

CONSULTATIONS PUBLIQUES N°2026-10 et N°2026-11

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

Consultations publiques du 22 mai 2026 relatives aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Participaient à la séance : **Emmanuelle WARGON**, présidente, **Anthony CELLIER**, **Nadia FAURE**, et **Victor ALONSO**, commissaires

La méthode d'élaboration des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE), mise en place par la CRE en 2016 après consultation publique, a connu diverses modifications également après consultation. La CRE considère que, jusqu'à présent, cette méthode a répondu aux objectifs fixés par la loi, notamment celui de garantir leur contestabilité auprès des fournisseurs alternatifs afin de ne pas altérer le fonctionnement efficace du marché de détail au bénéfice des consommateurs.

La présente consultation publique adresse plusieurs sujets d'actualité ayant un impact direct sur la méthode de construction des TRVE :

- Le nouveau mécanisme de capacité entrera en fonctionnement en novembre 2026. Il sera centralisé et son financement prendra la forme d'une taxe de répartition acquittée par les fournisseurs d'électricité. Les fournisseurs le répercuteront directement dans leurs offres d'électricité. Dans ce contexte, la CRE interroge les acteurs quant aux modalités de répercussion à retenir pour les TRVE ;
- L'accroissement de la production solaire ainsi que le déplacement des heures creuses modifieront directement le calcul de la part énergie des TRVE. La CRE interroge les acteurs sur les hypothèses à retenir pour tenir compte au mieux de ces évolutions à partir du mouvement tarifaire du 1^{er} février 2027 ;
- L'option Tempo résidentiel apporte une flexibilité importante à la demande durant les périodes hivernales et doit, à ce titre, être fixée de manière à rester attractive économiquement pour les clients ayant la possibilité d'effacer ou de reporter leur consommation les jours rouges et blancs. La CRE interroge les acteurs sur la méthode à retenir pour fixer le niveau de cette option en cohérence avec les autres options des TRVE Bleus résidentiels. Au regard des particularités de l'hiver 2025-2026 (tirage d'un grand nombre de jours rouges en fin d'hiver), la CRE interroge également les acteurs sur les modalités de tirage de la couleur des jours Tempo.

Enfin, La CRE interroge les acteurs sur d'autres aspects de la méthode de construction des TRVE, notamment la prise en compte des certificats d'économie d'énergie (CEE), la répartition entre l'abonnement et le prix du kWh, et le calcul du risque thermosensibilité ainsi que sur les modalités de souscription aux TRVE, avec l'introduction de nouvelles puissances de souscriptions pour certaines options.

A l'issue de la présente consultation publique, la CRE délibérera sur la méthodologie de calcul des TRVE qui sera retenue pour les mouvements tarifaires du 1^{er} août 2026 (uniquement pour la prise en compte du nouveau mécanisme de capacité) et les suivants (entre le 1^{er} février 2027 et le 1^{er} février 2028).

Paris, le 22 mai 2026.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON

Répondre aux consultations

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 19 juin s'agissant du premier volet de la consultation (questions 1 à 3), qui sont liées au mouvement tarifaire du 1^{er} août 2026) et le 24 juillet s'agissant du second volet (questions 4 à 24), en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

Sommaire

1. Liste des questions	4
2. Introduction du nouveau mécanisme de capacité dans le calcul des TRVE	6
3. Evolution des puissances ouvertes à la souscription pour les options des TRVE Bleus	8
3.1. Introduction de l'option HP/HC pour les clients souscrivant pour leur site une puissance de 3kVA.....	8
3.2. Ouverture à la souscription des puissances à un pas de 1 kVA.....	8
4. Evolution du calcul de la part énergie des TRVE pour s'adapter aux évolutions du système électrique	9
4.1. Courbe de charge (CDC) utilisée dans un contexte de bascule des heures creuses du TURPE.....	9
4.2. Calcul de l'approvisionnement de la forme de la courbe de charge des TRVE.....	14
4.2.1. Effet du Développement du solaire sur la PFC	14
4.2.2. Lissage intra-mensuel de la PFC.....	15
5. Evolution de la brique des CEE et de la structure de la brique des coûts commerciaux dans les TRVE	16
5.1. Référence utilisée pour le coût des CEE.....	16
5.2. Répartition des coûts commerciaux entre la part fixe et la part variable des TRVE	18
6. Calcul de l'espérance du risque thermosensibilité	18
7. Paramétrage de l'option Tempo.....	20
7.1. Calcul du niveau de l'option Tempo résidentiel	20
7.2. Mise à jour des règles de tirage des jours Tempo.....	22
Annexe	25

1. Liste des questions

Pour réponse d'ici au 19 juin 2026

- Question 1** Durant la période transitoire 2026-2027, avez-vous une préférence parmi les deux options proposées par la CRE concernant l'intégration des coûts du mécanisme de capacité ? Préférez-vous une autre option ?
- Question 2** Souhaitez-vous intégrer le coût du mécanisme de capacité dans le mouvement d'août ou dans le mouvement de février jusqu'en 2030/2031, premier hiver comportant deux enchères de capacité ? A la suite de cet hiver 2030/2031, souhaitez-vous intégrer le coût du mécanisme de capacité dans le mouvement d'août ou dans le mouvement de février ?
- Question 3** Êtes-vous favorable à la proposition d'un tarif HPHC 3 kVA à partir du 1er août 2026 ?

Pour réponse d'ici au 24 juillet 2026

- Question 4** Êtes-vous favorable à la mise en place à terme d'un échelonnage de la puissance souscrite au pas de 1 kVA ?
- Question 5** Êtes-vous favorable à la prise en compte des déplacements de consommation dès 2027 liés à la réforme des heures creuses ?
- Question 6** Êtes-vous favorables à l'utilisation de ces données pour le calcul des nouveaux profils de consommation ? Sinon, quelle source de données privilégieriez-vous pour anticiper le changement de forme des profils horaires ?
- Question 7** Êtes-vous favorable à la méthode de lissage des impacts de la réforme des HC sur le profil cible pour l'année 2027 ? Sinon, quelle méthode privilégieriez-vous pour anticiper le changement de forme des profils horaires ?
- Question 8** Sur combien d'années calculeriez-vous les paramètres historiques de la PFC ? Adapteriez-vous la méthode de calcul pour prendre en compte la croissance de la production solaire ?
- Question 9** Quelle adaptation de la méthode de calcul de la PFC apporteriez-vous pour prendre en compte l'impact de la production solaire sur les prix spots ?
- Question 10** Considérez-vous que la variable explicative « semaine » améliore significativement le modèle de calcul de la PFC ?
- Question 11** Êtes-vous favorable à l'adaptation de la méthode de calcul de la PFC pour prendre en compte un lissage intra-mensuel ? Le cas échéant, comment l'adapteriez-vous ?
- Question 12** Estimez-vous que l'indice Emmy à terme peut constituer une référence de marché fiable pour le calcul des TRVE ? Quelle méthode de lissage devrait y être associée afin de représenter au mieux le coût des CEE supportés par les fournisseurs ?
- Question 13** Identifiez-vous une autre référence de marché qui pourrait constituer une référence fiable pour le calcul des TRVE ?
- Question 14** Estimez-vous pertinent de revoir la structure des coûts commerciaux dans les TRVE Bleus Résidentiels ? dans les TRVE Bleus non résidentiels ? dans les TRVE Jaune et Vert ?
- Question 15** Si vous êtes un fournisseur, quelle est la structure de vos coûts commerciaux hors acquisition de CEE et la structure de vos coûts d'acquisition en CEE, entre coûts fixes et coûts variables pour chaque catégorie de client et comment la reflétez-vous dans vos offres ?
- Question 16** Êtes-vous favorable à calculer le volume à approvisionner sur 2 ans à partir de la consommation moyenne plutôt qu'à température normale ?
- Question 17** Êtes-vous favorable à intégrer ce volume au lissage 2 ans, dès le calcul des TRVE 2027 ?
- Question 18** Avez-vous des pistes d'amélioration sur la calibration des autres paramètres de calcul de ce risque de thermosensibilité ? (gradients, modèle spot...)
- Question 19** Partagez-vous le constat de la CRE quant à la nécessité de garantir l'attractivité long terme de l'option Tempo pour les clients ayant la possibilité de s'effacer en jour de pointe mobile ?
- Question 20** Quelles sont vos observations sur la méthode envisagée par la CRE pour intégrer l'option Tempo au calcul des TRVE par « option cible » ?
- Question 21** Si vous êtes un fournisseur proposant des offres dites « à pointe mobile », comment quantifiez-vous la valeur de l'effacement (à court terme et à long terme) ?

Question 22 Estimez-vous nécessaire de ne pas tirer en rouge certains jours précédant des jours fériés (24 et 31 décembre), même si ces jours sont éventuellement tendus pour le système électrique ?

Question 23 Etes-vous favorable à l'ajout dans l'algorithme de contraintes supplémentaires sur les jours rouges afin de mieux adapter le tirage aux besoins concrets des utilisateurs, comme l'ajout d'un tunnel mensuel ?

Question 24 Etes-vous favorable à une évolution de l'algorithme de tirage des jours rouges, par exemple en convergeant vers l'algorithme de tirage des jours PP ? Quelle propriété devrait satisfaire cet algorithme pour répondre aux besoins des fournisseurs, notamment en termes de transparence, reproductibilité et de délai de prévenance ?

2. Introduction du nouveau mécanisme de capacité dans le calcul des TRVE

Le mécanisme de capacité est un mécanisme assurantiel permettant le maintien en fonctionnement de capacités existantes de production d'électricité, de stockage et d'effacement et le développement de nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en France. Le nouveau mécanisme de capacité débutera en novembre 2026.

A la différence du précédent mécanisme, la loi prévoit que le nouveau mécanisme de capacité sera centralisé et que RTE contractualisera directement avec l'ensemble des exploitants de capacité en France métropolitaine continentale. Le financement du mécanisme prend la forme juridique d'une taxe de répartition. Cette taxe est acquittée par les contributeurs, c'est-à-dire les fournisseurs d'électricité pour revente aux consommateurs finals, les grands consommateurs et les gestionnaires de réseau pour leurs pertes, s'approvisionnant directement sur les marchés.

Historiquement, la brique de capacité était intégrée dans les TRVE dans le mouvement de février, comme la brique énergie, car le mécanisme était calé sur une année calendaire. Le nouveau mécanisme est quant à lui calé sur les hivers électriques et donc sur deux années calendaires.

Prise en compte du nouveau mécanisme de capacité pour la période transitoire de 2026

L'année 2026 est une année de transition avec la concomitance de deux mécanismes sur la facture des clients : l'ancien mécanisme couvre les besoins de capacités pour le début de l'année (hiver 2025-2026) et le nouveau mécanisme couvre les capacités pour la fin de l'année (hiver 2026-2027). La CRE estime que l'ensemble des coûts de l'ancien mécanisme pour l'hiver 2025-2026 et du nouveau mécanisme pour l'hiver 2026-2027 doivent être couverts avant le 1^{er} août 2027, durant une phase dite « transitoire ». A ce stade, deux options sont envisagées par la CRE pour intégrer les coûts du futur mécanisme :

- **Option 1** : intégrer le coût du mécanisme de capacité pour l'hiver 2026-2027 dès le mouvement tarifaire du 1^{er} août 2026. En pratique, la nouvelle brique se cumulerait avec à celle déjà incluse dans le mouvement de janvier 2026, qui correspond à la période de janvier-mars 2026. Lors du mouvement de février 2027, seule la nouvelle composante serait ensuite maintenue jusqu'au mouvement d'août 2027.
- **Option 2** : appliquer dès le 1^{er} août 2026 août une brique de capacité stable qui permettrait de solder l'ensemble des coûts des deux mécanismes sur la période 1^{er} août 2026-1^{er} août 2027 sans devoir modifier de nouveau la brique capacité au 1^{er} février 2027 ;

La CRE estime à ce stade que les options 1 et 2 permettent toutes les deux de limiter les portages de trésorerie pour les fournisseurs tout en limitant les évolutions brusques de la brique capacité. Par ailleurs, ces options limitent les risques portés par les fournisseurs liées aux évolutions de portefeuille la facturation de la brique capacité couvrant les trois premiers mois de l'hiver 26-27.

Figure 1 - Schéma présentant l'option 1 envisagée par la CRE pour l'intégration des deux mécanismes de capacité en phase transitoire

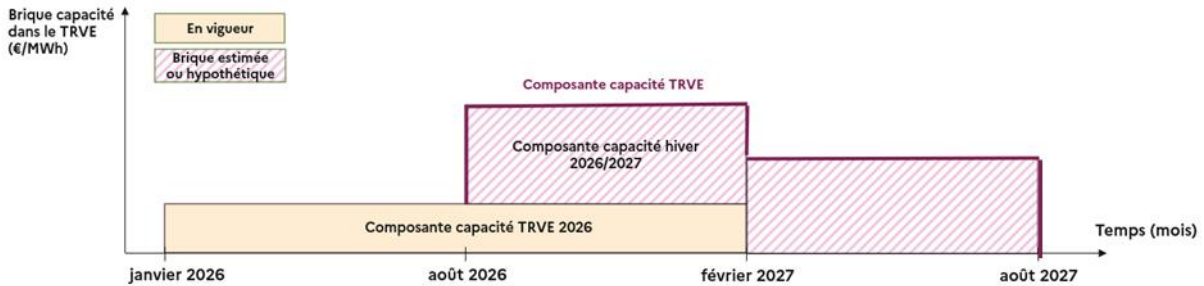
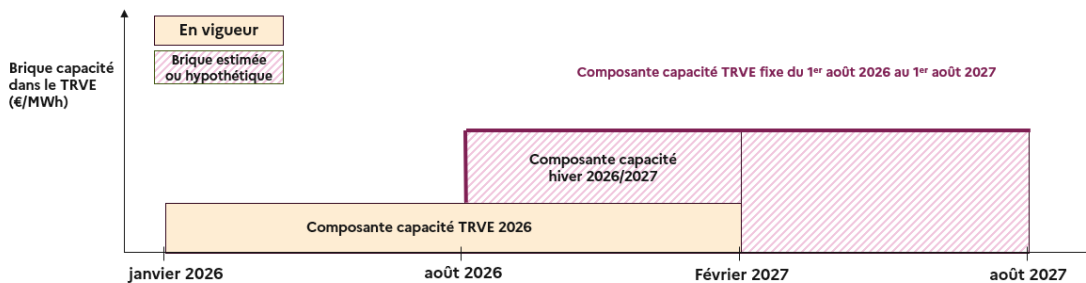


Figure 2 - Schéma présentant l'option 2 envisagée par la CRE pour l'intégration des deux mécanismes de capacité en phase transitoire



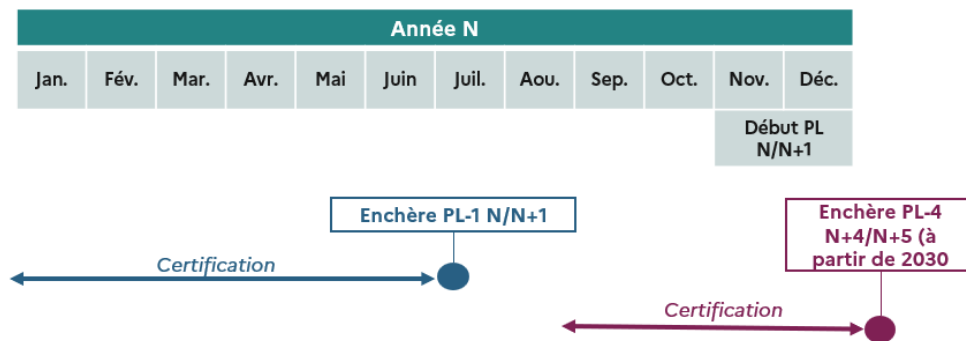
Prise en compte du mécanisme après le 1^{er} août 2027

Le nouveau mécanisme est calé sur les hivers électriques et donc sur deux années calendaires. De plus, l'ensemble des coûts ne seront connus qu'à mi année au moment de l'enchère AL-1 :

- Avant 2030, le coût du mécanisme ne sera connu qu'en juillet de la PL N-N+1, il ne sera donc pas possible de l'intégrer au mouvement du mois de février de l'année N sans impliquer des rattrapages conséquents ;
- Après 2030, une bonne partie du coût du mécanisme sera connu dès février grâce aux enchères PL-4. Une introduction en février pourrait alors être envisagée, en impliquant des rattrapages plus faibles.

Intégrer les coûts du nouveau mécanisme dans le mouvement tarifaire de février entraînerait des rattrapages, car les coûts réels ne sont connus qu'en juillet, après l'enchère AL-1. Une estimation précoce en février pourrait exposer les fournisseurs à des écarts entre les montants provisionnés et les coûts effectifs, nécessitant un rattrapage en août de l'année de livraison. Pour s'affranchir de niveaux de rattrapages trop importants, la CRE estime préférable que les coûts du nouveau mécanisme de capacité soient intégrés dans le mouvement d'août, et modifiés une seule fois par an lors de ce mouvement, même après 2030.

Figure 3 - Calendrier des enchères du nouveau mécanisme de capacité



Question 1 Durant la période transitoire 2026-2027, avez-vous une préférence parmi les deux options proposées par la CRE concernant l'intégration des coûts du mécanisme de capacité ? Préférez-vous une autre option ?

Question 2 Souhaitez-vous intégrer le coût du mécanisme de capacité dans le mouvement d'août ou dans le mouvement de février jusqu'en 2030/2031, premier hiver comportant deux enchères de capacité ? A la suite de cet hiver 2030/2031, souhaitez-vous intégrer le coût du mécanisme de capacité dans le mouvement d'août ou dans le mouvement de février ?

3. Evolution des puissances ouvertes à la souscription pour les options des TRVE Bleus

3.1. Introduction de l'option HP/HC pour les clients souscrivant pour leur site une puissance de 3kVA

Lors de la délibération d'octobre 2025 fixant la méthode de calcul par option cible, la CRE a annoncé qu'elle proposera l'ouverture de l'option « HP/HC » pour les clients souscrivant à une puissance de 3 kVA à partir du 1^{er} août 2026, afin de faciliter le basculement entre l'option base et HPHC, compte tenu de la construction des grilles en application de la nouvelle méthode.

Environ 60% des clients BASE 3 kVA ont intérêt à passer en HPHC sans avoir à modifier leur comportement de consommation lorsque le HPHC 3 kVA est proposé (contre 10% sans proposition du HPHC 3 kVA).

Dans le portefeuille TRVE d'EDF, 330k clients BASE supplémentaires auraient intérêt à souscrire un tarif HPHC sans avoir à changer leur comportement de consommation avec la mise en place du HPHC 3 kVA.

Question 3 Êtes-vous favorable à la proposition d'un tarif HPHC 3 kVA à partir du 1er août 2026 ?

3.2. Ouverture à la souscription des puissances à un pas de 1 kVA

Depuis le TURPE 4 HTA-BT, il est possible pour les clients BT de souscrire le TURPE à un pas de 1 kVA lorsque leur dispositif de comptage le permet. Le compteur Linky, maintenant largement déployé en France, permet de souscrire le TURPE à un pas de 1 kVA.

Dans le cas des TRVE qui sont des contrats uniques (le client contracte uniquement avec son fournisseur), le choix de la puissance souscrite se fait dans le cadre de l'offre de fourniture. Certains

fournisseurs se sont servis de cette possibilité offert par le TURPE pour proposer des offres de marché à un pas de 1 kVA.

Ce changement dans le cadre des TRVE nécessiterait des modifications SI et de facturation aux fournisseurs historiques et ne pourrait pas être mis en place à court terme. La CRE souhaite recueillir de manière prospective l'appétence des acteurs de marché sur ce changement de souscription de la puissance.

Question 4 Êtes-vous favorable à la mise en place à terme d'un échelonnage de la puissance souscrite au pas de 1 kVA ?

4. Evolution du calcul de la part énergie des TRVE pour s'adapter aux évolutions du système électrique

Le développement de la production solaire a fait baisser les prix de marché de l'électricité pendant l'après-midi en période estivale. En conséquence, la CRE a décidé d'une évolution d'ampleur sur le placement des heures creuses visant à augmenter le nombre d'heures creuses pendant cette plage. Dans cette partie 3, la CRE présente les modifications permettant de répercuter les bénéfices de cette réforme aux consommateurs dès 2027 :

- une adaptation de la forme de la consommation pour prendre en compte les déplacements de consommation liés à la réforme des heures creuses ;
- une adaptation de la courbe de prix permettant de prendre en compte la baisse des prix de marché pendant l'après-midi.

Ces adaptations permettront de renforcer le signal « heures pleines / heures creuses ». Les consommateurs pourront ainsi davantage diminuer leur facture en consommant en heures creuses.

4.1. Courbe de charge (CDC) utilisée dans un contexte de bascule des heures creuses du TURPE

Afin de tenir compte de l'évolution du mix de production électrique et encourager les déplacements de consommations pendant les heures méridiennes estivales, la CRE a décidé d'une évolution d'ampleur sur le placement des heures pleines et des heures creuses. La CRE a défini les modalités de mise en œuvre de cette réforme dans la délibération du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT).

Dans le cadre de la réforme des Heures Creuses (HC) du TURPE, les profils dynamiques¹ publiés par Enedis subiront une transformation majeure principalement induite par la modification des plages horaires de déclenchement des ballons d'eau chaude.

Rappel des phases de la réforme des Heures creuses

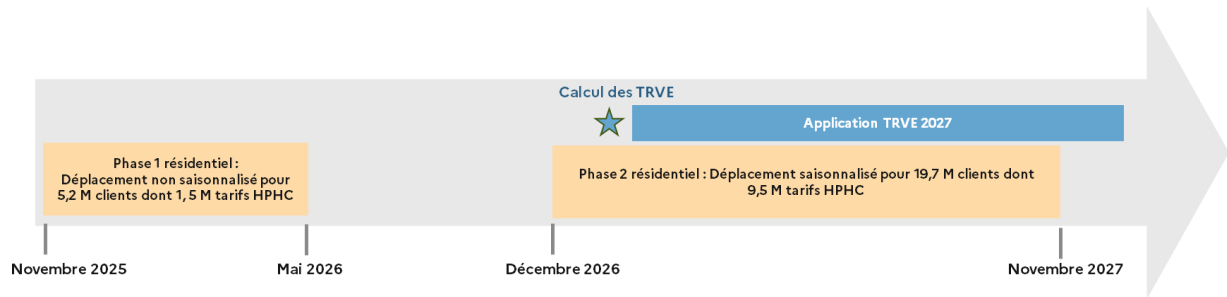
Le calendrier de mise à jour des heures creuses, défini dans la délibération TURPE 7 HTA-BT, doit s'achever au 1er novembre 2027. Il est constitué de deux phases :

- une première phase en 2025-2026 visant à attribuer des régimes sans différenciation saisonnière à 5 millions de clients ;
- une seconde phase à compter du second semestre 2026 visant à attribuer des régimes potentiellement saisonnalisés à 23 millions de clients (résidentiels et petits professionnels).

Le calendrier de mise en œuvre opérationnelle des bascules effectives des consommateurs mise en place par Enedis est présenté ci-dessous :

¹ Un profil est une représentation statistique de la réalité de consommation d'un groupe de clients. Il peut exister sous deux versions : statique et dynamique (la version dynamique est plus précise).

Figure 4: Calendrier de la réforme des heures creuses pour les consommateurs résidentiels



La CRE utilise actuellement un historique de 3 ans des profils dynamiques d'Enedis pour déterminer la courbe de charge moyenne d'un client des TRVE à fournir sur l'année de livraison. Néanmoins, l'ampleur des changements de la réforme impose de modifier la manière de calculer les profils pour construire les courbes de charge pour les mouvements à venir car l'effet de la réforme des HC ne sera pas visible dans l'historique.

La CRE souhaite ainsi modifier la méthode de calcul de la forme de consommation afin d'apporter dès 2027 le bénéfice aux consommateurs de la réforme des heures creuses tout en conservant un historique de 3 ans.

Question 5 Etes-vous favorable à la prise en compte des déplacements de consommation dès 2027 liés à la réforme des heures creuses ?

Analyses de CDC d'Enedis

Enedis, dans le cadre du comité de profilage, a transmis aux acteurs une analyse interne visant à quantifier l'impact de la réforme du déplacement des HC sur le profil HPHC. Enedis a alerté la CRE sur le caractère exploratoire de cette analyse en rappelant que celle-ci avait été transmise aux acteurs uniquement pour information.

Les courbes de charges sont des données de consommation fines dont la collecte et le traitement nécessitent le consentement express du client. En l'état, leur usage à des fins analytiques pour évaluer l'impact de la réforme de déplacement des HC n'étant pas autorisé pour cette finalité, la CRE n'a pas identifié à date une autre source de données permettant de quantifier l'effet de la réforme des heures creuses. Dans le cadre de la présente consultation publique, la CRE a donc utilisé les données exploratoires d'Enedis pour estimer l'impact de la réforme sur les profils de consommation.

Dans son analyse, Enedis prévoit uniquement un effet du décalage des HC sur les usages de production d'Eau Chaude Sanitaire (ECS), dont le volume est entièrement affecté sur les HC dans les analyses, des consommateurs disposant d'un tarif heures pleines heures creuses (HPHC). Il est important de noter que cette analyse est minorante de l'effet de la réforme des HC qui devrait avoir un impact sur d'autres usages que l'ECS.

Les impacts calculés par Enedis sont présentés ci-dessous et concernent principalement la phase 2 :

Figure 5: Simulation des effets de l'ECS sur la consommation des clients HPHC par phase en saison haute (novembre-mars inclus) (source : Enedis)

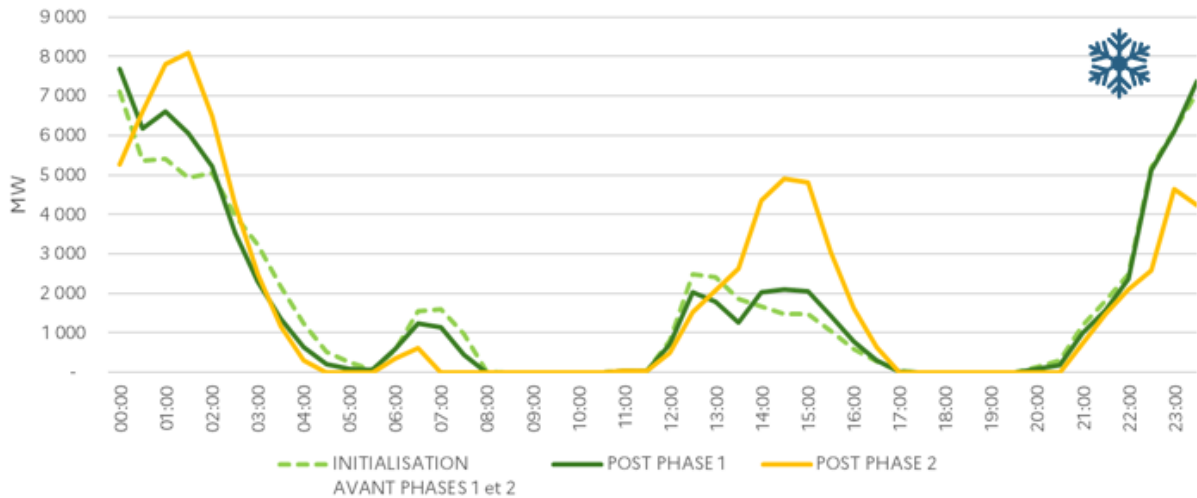
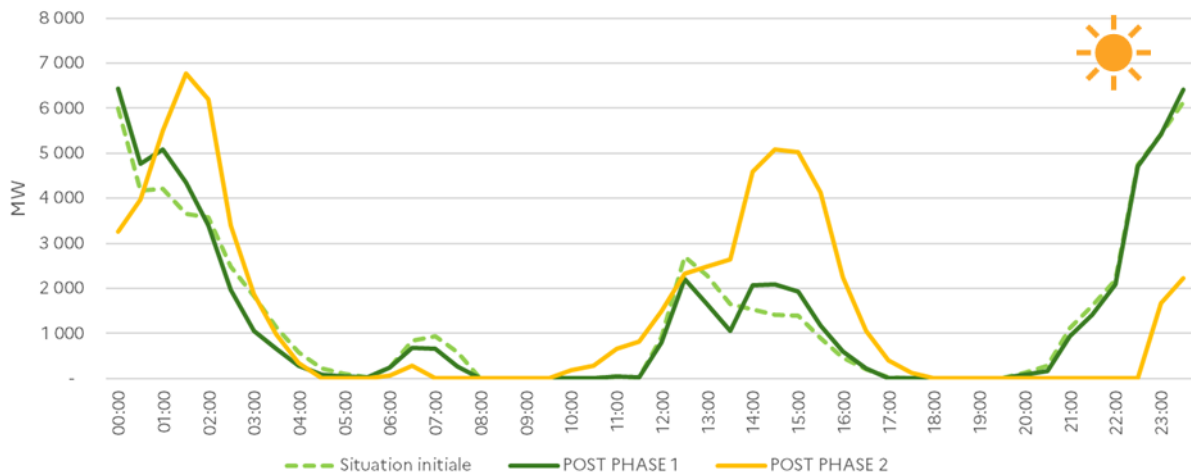


Figure 6: Simulation des effets de l'ECS sur la consommation des clients HPHC par phase en saison basse (avril-octobre inclus) (source : Enedis)



Les estimations d'Enedis montrent que la réforme des heures creuses du TURPE permettent de mobiliser plusieurs GW de flexibilité. La CRE estime les gains en termes de coût de production à environ 75 M€/an².

Question 6 Êtes-vous favorables à l'utilisation de ces données pour le calcul des nouveaux profils de consommation ? Sinon, quelle source de données privilégieriez-vous pour anticiper le changement de forme des profils horaires ?

Impact sur le profil cible

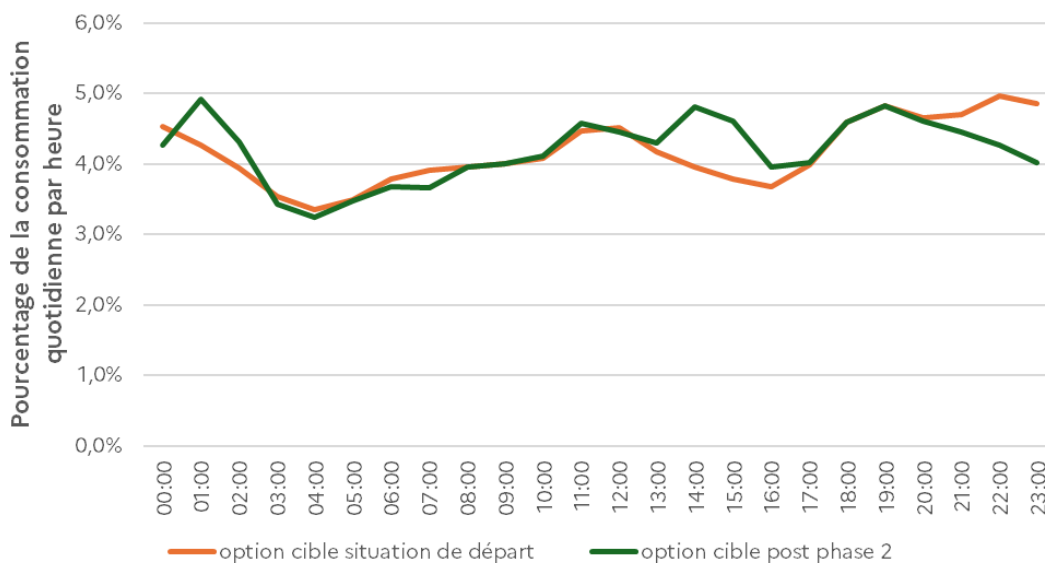
Conformément à sa délibération du 9 octobre 2025, la CRE a mis en place, dès le mouvement tarifaire de 2026, la méthode d'empilement par option cible pour les clients des options Base et HP/HC

² Estimé à partir de la Price Forward Curve appliquée pour les TRVE 2026.

résidentiels des TRVE. Cette méthode consiste à calculer une courbe de consommation moyenne commune aux consommateurs Base et HPHC, appelé « profil cible ». Les modalités de calcul de cette méthode sont détaillées dans l'annexe A de la délibération tarifaire de 2026. Cette méthode permet de produire des grilles dont la structure et le niveau se rapprochent de celle de la méthode par empilement classique, tout en renforçant l'attractivité de l'option « HP/HC » par rapport à l'option « Base » du TRVE pour les consommateurs en mesure de placer leur consommation sur les heures creuses.

La CRE a calculé l'impact des phases 1 & 2 de la réforme des HC sur le profil cible. Le profil « option cible » classique est calculé en utilisant 3 ans d'historique. Le profil « option cible post phase 2 » est calculé en appliquant les déplacements d'ECS présentés en figures 5 et 6 au profil « option cible » classique. S'agissant de la répartition par sous-profil, la CRE a affecté la totalité de ces déplacements de consommation au sous-profil « heures creuses ». Le résultat horaire pour le profil cible est présenté ci-dessous pour une simulation de l'année 2026 :

Figure 7: Simulation des effets de l'ECS sur la consommation moyenne horaire du profil cible calculé en 2026 après les phases 1 & 2 de la réforme des HC

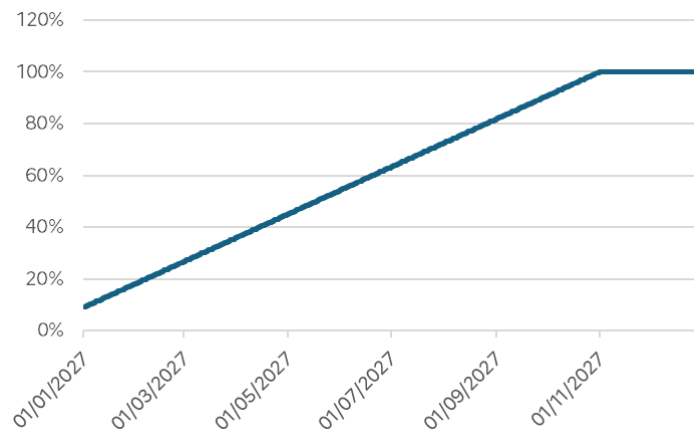


Lissage des impacts de la réforme sur l'année 2027

L'année 2027 est particulière puisque la phase 2, qui représente la majorité de l'impact de la réforme des HC (cf. figure 4), se déroule sur une grande partie de cette année. La CRE souhaite donc prendre en compte de manière lissée sur cette année l'impact de la réforme sur le profil cible.

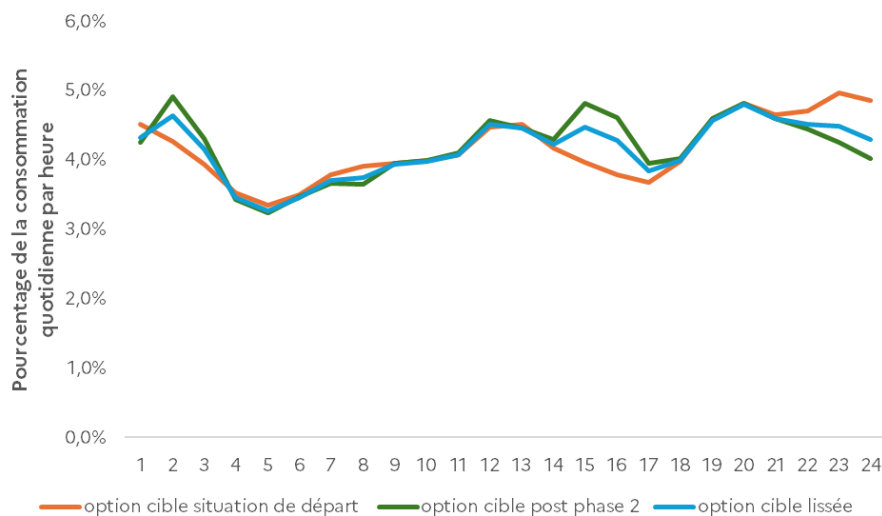
La méthode envisagée par la CRE est de calculer, pour chaque heure de l'année 2027, le profil lissé comme une moyenne pondérée du profil avant réforme et du profil post-réforme. Cette pondération dépend de l'avancement de la phase 2 et est présentée dans la figure ci-dessous.

Figure 8: proportion du profil post-réforme des HC dans le calcul du profil cible 2027



La CRE présente dans la figure ci-dessous, l'impact de ce lissage en l'appliquant sur le profil cible de 2026. Les données sont disponibles en annexe de cette consultation. Le résultat horaire est présenté ci-dessous :

Figure 9: Simulation des effets de l'ECS sur la consommation moyenne horaire du profil cible calculé en 2026 après les phases 1 & 2 de la réforme des HC en prenant en compte le lissage



Question 7 Etes-vous favorable à la méthode de lissage des impacts de la réforme des HC sur le profil cible pour l'année 2027 ? Sinon, quelle méthode privilégieriez-vous pour anticiper le changement de forme des profils horaires ?

La réforme des HC permet de déplacer certaines plages d'heures creuses actuelles vers des heures moins chères pour le système électrique. La méthode présentée par la CRE permet d'apporter aux consommateurs les bénéfices de la réforme des HC dès 2027 en répercutant les baisses de prix observées en après-midi. Les consommateurs pourront donc davantage diminuer leur facture en consommant en heures creuses.

La réforme des HC se déroulant pendant l'année 2027, ses bénéfices sont lissés sur l'année 2027 et seront pleinement intégrés au mouvement tarifaire de 2028.

4.2. Calcul de l’approvisionnement de la forme de la courbe de charge des TRVE

Conformément à la méthode de calcul des TRVE fixée après consultation des acteurs, la CRE approvisionne un ruban d’énergie (produits calendaires Base et Peak) de manière lissée sur 24 mois. Ce ruban couvre la consommation moyenne sur l’année du consommateur à température normale.

Le coût de la forme de la courbe de consommation est calculé grâce à la « Price forward curve » (PFC) qui est une courbe de prix horaire anticipée pour l’année de livraison³.

4.2.1. Effet du Développement du solaire sur la PFC

La production solaire a tendance à creuser les prix du marché spot entre 11h et 17h, comme le montre les graphiques ci-dessous :

Figure 10: Production solaire en France par an (données RTE au 4 mai 2026)

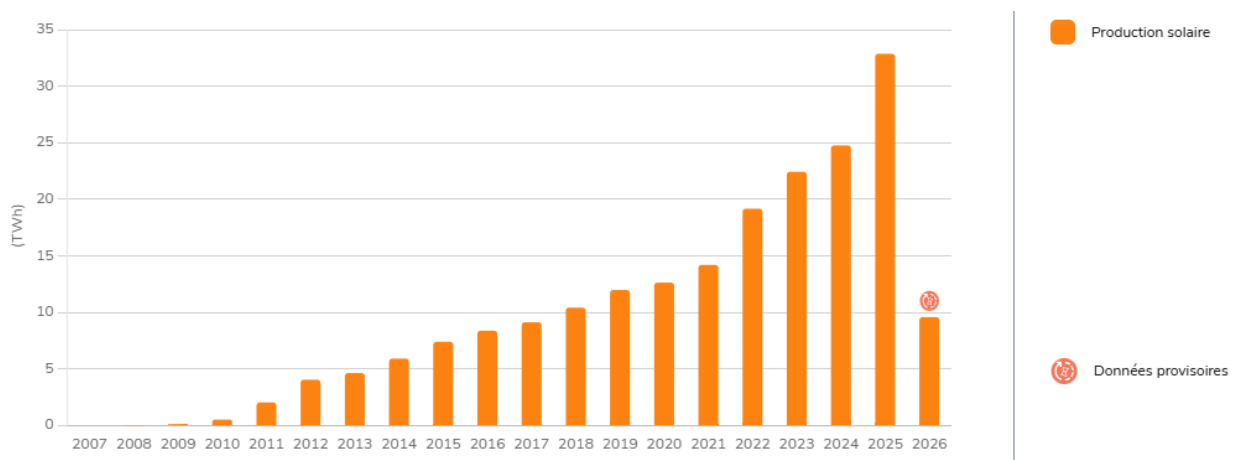
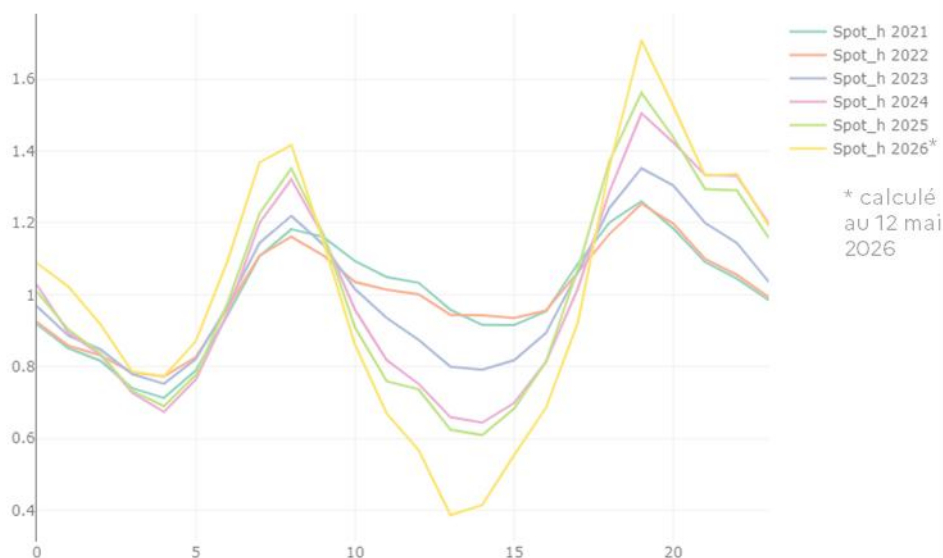


Figure 11: Prix spots moyennés par heure et harmonisés⁴ pour chaque année de 2021 à 2026



³ La PFC est établie à partir des prix relevés sur les marchés à terme lorsque les produits sont disponibles (c'est-à-dire cotés) et liquides sur le jour de cotation considéré, ou, sinon, à partir de la relativité des prix historiques.

⁴ Divisé par la moyenne du prix de l’année pour que les niveaux relatifs soient comparables par année.

Avant 2023, les prix relatifs par heure du marché spot étaient stables entre chaque année. Dans ce contexte, la CRE a mis en place une méthode robuste de calcul de la PFC basé sur un historique de 5 ans des prix spot observés.

A partir de 2023, la croissance de la production solaire a creusé les prix du marché spot entre 11h et 17h. De plus, la CRE observe une période de transition où ces prix horaires ne sont pas stabilisés, c'est-à-dire que les prix du marché spot entre 11h et 17h se creusent davantage chaque année.

En conséquence, afin de mieux intégrer ces effets du solaire sur le marché, la CRE a fait évoluer, dès le mouvement tarifaire du 1^{er} février 2026, la méthode de construction de la PFC. L'évolution consiste en une réduction de la période d'historique des prix de marché retenue pour calibrer la courbe, passant de 5 à 2 ans.

Si cette adaptation permet une meilleure représentativité des conditions actuelles, elle présente néanmoins l'inconvénient de réduire significativement le volume de données disponibles pour le calibrage du modèle, par ailleurs elle ne capte pas les évolutions futures.

Pendant la période de transition la CRE considère qu'il est nécessaire d'apporter une modification à la méthode de calcul de la PFC. La CRE explore deux solutions :

- 1) déterminer les paramètres historiques de la PFC sur un historique plus court terme (par exemple 2 ans). C'est la solution qui a été retenue pour calculer la PFC pour le mouvement du 1^{er} février 2026 ;
- 2) déterminer les paramètres historiques de la PFC sur le long terme (par exemple sur 5 années d'historique) mais en modifiant la méthode de calcul de la PFC. Par exemple, l'adaptation pourrait consister en l'ajout d'une variable explicative « production solaire » dans la régression permettant de calculer les paramètres « historiques » de la PFC. Cette variable explicative supplémentaire permettrait d'extrapoler l'impact de la production solaire sur la PFC selon les projections de production solaire sur l'année de livraison.

Une combinaison des deux solutions est également envisageable, en privilégiant un historique moyen terme (par exemple 3 ou 4 années) avec l'ajout d'une variable explicative relative à la production solaire.

La CRE souhaite recueillir les propositions des acteurs sur l'adaptation de la méthode de calcul de la PFC.

Question 8 Sur combien d'années calculeriez-vous les paramètres historiques de la PFC ? Adapteriez-vous la méthode de calcul pour prendre en compte la croissance de la production solaire ?

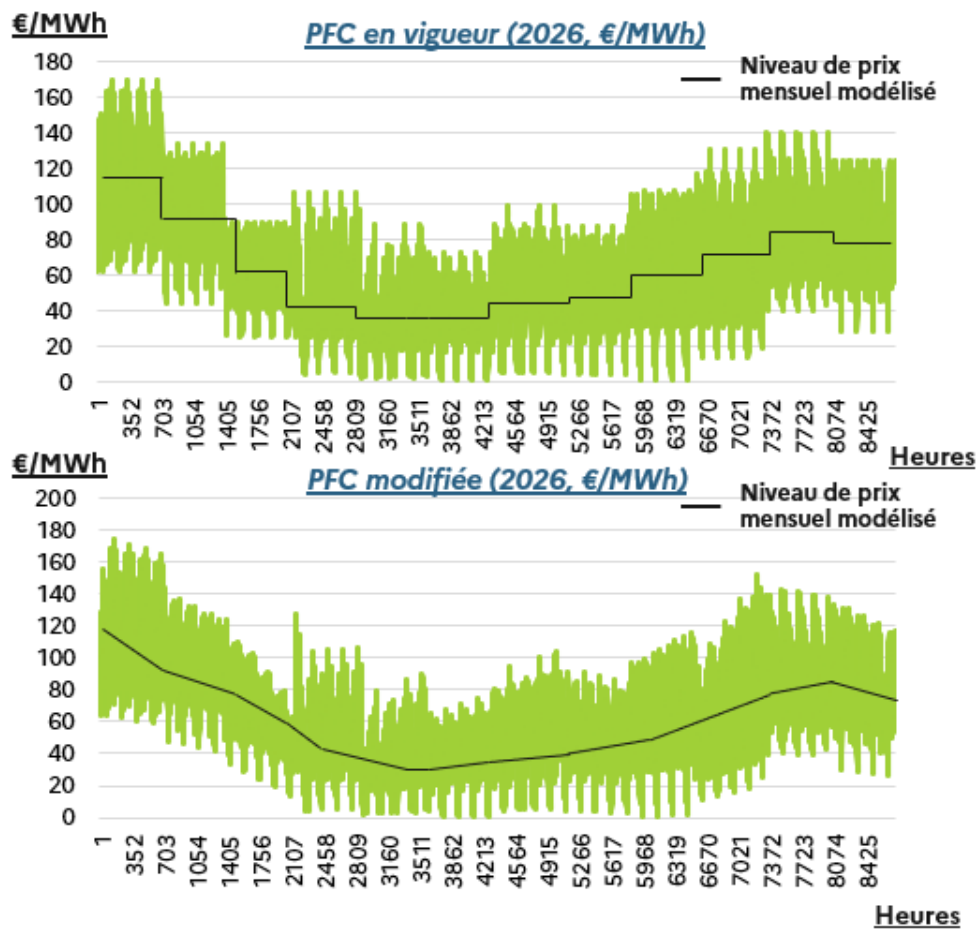
Question 9 Quelle adaptation de la méthode de calcul de la PFC apporteriez-vous pour prendre en compte l'impact de la production solaire sur les prix spots ?

4.2.2. Lissage intra-mensuel de la PFC

Dans la méthode actuelle de calcul de la PFC, les prix horaires dépendent de l'heure, du jour de la semaine et du mois. Ces prix horaires ne dépendent donc pas de la semaine à l'intérieure du mois. Par exemple, le prix du 1^{er} lundi du mois d'avril à 8h va être égal au prix du 2^e lundi du mois d'avril à la même heure.

Un fournisseur a fait remonter à la CRE l'intérêt de prendre en compte une variable « semaine » dans le calcul de la PFC, qui permettrait d'assurer une transition plus progressive entre les prix mensuels modélisés. Cet effet est illustré dans la figure ci-dessous :

Figure 12: Illustration d'un lissage intra-mensuel de la PFC



La CRE a appliqué une méthode de calcul en ajoutant la variable explicative « semaine » dans la régression permettant de calculer les paramètres historiques. Les premières analyses menées par la CRE montrent que cette dernière a un impact très peu significatif sur la qualité de l'explication de la régression (calculée à partir de la variance expliquée par la régression).

Si ses analyses et les retours des acteurs venaient à confirmer que la variable explicative « semaine » n'améliore pas assez significativement la régression des paramètres historiques, la CRE n'envisagerait pas de modifier la méthode de calcul de la PFC.

Question 10 Considérez-vous que la variable explicative « semaine » améliore significativement le modèle de calcul de la PFC ?

Question 11 Etes-vous favorable à l'adaptation de la méthode de calcul de la PFC pour prendre en compte un lissage intra-mensuel ? Le cas échéant, comment l'adapteriez-vous ?

5. Evolution de la brique des CEE et de la structure de la brique des coûts commerciaux dans les TRVE

5.1. Référence utilisée pour le coût des CEE

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), créé par les articles 14 à 17 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, constitue l'un des principaux instruments de la politique de maîtrise de la demande énergétique. Ce dispositif repose

sur une obligation triennale de réalisation d'économies d'énergie en CEE, imposée par les pouvoirs publics aux fournisseurs d'énergie.

L'article R. 337-19 du code de l'énergie prévoit que les TRVE prennent en compte les coûts de commercialisation d'un fournisseur « *au moins aussi efficace qu'Electricité de France* ». Dans ses propositions tarifaires, la CRE a estimé que la notion de « fournisseur au moins aussi efficace » s'interprétait à la lumière de la pratique des autorités de concurrence pour lesquelles la notion de coûts d'un concurrent au moins aussi efficace que l'opérateur dominant renvoie aux coûts de l'opérateur dominant⁵. Jusqu'à présent, la CRE a intégré les coûts d'approvisionnement des CEE à la composante des coûts commerciaux. De manière cohérente avec la référence globale retenue pour les coûts de commercialisation, le coût d'approvisionnement des CEE actuellement intégré dans les TRVE correspond au coût moyen d'approvisionnement d'EDF.

Après avoir consulté à plusieurs reprises les acteurs, et en l'absence de référence de marché jugée fiable par la majorité des fournisseurs, la CRE a conservé la référence aux coûts d'EDF durant toute la 5^{ème} période CEE. La CRE observe que, sur la 5^{ème} période CEE (2022-2025), les coûts moyens de la brique CEE basée sur la référence aux coûts d'EDF étaient bien cohérents avec les indices de marché C2E Market à terme lissés sur deux ans ainsi qu'avec les indices Emmy Global, et ce pour les deux types de CEE (classiques et précarités).

Contexte actuel du marché des CEE précarité

Il ressort des analyses menées par la CRE sur les évolutions des coûts d'approvisionnement en CEE classiques et précarités d'EDF pour l'année 2026 que les coûts d'approvisionnement en CEE précarités d'EDF se situent actuellement en dessous des références de marché disponibles. Cet écart s'explique possiblement par une illiquidité conjoncturelle sur le marché secondaire pour les CEE précarités du fait d'un nombre insuffisant de CEE précarités pour couvrir l'obligation des fournisseurs à la maille France pour la 5^{ème} période.

Compte tenu des écarts constatés, la CRE a décidé lors du mouvement tarifaire du 1^{er} février 2026 de corriger la référence aux coûts des CEE précarités d'EDF d'une prime d'illiquidité de 20 %, afin de tenir compte de la conjoncture du marché des CEE précarités. Si cette solution a permis en 2026 de tenir compte de la conjoncture particulière du marché des CEE précarités, la CRE estime qu'elle n'a pas vocation à être pérennisée et s'interroge à nouveau sur la méthode de prise en compte du coût des CEE dans les TRVE.

Introduction de l'indice de marché Emmy à terme

Lors de la consultation publique du 10 juillet 2024, il ressortait des retours des acteurs que les principales références de marché existantes étaient jugées insatisfaisantes pour servir de référence aux coûts des CEE d'EDF pour les motifs suivants :

- L'indice Emmy spot est basé uniquement sur des contrats avec un délai de livraison inférieur à un mois qui ne permet pas la construction d'une courbe *forward* par les fournisseurs pour couvrir leur obligation ;
- L'indice à terme de C2E Market présente un design satisfaisant, avec des contrats avec délai de livraison supérieur avec lesquels il est possible de construire une courbe *forward*, mais il n'enregistre qu'une partie très réduite des transactions du marché.

Selon plusieurs fournisseurs ayant répondu à cette consultation, le design des indices Emmy à terme, introduits en 2025, devrait permettre d'obtenir à terme une référence de prix satisfaisante pour le calcul de la brique CEE dans les TRVE. L'historique de prix disponible à date reste cependant réduit, notamment sur les CEE précarités pour lesquelles le faible nombre de transactions semble complexifier l'émergence d'une référence de prix fiable.

⁵ Cette interprétation a été confirmée par le Conseil d'État dans ses décisions du 18 mai 2018, du 3 octobre 2018 ainsi que du 6 novembre 2019 où il indique que « *cette disposition doit être interprétée comme imposant de fixer la composante des tarifs correspondant aux coûts de commercialisation par référence aux coûts de la société EDF* ».

Question 12 Estimez-vous que l'indice Emmy à terme peut constituer une référence de marché fiable pour le calcul des TRVE ? Quelle méthode de lissage devrait y être associée afin de représenter au mieux le coût des CEE supportés par les fournisseurs ?

Question 13 Identifiez-vous une autre référence de marché qui pourrait constituer une référence fiable pour le calcul des TRVE ?

5.2. Répartition des coûts commerciaux entre la part fixe et la part variable des TRVE

La CRE inclut dans les TRVE les coûts de commercialisation d'EDF, qui incluent notamment les coûts d'approvisionnement en CEE, à 50 % sur l'abonnement et à 50 % sur le prix du kWh.

A la suite de la décision du Conseil d'État du 13 juillet 2016⁶, la gestion des clients réalisée par les fournisseurs pour le compte des gestionnaires de réseaux (GRD), prévue par les contrats liant les fournisseurs et les GRD pour les clients en contrat unique, doit faire l'objet d'une contrepartie de la part des GRD. Dans ce cadre, les fournisseurs reçoivent une contrepartie financière qui vient en déduction des coûts de commercialisation intégrés aux TRVE. Cette contrepartie est déduite à 50 % de l'abonnement et à 50 % du prix du kWh.

Plusieurs fournisseurs ont souligné à la CRE que la répartition des coûts commerciaux actuellement retenue dans les TRVE entre part abonnement et prix du kWh ne reflète pas leur structure de coûts. En effet :

- Concernant les coûts de commercialisation hors CEE, la plupart de ces coûts sont des coûts fixes (système d'information, support téléphonique, facturation etc.). Cependant, certains coûts restent variables (irrécouvrables par exemple) ;
- Concernant les coûts d'approvisionnement en CEE, la plupart sont variables, puisque le niveau d'obligation en CEE dépend explicitement du niveau de consommation du client, mais certains fournisseurs ont développé en interne une structure permettant de générer des CEE et engendrant certains coûts fixes ;
- Concernant la contrepartie financière reçue du GRD, un montant forfaitaire est versé pour chaque site. Celle-ci constitue donc un gain fixe pour le fournisseur.

La CRE estime donc qu'il peut être pertinent, afin de rapprocher la structure de la brique des coûts commerciaux des TRVE de la structure de coûts des fournisseurs de réinterroger la répartition des coûts commerciaux entre part abonnement et prix du kWh.

Question 14 Estimez-vous pertinent de revoir la structure des coûts commerciaux dans les TRVE Bleus Résidentiels ? dans les TRVE Bleus non résidentiels ? dans les TRVE Jaune et Vert ?

Question 15 Si vous êtes un fournisseur, quelle est la structure de vos coûts commerciaux hors acquisition de CEE et la structure de vos coûts d'acquisition en CEE, entre coûts fixes et coûts variables pour chaque catégorie de client et comment la reflétez-vous dans vos offres ?

6. Calcul de l'espérance du risque thermosensibilité

Les consommateurs résidentiels de France métropolitaine ont des consommations particulièrement sensibles à la température, en raison de leur mode de chauffage. Cette thermosensibilité fait courir à EDF et aux fournisseurs alternatifs dupliquant les TRVE un risque d'exposition au marché de gros de

⁶ Conseil d'État, Section, 13 juillet 2016, n°388150

court terme, puisqu'ils doivent ajuster l'approvisionnement de la courbe de charge prévisionnelle à proximité du temps réel pour satisfaire la consommation effective.

Dans le modèle de la CRE, les écarts de consommation dus à la thermosensibilité sont valorisés au prix de marché spot : il est donc fait ici l'hypothèse que la température heure par heure au cours d'une journée donnée est estimée la veille, de façon que les volumes d'énergie correspondants sont valorisés en J-1.

Le risque thermosensibilité présente la caractéristique d'être d'espérance positive : en moyenne il représente un surcoût pour le fournisseur, intégré dans les TRVE, du fait que le prix spot et la consommation augmentent quand la température baisse (et vice-versa).

La thermosensibilité de la consommation est modélisée à partir de gradients spécifiques à chaque sous-profil. La thermosensibilité des prix est modélisée par un gradient ad hoc estimé par méthode statistique sur la base d'un historique de 5 ans.

Le modèle utilisé par la CRE pour construire les TRVE génère des scénarios de température. Ces scénarios sont intégrés dans la génération des scénarios de consommation d'une part et de prix d'autre part. Le surcoût pour les fournisseurs est ensuite calculé pour chaque scénario en prenant en compte les achats et aux ventes au prix spot de la différence entre l'approvisionnement supposé couvrir la consommation du portefeuille à température normale et la consommation du scénario.

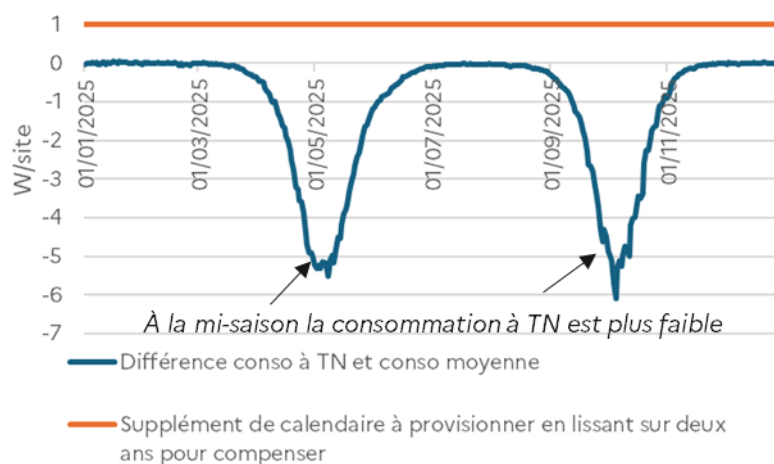
Sous-couverture de l'approvisionnement lissé sur deux ans liée à la couverture à température normale

Il existe un effet de seuil de la consommation à 15°C : Au-dessus de cette température, la consommation n'est plus jugée comme thermosensible.

Ainsi, proche de cette température, la consommation à température normale (TN) est inférieure à la consommation moyenne : la consommation moyenne étant composée de scénarios avec $T > 15^\circ\text{C}$ (conso égale) et de scénarios avec $T < 15^\circ\text{C}$ (conso supérieure).

La méthode d'approvisionnement lissée sur deux ans présente donc une sous-couverture par rapport à la consommation du client. Cette « position ouverte » qui correspond à 0,8% de la consommation est débouclée au spot pendant les intersaisons (température proche de 15°C).

Figure 13: Exemple d'écart de consommation entre température à TN et consommation moyenne pour le sous profil heures pleines en 2025



Par construction, ce manque de couverture d'une partie de la consommation se retrouve dans le calcul du risque de thermosensibilité. L'espérance de ce manque de couverture dépend du rapport entre la projection du spot (lissé sur décembre N-1) et du reste de l'énergie (lissé sur deux ans). Cet effet a même rendu le risque thermosensibilité négatif en 2024.

Cet effet ne pose pas de problème de contestabilité du tarif par les fournisseurs alternatifs puisque la méthode de calcul des TRVE est transparente et répliquable.

L'intégration du volume correspondant à l'écart entre la consommation moyenne et la consommation à température normale à l'approvisionnement lissé sur deux ans permettrait d'améliorer la stabilité des TRVE. La CRE souhaite à ce titre réintégrer ce volume à l'approvisionnement lissé sur deux ans.

Question 16 Êtes-vous favorable à calculer le volume à approvisionner sur 2 ans à partir de la consommation moyenne plutôt qu'à température normale ?

Cette adaptation viendrait modifier, à la marge, la stratégie d'approvisionnement en cours de période de lissage. Le volume à approvisionner sur 2 ans serait, ainsi augmenté d'environ 0,8%.

La CRE envisage d'intégrer ces volumes pour le calcul des TRVE de 2027.

Question 17 Êtes-vous favorable à intégrer ce volume au lissage 2 ans, dès le calcul des TRVE 2027 ?

Calibration des paramètres du calcul du risque thermosensibilité

La CRE souhaite recueillir les pratiques des acteurs sur le paramétrage de leur modèle de calcul du risque thermosensibilité (calcul des gradients, modèle de prix spot...).

Question 18 Avez-vous des pistes d'amélioration sur la calibration des autres paramètres de calcul de ce risque thermosensibilité ? (gradients, modèle spot...)

7. Paramétrage de l'option Tempo

L'option Tempo est une offre à effacement. Les consommateurs sont incités à s'effacer (ou à déplacer leur consommation pendant les heures creuses) pendant 22 jours rouges et 43 jours blancs (les jours rouges étant plus chers que les jours blancs). Le reste de l'année, pendant les jours bleus, les consommateurs bénéficient de prix inférieurs.

Le CRE estime que l'option Tempo résidentiel apporte une flexibilité importante à la demande durant les périodes hivernales et doit, à ce titre, être fixée de manière à rester attractive économiquement pour les clients ayant la possibilité d'effacer ou de reporter leur consommation les jours rouges et blancs.

Question 19 Partagez-vous le constat de la CRE quant à la nécessité de garantir l'attractivité long terme de l'option Tempo pour les clients ayant la possibilité de s'effacer en jour de pointe mobile ?

7.1. Calcul du niveau de l'option Tempo résidentiel

Contexte

L'application de l'homothétie, d'une part, et le retour à des fondamentaux de marché moins contrastés que pendant la crise, d'autre part, ont contribué à écartier sensiblement le niveau des TRVE Tempo résidentiels des coûts obtenus par empilement sur la période 2022-2024. Bien que la contestabilité par catégorie tarifaire soit toujours bien respectée, la CRE estime nécessaire de s'assurer que la structure de cette option ne s'écarte pas significativement de l'empilement des coûts.

En 2024, la CRE a interrogé les acteurs sur la possibilité de lisser le niveau de l'option Tempo des TRVE résidentiels sur plusieurs années de manière à la rapprocher de ses coûts obtenus par empilement, tout

en conservant son attractivité et la lisibilité de ses signaux tarifaires. Ce lissage a été opéré en grande partie lors des mouvements tarifaire de février 2025 et février 2026, la CRE estime donc nécessaire de consulter les acteurs sur la mise en œuvre d'une méthode pérenne permettant de fixer le niveau de l'option Tempo, en s'assurant de son attractivité économique pour les clients ayant la possibilité de s'effacer sur les jours les plus tendus pour le système électrique.

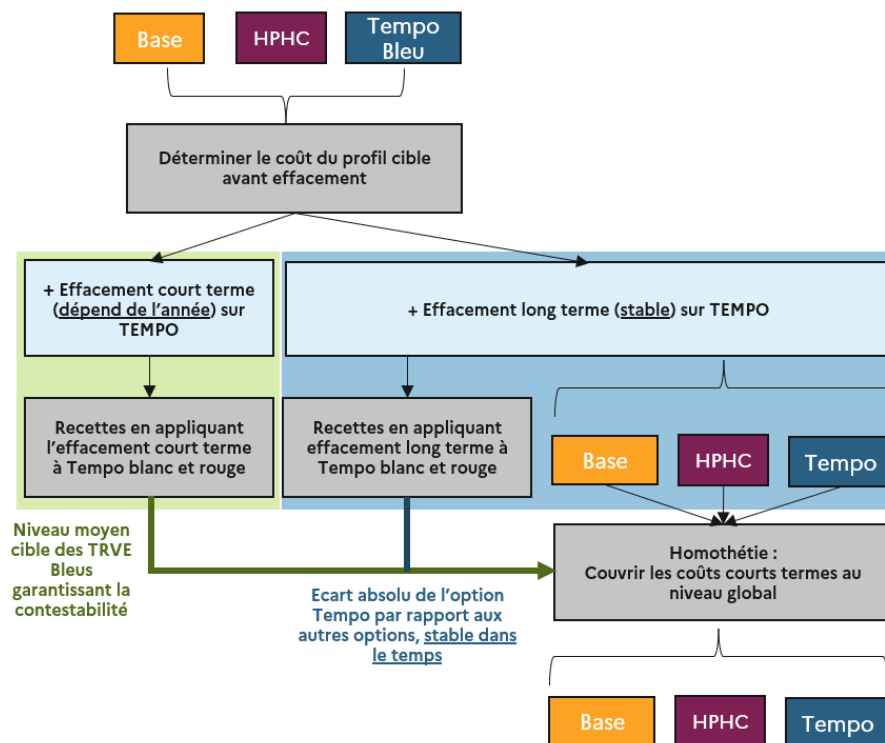
Méthodologie de calcul du niveau de l'option Tempo dans les TRVE Bleus résidentiels

Le CRE estime que l'option Tempo résidentiel apporte une flexibilité importante à la demande durant les périodes hivernales et doit, à ce titre, être fixée de manière à rester attractive économiquement pour les clients ayant la possibilité d'effacer ou de reporter leur consommation les jours rouges et blancs.

Depuis le mouvement tarifaire 2025, la CRE a introduit une méthode dite « par option cible » permettant de calculer l'empilement des options Base et Heures Pleines/Heures creuses (HP/HC) sur la base d'un profil commun, ce qui permet de garantir sur le long terme l'attractivité de l'option HP/HC par rapport à l'option Base. La quasi-totalité des acteurs s'est montrée favorable à cette méthode qui permet de garantir l'équilibre économique entre ces deux options.

Afin de garantir l'équilibre économique à l'échelle de l'ensemble des options proposées au sein des TRVE, la CRE envisage d'inclure dans la méthode de calcul par option cible l'option Tempo. La méthode envisagée à date par la CRE a pour objectif de maintenir un écart absolu de Tempo par rapport aux autres options qui correspond à une valeur quantifiée long terme et stable de l'effacement, tout en conservant la contestabilité des TRVE Bleus résidentiels en quantifiant la valeur court terme des effacements de consommation.

Figure 14 - Schéma de principe du calcul du niveau de l'option Tempo envisagé par la CRE



La CRE envisage d'introduire une méthode de calcul du niveau de l'option Tempo basée sur un calcul initial du coût du portefeuille par option cible en utilisant le profil Tempo Bleu. Une fois ce niveau calculé, les recettes en espérances liées à l'effacement des consommateurs en jours blancs et rouge serait alors retranché afin de déterminer l'empilement des coûts des TRVE pour l'année N.

En parallèle de cette estimation, le niveau relatif de l'option Tempo serait basé sur une estimation de la valeur long terme de l'effacement, ayant la propriété d'être indépendante des aléas de prix notamment

(par exemple, niveau du lissage des TRVE supérieur au niveau du spot estimé en raison d'une baisse des prix de gros, comme en 2024). Cette valeur serait alors retranchée au niveau de l'option Tempo.

Afin de garantir la contestabilité à la maille de la catégorie tarifaire, les options Tempo, Base et HP/HC seraient alors recalées par homothétie afin de garantir de recouvrir l'ensemble des coûts liés au portefeuille bleu résidentiel. La structure de l'option HP/HC par rapport à l'option Base, déterminée par la méthode dite de l'option cible, resterait donc inchangée.

La CRE estime que cette méthode a la propriété de garantir l'attractivité long terme de l'option Tempo pour les clients ayant la possibilité de s'effacer en jour de pointe mobile, tout en rétablissant à long terme l'équilibre économique entre les différentes options des TRVE. La CRE évaluera la nécessité de mettre en place un lissage afin de rapprocher par étape le niveau de l'option Tempo à celui déterminé par option cible.

Question 20 Quelles sont vos observations sur la méthode envisagée par la CRE pour intégrer l'option Tempo au calcul des TRVE par « option cible » ?

Question 21 Si vous êtes un fournisseur proposant des offres dites « à pointe mobile », comment quantifiez-vous la valeur de l'effacement (à court terme et à long terme) ?

7.2. Mise à jour des règles de tirage des jours Tempo

Historique sur l'algorithme de tirage de la couleur des jours Tempo

L'option Tempo est proposée dans les TRVE depuis 1998. Jusqu'en 2014, EDF était en charge du tirage de la couleur des 22 jours rouges, 43 jours blancs et 300 jours bleus. En 2013, plusieurs contraintes sur le choix des 22 jours rouges pour EDF sont fixées dans l'arrêté du 26 juillet 2013 relatif aux TRVE : les 22 jours rouges doivent être tirés entre le 1^{er} novembre et le 31 mars à l'exclusion des week-end et jours fériés nationaux, selon une méthode qui reste définie par EDF. Les dimanches sont désormais forcément des jours bleus.

En 2014, dans le but de relancer la souscription de tarifs à effacement et de permettre aux fournisseurs alternatifs de proposer de telles offres, la CRE a mis en place un groupe de travail en 2014 avec des fournisseurs, les GRD, des associations de consommateurs et les pouvoirs publics, et a publié une délibération le 30 octobre 2014.

Conformément aux dispositions de l'article L. 341-4 du code de l'énergie prévoyant que « les GRT et GRD mettent en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée (...) » et en application des dispositions du 1^o et du 3^o l'article L.134-1 du même code, la CRE a validé la proposition issue de la concertation qui attribue à RTE la gouvernance du signal lui permettant de sélectionner les jours d'effacement Tempo (rouge et blanc).

A ce titre, la CRE a la possibilité de faire évoluer l'algorithme utilisé afin de vérifier le respect des critères fixés dans le cadre de la concertation des acteurs du marché. La délibération du 30 octobre 2014 porte décision sur cette mission de RTE relative au signal tempo et fixe les contraintes de tirage pour l'année 2014/2015, première année test de la méthode :

- les jours rouges sont tirés entre le 1^{er} novembre et le 31 mars ;
- les jours rouges ne peuvent être tirés le weekend et les jours fériés nationaux ;
- un maximum de 5 jours rouges consécutifs peut être tiré ;
- les jours blancs peuvent être tirés toute l'année, sauf le dimanche.

La CRE a publié le 16 juillet 2015 une délibération effectuant le bilan positif du tirage des jours Tempo sur l'hiver 2014/2015.

Ainsi, l'algorithme utilisé et documenté par RTE depuis 2014, encadré par la délibération de la CRE du 30 octobre 2014, a permis de sélectionner efficacement des jours de consommation jusqu'à l'hiver 2024-2025 inclus.

Toutefois le contexte ayant changé depuis l'hiver 2025-2026, la CRE envisage une évolution de la méthode de tirage et souhaite consulter les acteurs.

Retour sur l'hiver 2025-2026

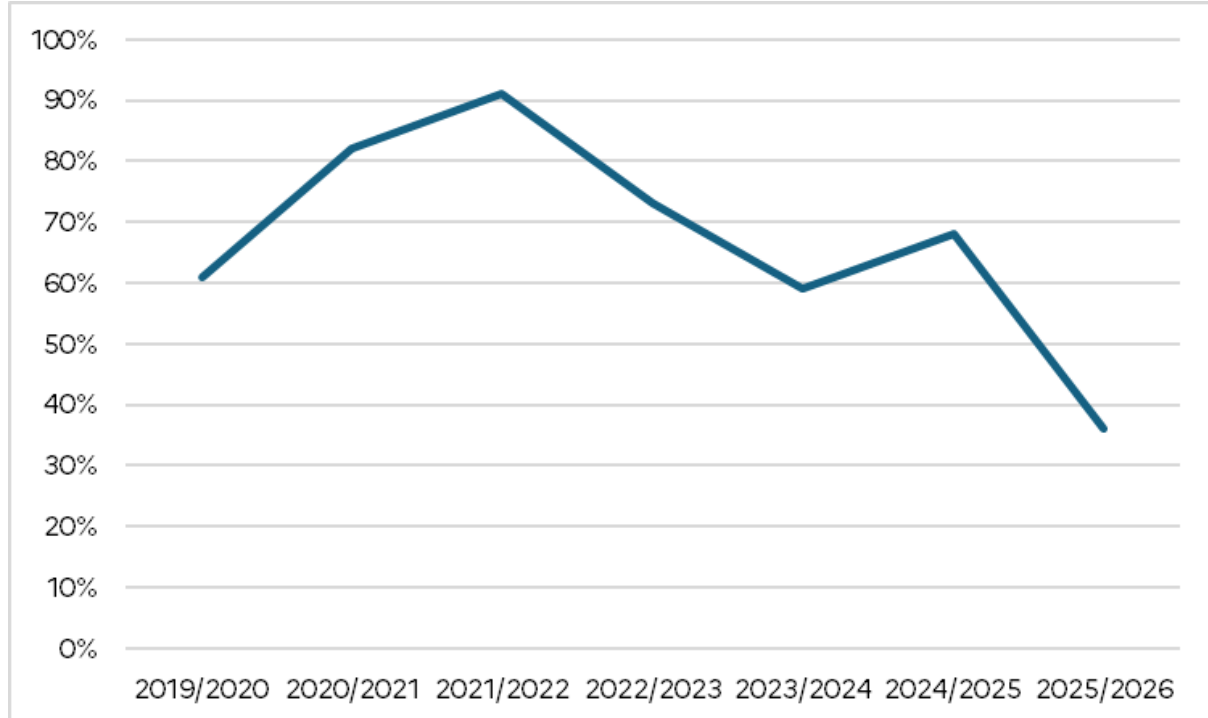
L'hiver 2025/2026 a soulevé plusieurs questions concernant le tirage des jours rouges et blancs de l'option Tempo :

- 13 jours rouges consécutifs sur 22 ont été tirés en mars pour écouler le stock, alors que ces jours n'étaient pas des jours de consommation résiduelle élevée ;
- Le 31 décembre a été tiré. Ce jour était en effet un jour de consommation résiduelle élevée mais également un jour de réveil.

De plus, l'évolution des fondamentaux du système électrique et l'entrée en vigueur du nouveau mécanisme de capacité qui a introduit des modifications dans la sélection des jours « PP », jours de tension du système électrique identifiés par RTE dans le cadre de ce mécanisme, a mené RTE à se questionner sur la nécessité de revoir la méthode de tirage des jours rouge Tempo. En effet, dans la mesure où le critère de sélection des jours « PP » et des jours Tempo repose sur un critère de consommation résiduelle, et que le nombre de jours sélectionnés ainsi que la période de sélection sont identiques, la CRE juge pertinent de maintenir un niveau de cohérence suffisant entre les signaux de forte sollicitation du système électrique.⁷

Un retour d'expérience sur le tirage des 22 jours rouges sur plusieurs années montre que l'hiver 2025-2026 présente une qualité de tirage des jours rouge inférieure à la moyenne, comme illustré sur le graphique ci-dessous. Si cette situation peut s'avérer conjoncturelle, mêlée aux autres éléments de contexte présentés plus haut, elle incite la CRE à consulter les acteurs sur une éventuelle mise à jour des règles de tirage des couleurs des jours Tempo.

Figure 15: Pourcentage de jours rouges tirés sur les 22 jours de consommation plus élevée de l'année (2019-2026)



La CRE est favorable à terme à un alignement de la méthode de tirage des jours Tempo et des jours PP du mécanisme de capacité, tout en conservant pour Tempo un critère de tirage basé sur la

⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2026 portant avis sur le projet d'arrêté pris en application de l'article R. 316-2 du code de l'énergie précisant les règles du mécanisme de capacité

consommation résiduelle. La CRE estime en effet que plus les différents signaux tarifaires convergent vers les mêmes plages horaires, plus l'incitation au déplacement de la consommation renvoyée par l'ensemble des signaux tarifaire est forte et que la convergence des signaux de tension du système électrique participe à une lisibilité accrue pour les consommateurs et à une meilleure activation de leur flexibilité éventuelle.

Question 22 Estimez-vous nécessaire de ne pas tirer en rouge certains jours précédant des jours fériés (24 et 31 décembre), même si ces jours sont éventuellement tendus pour le système électrique ?

Question 23 Etes-vous favorable à l'ajout dans l'algorithme de contraintes supplémentaires sur les jours rouges afin de mieux adapter le tirage aux besoins concrets des utilisateurs, comme l'ajout d'un tunnel mensuel ?

Question 24 Etes-vous favorable à une évolution de l'algorithme de tirage des jours rouges, par exemple en convergeant vers l'algorithme de tirage des jours PP ? Quelle propriété devrait satisfaire cet algorithme pour répondre aux besoins des fournisseurs, notamment en termes de transparence, reproductibilité et de délai de prévenance ?

Annexe

La simulation de l'impact de la réforme des heures creuses, faite pour illustration sur l'année 2026, sur le profil cible présentée en partie 4.1 est téléchargeable sur le site de la CRE sous format Excel.