fortement l'installation de **compensateurs synchrones**, très efficaces pour régler la tension et qui apportent en plus de l'inertie au réseau.

2 – Ce que l'ENTSO-E ne pouvait pas dire…

Le rapport de l'ENTSO-E identifie clairement les faiblesses structurelles très importantes du système électrique espagnol, notamment en termes de moyens pour maîtriser la tension avant le black-out.

Mais il y a eu une autre cause majeure au black-out, non structurelle mais décisionnelle : le choix du mix électrique du jour, qui comportait beaucoup trop peu de moyens pilotables, en particulier un quota de CCG extrêmement faible, avec seulement 1,12 GW représentant 3,4 % de la puissance totale du réseau avant le black-out et 4,3 % de la puissance installée du parc de CCG !

Comment expliquer cette situation proprement aberrante et qui en porte la responsabilité ? La réponse ne fait aucun doute sur ce dernier point : le pouvoir politique. Il faisait en effet en permanence une forte pression sur REE pour maximiser l'intégration des énergies renouvelables et « démontrer » par-là que l'Espagne pouvait fonctionner avec un recours minimal aux énergies fossiles et, pour faire bonne mesure, se passer rapidement du nucléaire… Injonctions irresponsables prises sans aucune compétence ni conscience des risques. Et pour que la pression s'exerce au mieux sur les opérateurs du réseau, une ancienne ministre du gouvernement en place avait été nommée pour présider REE ! Certains experts ont à juste titre parlé de « pilotage idéologique ».

Les opérateurs de REE ont été mis en cause, soit parce qu'ils auraient failli, soit parce qu'ils auraient cédé aux injonctions gouvernementales. Mais la responsabilité première revient bien au pouvoir politique, ce d'autant plus que ***dès janvier 2025, les experts de REE avaient alerté en interne de façon confidentielle, puis de façon publique, sur la montée des risques imminents d'effondrement du réseau, du fait de l'insuffisance d'utilisation des moyens pilotables, thermiques et nucléaires, pour stabiliser le réseau****. Le pouvoir politique ne pouvait donc pas l'ignorer, mais dans son inconscience abyssale, il n'en a manifestement pas tenu compte. Les experts de REE étaient à l'époque surtout inquiets du manque d'inertie, personne n'imaginant alors une perte de maîtrise de la tension, inédite dans le monde. Cet évènement majeur a révélé ce nouveau risque et apporté d'autres enseignements concernant les faiblesses du réseau espagnol, qui peuvent peut-être concerner aussi certains autres pays en Europe.*

Depuis le black-out, le principe de réalité s'est imposé en Espagne : ***les CCG fonctionnent beaucoup plus (augmentation de 50 % de la consommation de gaz pour les alimenter et de 9 % des émissions de CO2 du système électrique espagnol) et les productions photovoltaïques sont de plus en plus souvent écrêtées, ce qui n'arrivait jamais avant le black-out.***

Le gouvernement espagnol semble aussi vouloir dorénavant prolonger l'exploitation de ses réacteurs nucléaires, contrairement à ses objectifs antérieurs. Il serait bien avisé de le faire, les 7 réacteurs restants (6 REP dont 5 construits par Westinghouse et 1 par Siemens KWU et 1 REB construit par GE, ayant tous une puissance unitaire d'environ 1 000 MW) ont des âges qui s'étalent de 38 à 45 ans, pour une moyenne de 42 ans. Cela leur laisse un potentiel très important de prolongation compte tenu des connaissances accumulées sur ces types de réacteurs aux États-Unis et ailleurs. Ils constituent donc une pépite pour le réseau espagnol en lui fournissant habituellement près de 20 % de son électricité et lui apportant une grande partie de son inertie.
Peut-on par ailleurs affirmer comme certains le font que les renouvelables variables et intermittents ne sont pas « responsables » du black-out espagnol ? Si le black-out a eu lieu, c'est bien qu'il y avait trop de renouvelables que le réseau était incapable de gérer du fait de ses faiblesses structurelles mais aussi et surtout parce qu'il n'y avait pas assez de moyens pilotables pour compenser les deux à la fois.

Le black-out pose donc bien la question du taux instantané admissible de renouvelables à la fois en fonction de l'état structurel du réseau et en fonction du taux de moyens pilotables nécessaires*. Or, si la première question peut être améliorée en Espagne,* ***la deuxième reste entière en Espagne et ailleurs.***

En effet, deux des causes majeures qui ont très fortement contribué à la montée de tension sont directement liées à l'usage de l'électronique de puissance pour intégrer ces renouvelables, à savoir le dysfonctionnement d'un onduleur qui a provoqué les oscillations de fréquence à 0,63 Hz et l'incapacité de l'ensemble des onduleurs à régler séparément la puissance et la tension. On expliquera concernant ce dernier point que de nouveaux onduleurs pourront le faire, mais la preuve expérimentale n'en est ni faite, ni garantie sachant que l'ENTSO-E et RTE ont identifié deux nouveaux types de ***stabilités requises****, liés à l'électronique de puissance :*

1. « La stabilité en résonance : la résonance se produit lorsqu'il y a un échange périodique et oscillatoire d'énergie entre différents éléments d'un système. Si ces oscillations ne sont pas suffisamment amorties, elles peuvent s'amplifier, menaçant la stabilité du réseau ».
2. « La stabilité entre convertisseurs : des interactions entre convertisseurs peuvent apparaître avec le développement de matériels à base d'électronique de puissance ».

RTE précise en outre que ces phénomènes dépendent aussi des **localisations** de ces composants dans les réseaux et de la **topologie** de ces derniers, qui peut varier en fonction des besoins d'exploitation.

Ces phénomènes, connus sur un plan théorique et par des simulations en laboratoire, sont cependant encore très loin d'avoir été expérimentés et surtout maîtrisés à grande échelle sur des réseaux réels, ce qui deviendra nécessaire quand des milliers d'onduleurs et autres équipements électroniques seront concernés.
Il n'existe donc à ce jour aucune garantie que ces solutions électroniques puissent apporter à elles seules une solution stable, robuste et sûre en l'absence d'une contribution suffisante de moyens pilotables utilisant des machines synchrones. La question reste ouverte.

Cette absence de certitude dans un domaine aussi vital que l'énergie électrique pour des pays modernes

devrait susciter une inquiétude stratégique pour tous les pays européens qui s'orientent vers des mix électriques à taux très élevés d'éolien et de photovoltaïque. Ce ne semble toujours pas être le cas pour certains, et encore moins pour la Commission européenne qui, dans ses prévisions pour l'Europe en 2050, anticipe environ 15 % seulement de nucléaire. Si l'on y ajoute des contributions réalistes d'environ 10 % d'hydraulique et 3 % de biomasse, on aboutit à un taux de productions pilotables utilisant des machines synchrones qui ne dépasserait pas 28 % en ordre de grandeur, requérant un taux d'éolien et de photovoltaïque d'environ 72 %. ***Tout cela en moyenne annuelle, les taux instantanés étant très fréquemment nettement supérieurs. Or, ce sont ces derniers qui comptent pour l'équilibre instantané du réseau, en fréquence et en tension.*** *En l'état actuel des connaissances,* ***non encore validées par l'expérience opérationnelle, cela relève donc de la fiction.*** *Notons qu'actuellement* ***le taux moyen annuel*** *de productions éoliennes et photovoltaïques en Europe vient à peine de dépasser 30 %. Croît-on qu'il suffira d'un coup de baguette magique pour passer à plus de 70 % en 2050 ?*

Il faut y ajouter l'équation économique*. Compte tenu de la considérable variabilité en puissance d'un mix électrique comportant plus de 70 % de productions éoliennes et photovoltaïques en moyenne annuelle, des capacités de stockage-déstockage d'énergie considérables seront indispensables. Elles comprendront classiquement du stockage hydraulique (par STEPs), électrochimique (par batteries) et* ***ne pourront en aucun cas se passer de stockages d'hydrogène bas carbone pour passer les épisodes de manques de vent durables d'une à deux semaines régulièrement observées en Europe****. Or, ce mode de stockage-déstockage qui permet d'alimenter des CCG et des TAC, a un rendement global très faible qui ne dépasse pas 35 % et est de ce fait extrêmement coûteux en investissements et en pertes énergétiques qu'il a fallu produire (il faut produire 3 MWh d'électricité pour en récupérer un seul au déstockage).*

Les systèmes de stockage-déstockage par batteries et beaucoup plus encore par recours à l'hydrogène bas carbone renchérissement donc très fortement le coût global de production de l'électricité, qui devient très supérieur à celui de l'électricité nucléaire, d'autant plus qu'il faut beaucoup plus de réseaux avec des mix à très fort taux d'éolien et de photovoltaïque. ***Cela condamne de façon certaine l'Europe à une électricité très chère en 2050. Mais la Commission, soutenue par certains pays, ne veut pas le savoir.***

La France fait heureusement exception avec sa décision stratégique de pérenniser son option nucléaire à très long terme (encore faudra-t-il que cette option ne soit jamais remise en cause par des politiciens irresponsables) et quelques autres pays européens feront également exception à une échelle moindre.

Mais cela ne suffira pas si l'Europe s'en tient à 15 % de production nucléaire en 2050.

Comme l'a écrit l'immense Blaise Pascal : « Qui veut faire l'ange fait la bête ». Dans son illusion de pureté écologique, une partie de l'Europe et la Commission ont voulu faire l'ange en bannissant le nucléaire. Et elles ont fait la bête en devenant un canard sans tête qui ne sait pas où il va.

Et elles ne semblent toujours pas être capables de se réformer en dépit de l'évident échec stratégique de l'Energiewende allemande qui va obliger ce pays à utiliser son charbon-lignite jusqu'en 2040, voire au-delà, alors qu'il prévoyait de décarboner complètement son système électrique en… 2045 ! Que faut-il de plus pour que l'Europe comprenne ? Peut-être un nouveau black-out, par exemple en Irlande, pays au réseau fragile car peu interconnecté ou ailleurs ?

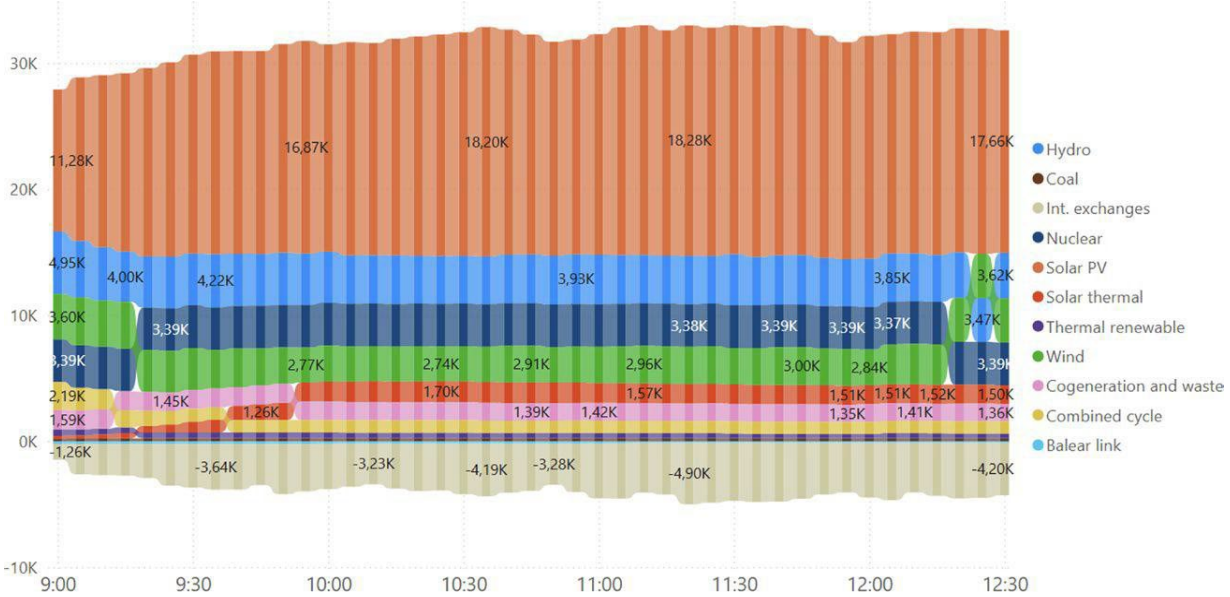
Quitter l'illusion et revenir à la réalité est une urgence absolue pour l'Europe.

****

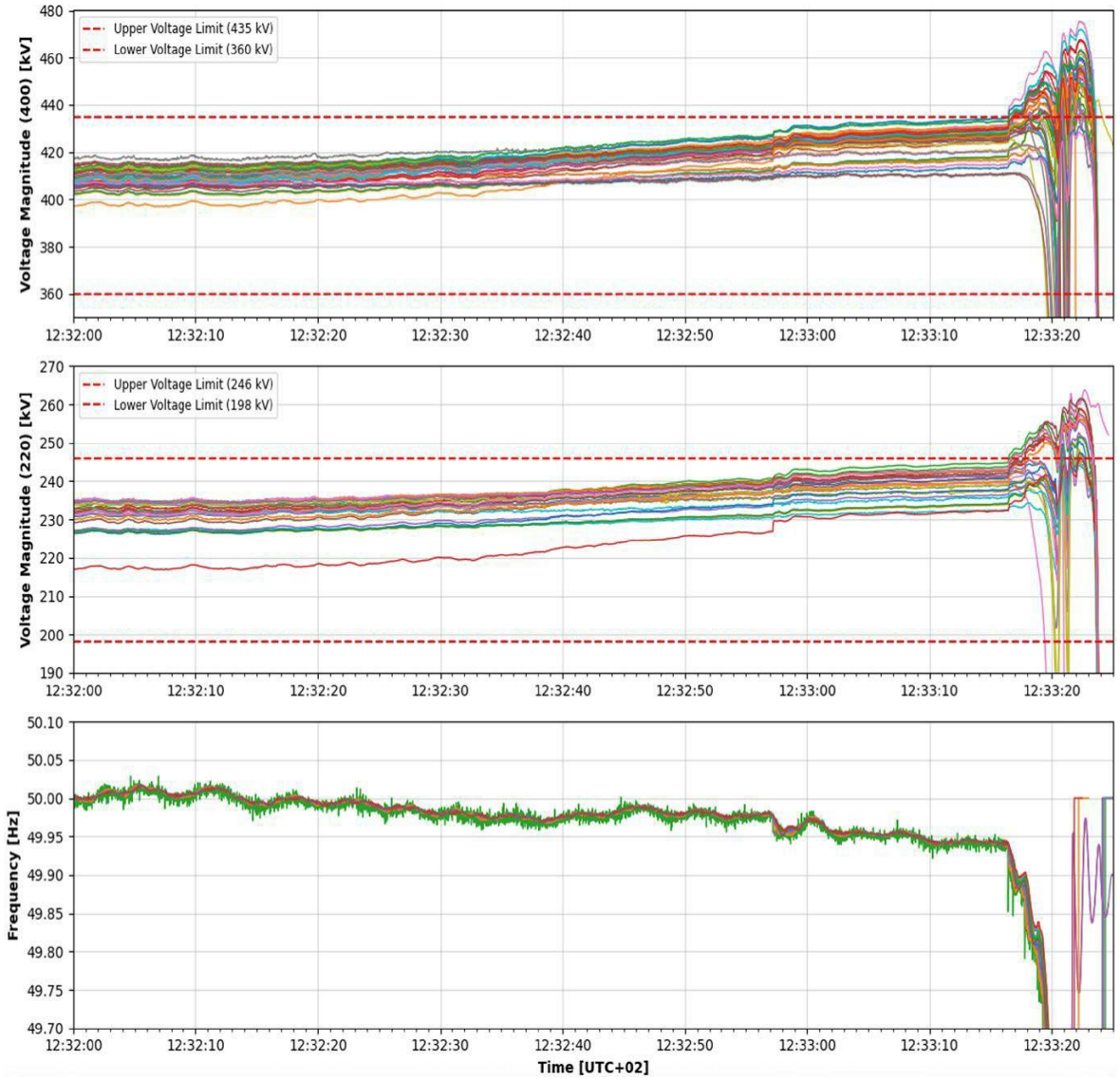
Copyright © 2026 Association Sauvons Le Climat

Annexes 1 à 3

<u>Annexe 1</u> : puissances des moyens de productions juste avant le black-out (Figure extraite du rapport final de l'ENTSO-E)



<u>Annexe 2</u> : évolutions des tensions et de la fréquence juste avant et pendant le black-out (Figures extraites du rapport final de l'ENTSO-E)



<u>Annexe 3</u> : impact du black-out espagnol du 28 avril 2025 sur les centrales nucléaires de Golfech et du Blayais (source : rapport final de l'ENTSO-E)

Lors de la séparation des réseaux espagnol et français par perte de synchronisme et écroulement complet (black-out) du réseau espagnol, des oscillations très importantes de fréquence et de tension et par conséquent de puissance (**plusieurs GW** selon l'ENTSO-E) se sont produites pendant quelques secondes dans le Sud-Ouest de la France.

Cette onde transitoire de fréquence-tension-puissance qui s'est propagée dans le Sud-Ouest s'est ensuite rapidement atténuée avec la distance. Elle a cependant notamment affecté les centrales de Golfech et du Blayais.

- **Centrale de Golfech**

  * Seule l'unité 1 de 1 290 MW était en fonctionnement, l'unité 2 étant à l'arrêt. L'unité 1 a subi un arrêt automatique selon la séquence suivante indiquée par l'ENTSO-E (on peut supposer que cela a été validé par EDF) :

  * L'arrêt a été initié à partir du secondaire : les fluctuations importantes et rapides des paramètres du secondaire (fréquence du générateur, puissance active, tension) ont généré une variation transitoire de la pression de la première roue de la turbine et activé la protection contre la survitesse de la ligne d'arbres. Une fermeture quasi-complète des soupapes d'admission vapeur s'est alors produite deux fois en l'espace d'une seconde, entraînant une baisse significative et rapide de la puissance secondaire. L'insertion des barres de contrôle du réacteur a rapidement suivi pour équilibrer la puissance nucléaire avec celle du secondaire. Cela a entraîné une réduction rapide du flux neutronique dont la vitesse a déclenché la protection contre les variations rapides du flux neutronique, entraînant l'arrêt automatique du réacteur (c'est la protection contre les chutes intempestives de barres de contrôle qui aurait fonctionné).

  * Néanmoins, la fréquence et la tension sont restées dans les limites de conception, il n'y a donc pas eu d'autres conséquences.

- **Centrale du Blayais**

  * Trois des quatre unités de 900 MW étaient en fonctionnement. L'onde de fréquence-tension-puissance y est arrivée de façon atténuée et n'a provoqué qu'une baisse temporaire de puissance de deux unités.

  * De plus, les vannes d'admission vapeur des unités 900 MW se ferment plus lentement. Ainsi, la baisse de la puissance secondaire puis nucléaire a été moins rapide et la protection contre les variations négatives excessives de flux neutronique n'a pas été activée. La puissance secondaire est toujours restée au-dessus de 50 % de sa valeur nominale.