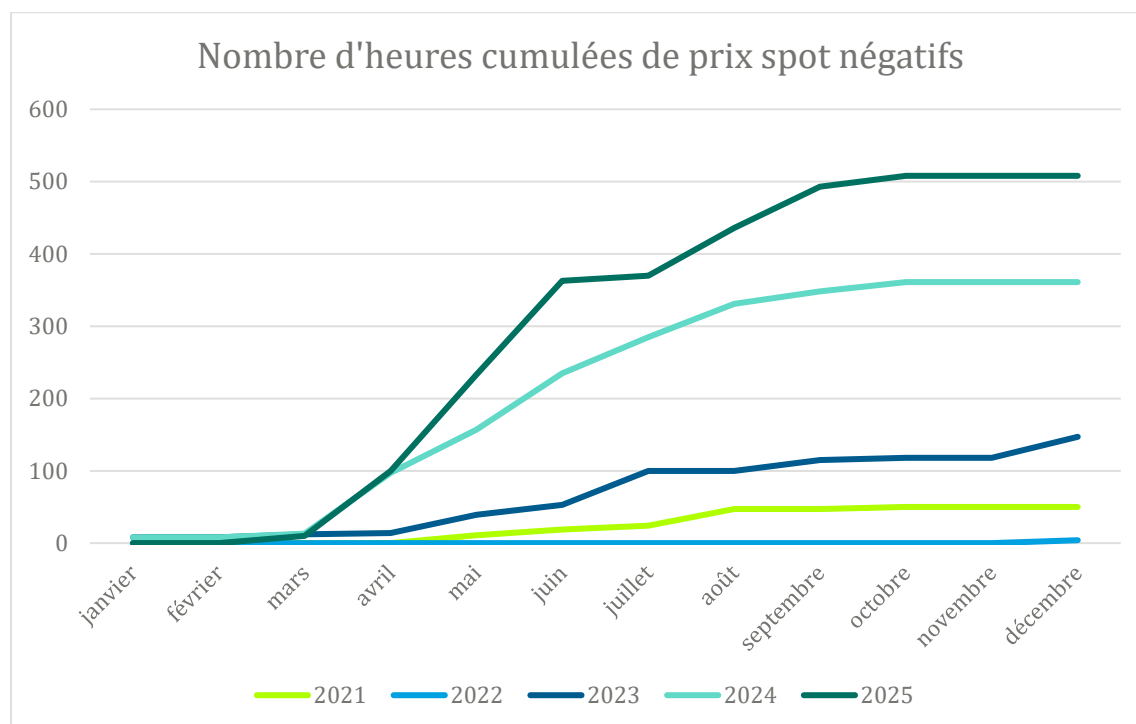


Novembre 2025

Bilan de l'UFE un an après sur ses propositions pour l'atténuation des épisodes de prix négatifs et de leurs effets sur le système électrique

A la fin du mois d'octobre 2025, le nombre d'heures de prix négatifs sur le marché spot en France a atteint un total de 508 heures, soit 5,8 % des heures de l'année. En comparaison, il était de 361 en 2024 et de 147 en 2023, soit respectivement 4,12 % et 1,67 % des heures de l'année.



Dans ce contexte d'accroissement du nombre d'heures à prix négatifs sur le marché spot, l'UFE a publié l'année dernière ses recommandations pour l'atténuation des épisodes de prix négatifs et leurs effets sur le système électrique. L'UFE rappelle que ces derniers surviennent lors des moments de faible consommation d'électricité conjugués à une forte offre de production d'électricité à prix négatifs. Ces prix

négatifs apparaissent typiquement le printemps et l'été, entre 11h et 15h, en raison de l'empilement des productions nucléaire, hydraulique au fil de l'eau, éolien et solaire (ce dernier produisant par nature davantage sur ces heures) et des faibles niveaux de consommation lors de ces périodes. **A l'heure où l'électrification des usages**, notamment dans les secteurs des transports (mobilité électrique), des bâtiments (pompes à chaleur), des services (datacenters) et de l'industrie (électrification de process, gigafactories de batteries, usine de panneaux solaires, industrie des réseaux, hydrogène) et le développement des flexibilités sont reconnus comme des vecteurs essentiels de la décarbonation, du renforcement de notre souveraineté et compétitivité, on ne peut que **regretter** que leur retard conduise à **ne pas pleinement exploiter les capacités d'électricité bon marché et bas-carbone**. L'UFE avait formalisé ses recommandations autour de trois axes spécifiques :

1. Optimiser le fonctionnement du système électrique et profiter de l'abondance de la production électrique bas-carbone en développant les flexibilités ;
2. Limiter l'effet des mécanismes de soutien sur la formation de prix négatifs tout en maintenant l'équilibre économique des contrats ;
3. Améliorer la gestion opérationnelle des prix négatifs en développant notamment la pilotabilité de la production renouvelable.

Déplacer la consommation lors des périodes d'abondance de production électrique et le développement des capacités de stockage	Avancement
Le placement des heures creuses du TURPE va être adapté lors du pic méridien de production photovoltaïque. Tous les compteurs ne pouvant être modifiés au même moment, ces changements seront progressivement mis en œuvre entre novembre 2025 et la fin d'année 2027 pour 14,5 millions de clients. Lien	 (en cours)
Le cadre transitoire assouplissant la définition initiale des offres à tarification dynamique prendra fin au 1 ^{er} juillet 2026. En l'absence d'une nouvelle délibération d'ici juillet 2026, l'UFE recommande de le prolonger.	
La création de produits à terme permettant de mieux refléter les fondamentaux du système électrique n'a pas eu lieu. Les bourses envisagent d'offrir des produits à terme reflétant la cloche solaire. Lien	
L'application des règles de marché NEBCO depuis le 1 ^{er} septembre 2025 permet d'introduire la valorisation des modulations de consommation à la hausse liées aux effacements. Pour les sites de soutirage, s'il est techniquement possible d'offrir de la	

flexibilité de consommation à la hausse sur le mécanisme d'ajustement (MA) (le produit MA baisse existe), les règles de marché ne sont en revanche pas précisées. Il n'y a en effet pas de modèle de versement régissant le flux financier entre le fournisseur et l'agrégateur ou de correction de la courbe de charge du consommateur dans le cas du modèle corrigé. Il n'y a pas non plus la méthode des panels pour mesurer précisément la flexibilité de la consommation à la hausse. Ces précisions devraient intervenir dans le cadre de la concertation effacements transverses. Lien	
La date de lancement des appels d'offres de nouvelles STEP à hauteur de 1,7 GW n'est pas connue. Cependant, la résolution des contentieux avec la Commission européenne sur l'hydroélectricité permettra de favoriser la relance des investissements dans le secteur. Lien	
Limitier l'effet des mécanismes de soutien sur l'apparition de prix négatifs, tout en maintenant l'équilibre économique des contrats	
L'article 175 (paragraphe II) de la loi de finances 2025 prévoit la possibilité pour les acheteurs obligés de demander l'arrêt ou la limitation de la production des installations sous obligation d'achat (OA) de 10 MW ou plus lorsque cela permet de réduire la CSPE et donc notamment en cas de prix négatifs. Cette évolution permettra ainsi à l'acheteur obligé de ne pas offrir "à tout prix" cette production, mais de la proposer à un prix nul sur les marchés J-1. Les parcs actuellement soutenus pourraient réduire voire arrêter leur production à la demande de l'acheteur obligé quand leur offre n'est pas retenue tout en percevant une compensation en fonction du tarif d'OA. La publication de l'arrêté précisant les modalités d'application du paragraphe II de l'article 175 est attendue d'ici la fin de l'année 2025. Lien	
Concernant les modalités d'arrêt pour les contrats d'obligation d'achat à venir pour le PV > 100kWc voire > 36 kWc, les travaux pour le PV > 36kWc n'ont pas été lancés, étant moins prioritaires que la recommandation précédente. L'UFE rappelle le récent passage de la puissance limite pour le complément de rémunération de 500 kWc à 100 kWc pour le PV sur bâtiment, hangar ou ombrière en métropole continentale sur la proposition de la filière dans le cadre de la consultation de l'administration sur l'appel d'offres simplifié.	
Créer un cadre de confiance via les contrats de complément de rémunération pour rassurer les investisseurs sur la compensation d'arrêt en cas de prix négatifs	

Pour les nouveaux contrats de complément de rémunération, l'UFE appelle à ce que la compensation financière puisse être effective dès la première occurrence de notification d'arrêt pour prix négatif. En effet, l'existence d'une franchise (nombre d'heures de prix négatif à partir duquel les producteurs perçoivent la prime) accroît les risques des producteurs, qui doivent estimer le nombre annuel d'heures au cours desquelles les prix spot seront négatifs sur la durée de leur contrat et, par conséquent, l'espérance de perte de revenus subséquente. Cela induit un renchérissement du niveau des tarifs de référence proposés par les candidats aux appels d'offres et in fine un renchérissement du coût pour l'Etat. A défaut, si une franchise devait malgré tout être maintenue, l'UFE accueille favorablement la proposition de la CRE d'uniformiser la franchise pour toutes les filières, mais appelle à l'uniformiser au plus petit dénominateur commun, soit les quinze heures de la filière solaire. Lien	
Concernant la mise à jour des coefficients de compensation en cas de prix négatifs, l'UFE note la volonté de la CRE d'introduire une estimation plus dynamique de la perte de production. L'UFE souligne qu'aucune des trois options envisagées (estimation basée sur la production du parc sous OA, estimation basée sur une méthode dite des trapèzes, estimation basée sur les caractéristiques de l'installation et les conditions météorologiques) ne semble satisfaisante ou implémentable dans un horizon court terme. Par conséquent, l'UFE souligne qu'une manière d'améliorer la méthode d'évaluation de la perte de production pourrait être de prévoir un facteur de charge par filière, éventuellement régionalisé, avec une révision annuelle. Lien	
L'article 3 de l'arrêté du 8 septembre 2025 fixe, à partir du 1^{er} octobre 2025, un seuil de tolérance de production à 1 % dans le cas général et à 10 % pour les installations hydroélectriques et de cogénération gaz naturel. Cette mesure aidera les producteurs sous complément de rémunération à respecter le signal d'arrêt et à être éligibles à la prime de non-production en période de prix négatifs, quand bien même quelques kWh de talon de production seraient injectés. Lien	
Améliorer la gestion opérationnelle des prix négatifs en développant notamment la pilotabilité de la production renouvelable	
RTE envisage l'introduction d'indicateurs de qualité de programmation dans les règles de marché V2 qui doivent entrer en vigueur d'ici le 1^{er} janvier 2026.	

L'article 3 de l'arrêté du 8 septembre 2025 fixe le seuil de la zone tampon à - 0,1€/MWh au 1^{er} octobre 2025, ce qui permettra aux agrégateurs d'être mieux équilibrés en demandant aux installations sous CR de leur périmètre d'équilibre de s'arrêter ou de produire à hauteur du volume auquel ils ont été retenus tout en étant neutres pour les installations sous CR qui resteront éligibles à la prime prix négatifs, indépendamment de leur production. Lien	
L'article 18 de la loi DDADUE du 30 avril 2025 impose aux installations de production dont la puissance installée est supérieure ou égale à 10 MW de mettre à disposition au gestionnaire de réseau de transport la totalité de leur puissance techniquement disponible à la hausse comme à la baisse sur le mécanisme d'ajustement (MA). De plus, les paragraphes III et IV. B de l'article 175 de la loi de finances 2025 facilitent la participation des installations sous OA et sous CR au mécanisme d'ajustement. Le paragraphe III. A autorise ainsi la participation des installations sous OA au MA qui était auparavant empêchée (hors installations d'éolien offshore) par certaines clauses contractuelles. Les paragraphes III. B et IV. B prévoient quant à eux, à compter du 1^{er} octobre 2025, afin d'encourager les installations à s'offrir à leur prix réel d'ajustement, l'inclusion de l'énergie résultant d'une correction sur le MA dans la production rémunérée au titre du contrat. Les éléments de calendrier de cette correction sont décrits au paragraphe II de l'article 2 de l'arrêté du 8 septembre 2025. Lien1 Lien2	