

CONSULTATION PUBLIQUE N°2026-02

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

Consultation publique du 22 janvier 2026 relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue à l'article L. 332-7 II du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché

La directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité¹ (ci-après « directive électricité ») prévoit la mise en place obligatoire de contrats d'électricité à tarification dynamique qu'il définit comme des contrats de fourniture d'électricité conclu entre un fournisseur et un client final qui « *reflète[nt] les variations de prix sur les marchés au comptant, y compris les marchés journaliers et intrajournaliers, à des intervalles équivalant au moins à la fréquence du règlement du marché* », et dispose en son article 11 que « *les États membres veillent à ce que les clients finals qui sont équipés d'un compteur intelligent puissent demander à conclure un contrat d'électricité à tarification dynamique auprès d'au moins un fournisseur et auprès de chaque fournisseur qui a plus de 200 000 clients finals.* ».

Ces dispositions ont été transposées en droit français à l'article L. 332-7 du code de l'énergie, lequel, reprenant les dispositions de l'article 11 précité de la directive électricité, prévoit l'obligation pour tous les fournisseurs d'électricité assurant l'approvisionnement de plus de 200 000 sites de proposer de telles offres à tout client équipé d'un dispositif de comptage mentionné à l'article L. 341-4 du code de l'énergie qui en fait la demande.

Par ailleurs, l'article L. 332-7 du code de l'énergie dispose que « *les modalités selon lesquelles cette offre prend en compte les variations de prix de marché sont définies par délibération de la Commission de Régulation de l'énergie.* ».

La CRE a défini ces modalités dans la délibération de la CRE n° 2021-135 du 20 mai 2021². Elle a établi que les offres à tarification dynamique sont celles dont : « *le prix de l'énergie est indexé, pour au moins 50%, sur un ou plusieurs indices de prix des marchés de gros au comptant (marché journalier ou infra-journalier), et qui reflètent des variations de ces prix de marché à minima au pas horaire.* ». Il sera référé à ces modalités comme « la définition de la CRE » dans le présent document.

Or, la hausse importante des prix de gros de l'électricité constatée à partir de la fin de l'année 2021 a très fortement réduit l'attractivité de ces offres indexées sur les prix de marché horaire. Dans ce contexte, la CRE a assoupli les modalités de prise en compte des variations de prix de marché dans la délibération n°2022-215 du 27 juillet 2022. Dans l'objectif permettre l'émergence rapide d'offres de fourniture susceptibles de contribuer plus facilement à la sécurité d'approvisionnement du système électrique, la CRE a permis aux fournisseurs, à titre transitoire et jusqu'au 1^{er} juillet 2026, d'incorporer dans les offres à tarification dynamique des signaux tarifaires de flexibilité plus simples et moins risqués pour les consommateurs. La CRE vise également dans la délibération n°2022-215 susmentionnée toute offre de marché incitant financièrement les consommateurs à effacer ou déplacer leur consommation

¹ [Directive \(UE\)2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE](#)

² [Délibération n°2022--215 de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2022 portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II de l'article L. 332-7 du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché et modifiant la délibération n°2021-135 du 20 mai 2021](#)

au cours de la journée en réponse à un signal court terme (au travers des signaux envoyés par RTE ou les prix constatés sur les marchés court terme), ce qui inclut en particulier les offres à effacement indissociable de la fourniture (ci-après « EIF »).

Alors que le régime transitoire institué par sa délibération n°2022-215 expire prochainement, au 1^{er} juillet 2026, et que la délibération n°2021-136 prévoit une clause de revoyure pour certaines de ses dispositions, la CRE souhaite vérifier l'adéquation de sa définition des offres à tarification dynamique avec les besoins du système électrique et les attentes des consommateurs.

En effet, ces dernières années ont vu se multiplier les heures de prix négatifs ou nuls sur le marché spot en France, passant de 183 en 2023 à 560 en 2024, pour atteindre 835 au 31 octobre 2025³. Plus largement, la progression continue de la variabilité des prix en fonction des heures de la journée justifie d'encourager le déplacement de consommation vers les heures les moins chères sur les marchés au comptant tant pour l'équilibre global du système électrique que pour permettre aux consommateurs de tirer parti de ces prix faibles. L'émergence en Europe d'offres à tarification dynamique, dont une partie non négligeable répond à la définition de la directive électricité, démontre par ailleurs l'intérêt de ces offres et leur capacité à répondre aux besoins du système électrique tout en apportant des bénéfices aux consommateurs.

Les acteurs de marché, notamment ceux concernés par l'obligation légale, ont par ailleurs manifesté le besoin de faire évoluer le cadre juridique d'ici à l'échéance du 1^{er} juillet 2026, à partir de laquelle s'appliqueront de nouveau les modalités définies dans la délibération de la CRE n°2021-135. Il est en particulier demandé de faire évoluer ces modalités pour s'assurer qu'un maximum d'offres y répondent, en trouvant un juste équilibre pour permettre au marché de faire émerger un type d'offre qui répondent aux enjeux du système électrique tout en garantissant leur attractivité.

La CRE envisage ainsi de revoir les modalités de prise en compte des variations de prix de marché dans les offres à tarification dynamique afin de s'assurer qu'elles ne présentent pas d'obstacle à la mise en œuvre d'offres à tarification dynamique compatibles avec les aspirations des consommateurs pouvant déplacer leurs usages, et souhaite recueillir l'avis de l'ensemble des parties prenantes.

Compte tenu des délais nécessaires aux fournisseurs concernés par l'obligation légale et en fonction des travaux consécutifs à la présente consultation publique, la CRE adaptera la date à laquelle les modalités fixées dans la délibération de la CRE n°2021-135 devront à nouveau être appliquées par les fournisseurs. Celle-ci est actuellement fixée au 1^{er} juillet 2026 par la délibération de la CRE n°2022-215 ayant modifié ces modalités à titre transitoire.

Les questions soulevées dans la présente consultation publique portent sur les paramètres de la définition des modalités de prise en compte des variations de prix de marché dans les offres à tarification dynamique fixées dans la délibération de la CRE n°2021-135, ainsi que sur l'estimation d'un « minimum » d'exposition aux marchés au comptant permettant de garantir la prise en compte du signal prix.

Paris, le 22 janvier 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

³ Données EPEX spot.

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 13 mars 2026, 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	5
2. Bilan de mise en œuvre de l'application de la définition des offres à tarification dynamique	6
2.1. Rappel de la définition	6
2.2. Bilan de la mise en œuvre des offres respectant la définition.....	6
2.3. Enjeux liés à l'évolution du système électrique	7
2.4. Développement en Europe des offres à tarification dynamique	8
3. Pistes de révision de la définition de la CRE des offres à tarification dynamique	10
3.1. Le passage de la fréquence de règlement du marché à quinze minutes interroge la définition de la CRE.....	10
3.2. Le seuil d'indexation à 50 % et l'agrégat de temps considéré	11
3.3. L'inclusion des offres avec exposition des variations de consommation aux marchés au comptant	12
3.4. Les cas des offres « hybrides » avec incitation sur certaines périodes	13
3.5. Les offres à effacement indissociables de la fourniture et les offres à bonus.....	14
3.6. Questions complémentaires	14
4. Le plafond de prix.....	15

Insérer un saut de ligne manuellement entre les parties

1. Liste des questions

Question 1 : Quels usages flexibles identifiez-vous parmi les consommateurs de tous segments ? Recensez-vous des usages compatibles avec le pas de temps d'évolution du prix du quart d'heure ?

Question 2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la pertinence du maintien du pas horaire d'évolution du prix, afin de transmettre au consommateur un signal lisible mais cohérent avec les périodes de pointe ou d'excédents de production infrajournaliers ? Que pensez-vous de l'allongement de cette période à des plages de plusieurs heures, sous condition d'un maximum, et quelles limitations éventuelles y voyez-vous ?

Question 3 : Etes-vous favorable au maintien d'un seuil à 50 % tel que fixé par la CRE dans sa délibération n°2021-135 ?

Question 4 : Quelle serait la bonne période à laquelle la consommation devrait être rapportée pour l'application du seuil ? Y a-t-il selon vous une durée à ne pas dépasser ?

Question 5 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE d'introduire dans le champ de la définition des offres à tarification dynamique les offres valorisant au spot les écarts de consommation ?

Question 6 : Voyez-vous d'éventuelles difficultés à la mise en œuvre de ces modalités ? Quels paramètres serait-il nécessaire de préciser ?

Question 7 : Que pensez-vous de la proposition d'inclure dans la définition des offres à tarification dynamique des offres qui appliquent une tarification dynamique uniquement à certaines périodes ?

Question 8 : Quels sont, selon vous, les principaux paramètres à définir et les garde-fous à mettre en place pour encadrer ces offres hybrides, tant du point de vue technique qu'en matière de protection des consommateurs ?

Question 9 : Partagez-vous la proposition de la CRE de ne pas reconduire le régime transitoire de la délibération n°2022-215 d'extension de la définition des offres à tarification dynamiques aux offres EIF et aux offres à bonus ?

Question 10 : Avez-vous des propositions d'autres types d'offres à tarification dynamique qui respecteraient les principes établis par la directive électricité ?

Question 11 : Pensez-vous que le cadre réglementaire actuel des gestionnaires de réseau de distribution est adapté au développement effectif d'offres à tarification dynamique ? Le cas échéant, comment suggèreriez-vous de le renforcer ?

Question 12 : Partagez-vous la proposition de la CRE de supprimer le plafond de prix ? Quelles éventuelles exceptions ou mesures de protection considèreriez-vous nécessaire de mettre en place en cas de suppression de ce plafond de prix ?

2. Bilan de mise en œuvre de l'application de la définition des offres à tarification dynamique

2.1. Rappel de la définition

La CRE a précisé dans sa délibération n°2021-135, sur le fondement de l'article L. 332-7 II du code de l'énergie, les modalités selon laquelle une offre à tarification dynamique prend en compte les variations de prix de marché comme suit :

« La CRE définit les offres à tarification dynamique que devront proposer les fournisseurs de plus de 200 000 sites aux clients souscrivant une puissance électrique inférieure ou égale à 36 kVA comme les offres dont le prix de l'énergie est indexé, pour au moins 50%, sur un ou plusieurs indices de prix des marchés de gros au comptant (marché journalier ou intrajournalier), et qui reflètent les variations de ces prix de marché à minima au pas horaire.

La facture des consommateurs ayant souscrit une telle offre doit être plafonnée, afin de protéger le consommateur. Le plafond mensuel de la facture hors taxes doit être égal au double de la facture mensuelle hors taxes que le consommateur aurait payée au TRVE base correspondant (c'est-à-dire, de même puissance électrique souscrite). »

La récente crise d'approvisionnement énergétique et la flambée des prix de gros qui en a découlé ont considérablement altéré l'attractivité des offres indexées sur le marché de gros. Afin de préserver les leviers de flexibilité, la CRE a temporairement assoupli les modalités de prise en compte des variations de prix de marché dans sa délibération n°2022-215, en y intégrant les offres de marché qui incitent financièrement les consommateurs à modifier leur comportement de consommation au cours de la journée, en réponse à un signal de court terme déterminé comme suit :

« S'agissant de la réponse à un signal tarifaire de court terme

Les offres devront, en réponse à un signal de court terme, inciter financièrement les consommateurs à effacer ou déplacer leur consommation au cours de la journée.

Ce signal court terme devra refléter les tensions du système électrique, c'est-à-dire s'appuyer sur un des signaux envoyés par RTE (signal Tempo, signaux de tensions tels qu'Ecowatt, PP1, PP2 ou tout signal que RTE jugerait utile ou équivalent), ou sur les prix des marchés de gros de court terme. (...)

S'agissant des périodes « de pointe »

Les périodes dites de pointe devront intégrer les périodes de tension du système électrique et/ou du marché de gros sans toutefois être trop fréquentes, ce qui conduirait à diluer l'incitation à la flexibilité. Les périodes de pointe devront porter sur au moins 10 jours entre le 15 octobre et le 15 avril. Au sein d'une journée, les heures de pointe devront au minimum inclure les créneaux 8h à 13h et 18h à 20h. Le nombre total d'heures de pointe dans une journée ne devra pas dépasser 12h. »

2.2. Bilan de la mise en œuvre des offres respectant la définition

L'élargissement de ces modalités, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2023 et jusqu'au 1^{er} juillet 2026, a permis de mobiliser un nouveau segment de consommateurs, lesquels ont pu adopter de manière autonome des pratiques visant à réduire leur consommation.

Deux catégories d'offres ont ainsi été proposées par les fournisseurs concernés par l'obligation du II de l'article L. 332-7 du code de l'énergie : d'une part, les offres dites « à pointe mobile » ou EIF, fondées sur un tarif dissuasif durant les heures de pointe pour décourager la consommation pendant ces créneaux ; d'autre part, les programmes de remise, fonctionnant selon un système de cagnotte (ou de bonus) qui récompensent la réduction de consommation lors des périodes de pointe.

EDF et TotalEnergies, fournisseurs obligés, ont ainsi proposé à la vente des offres à pointe mobile, respectivement intitulées « offre Zen option flex » et « offre heures Eco + ». Ces offres disposent chacune d'un calendrier à quatre plages horaires réparties entre des jours normaux et vingt jours de

tensions répartis entre le 15 octobre et le 15 avril de l'année suivante, et notifiés la veille au consommateur. Les heures pleines des jours de tension sont trois à quatre fois plus chères que celles du reste de l'année.

Un programme de remise a également été lancé par ENGIE à travers l'option « éco défis + », à laquelle le client pouvait s'inscrire et prétendre à un bonus dès qu'il atteint une cible d'effacement de consommation, pour dix jours minimums par hiver, entre 8 h et 20 h. Bien que non concerné à l'époque par l'obligation, le fournisseur Octopus Energy a également proposé un programme de remise appelé « éco sessions », pour lequel le consommateur était rémunéré pour tout effacement de sa consommation lors des jours PP1⁴ signalés à l'avance, sur des plages horaires de tension.

Plus récemment, de nouveaux fournisseurs non obligés ont également prévu de proposer des offres à tarification dynamique respectant les modalités fixées par la CRE dans la délibération n°2021-135.

Des échanges réguliers ont été menés avec les différents fournisseurs obligés. Ces échanges ont révélé que sur le marché résidentiel français, la demande pour de telles offres demeure très limitée. Cette situation s'explique par plusieurs facteurs : la difficulté pour les clients de comparer ces offres, la complexité pour les fournisseurs de les expliquer clairement et, enfin, le potentiel mobilisable de flexibilité (véhicules électriques, batteries, pompe à chaleur) encore restreint.

Ces mêmes fournisseurs ont également souligné la complexité inhérente à la mise en œuvre de telles offres. Celles-ci exigent d'importants développements techniques, dans la mesure où elle induit la facturation à partir d'une courbe de charge, soumise à un enjeu de passage à l'échelle, tout comme dans la mise en œuvre du plafond de prix. Elles requièrent par ailleurs une réflexion approfondie dans leur conception afin de concilier, tout en respectant les exigences réglementaires, l'attractivité pour les consommateurs et la viabilité économique. Pour les offres associées à un programme de remise, le montant des gains liés à l'effacement d'usages résidentiels n'est pas toujours suffisamment incitatif pour entraîner la mobilisation de flexibilité.

Enfin, les offres à tarification dynamique proposées en application de l'obligation légale inscrite à l'article L. 332-7 du code de l'énergie n'ont pas vocation à se substituer à d'autres offres susceptibles de mobiliser autrement la flexibilité des consommateurs, et qui répondraient différemment à leurs attentes.

En conséquence de ces constats, la CRE souhaite réexaminer, dans la perspective de la fin du régime transitoire fixé le 1^{er} juillet 2026 par sa délibération n°2022-215, les modalités de prise en compte des variations de prix de marché dans les offres à tarification dynamique. Deux axes de réflexion sont envisagés :

- l'analyse des modalités actuelles, telle que fixées dans la délibération de la CRE n°2021-135, afin d'identifier les modifications nécessaires et les améliorations possibles ;
- l'élargissement de ces modalités, afin d'étendre le périmètre pour inclure davantage de types d'offres dans la catégorie des offres à tarifications dynamiques.

2.3. Enjeux liés à l'évolution du système électrique

Depuis la publication de la délibération de la CRE n°2022-215, le système électrique français a vu évoluer de façon structurante les défis auxquels il fait face.

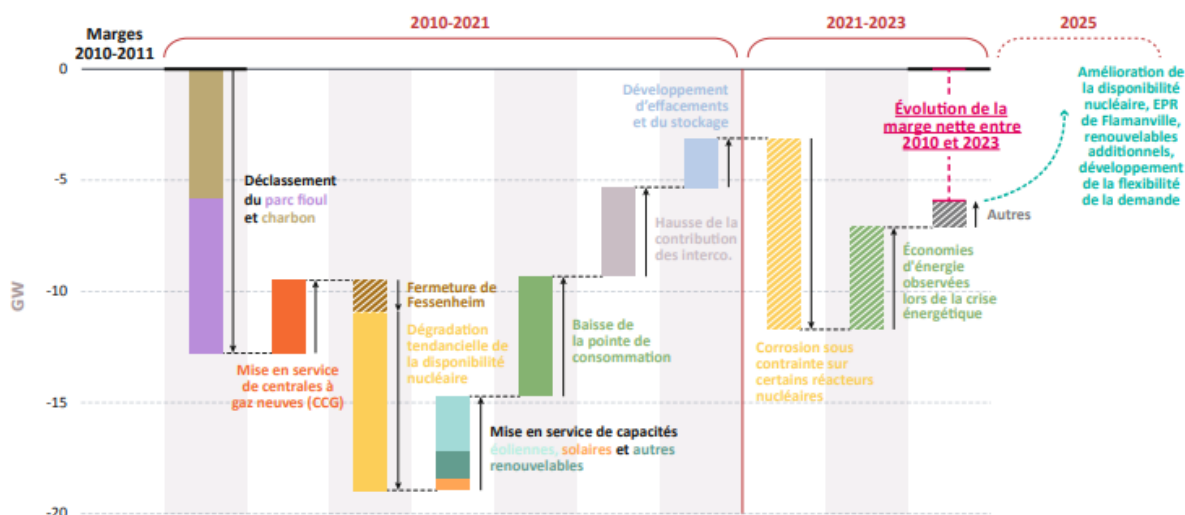
En effet, l'un des enjeux majeur de l'hiver 2022 – 2023 était de passer la pointe de consommation, dans un contexte de rudesse climatique et d'indisponibilité des centrales nucléaires pour cause de corrosion sous contrainte. Depuis, le rétablissement de la production nucléaire, les efforts de sobriété consentis lors de cet hiver et la hausse moins importante que prévue de la consommation électrique permettent d'envisager avec plus de sérénité le passage des pointes hivernales, y compris dans des scénarios de pic de froid proche des records enregistrés et *a minima* pour les prochaines années.

La Figure 1 ci-dessous, extraite du bilan prévisionnel 2023 de RTE⁵, présente l'estimation de l'impact sur le bilan de marges de l'évolution des principaux déterminants de la sécurité d'approvisionnement entre 2010 et 2023.

⁴ Il s'agit de jours de tension du réseau, [signalés la veille par RTE](#).

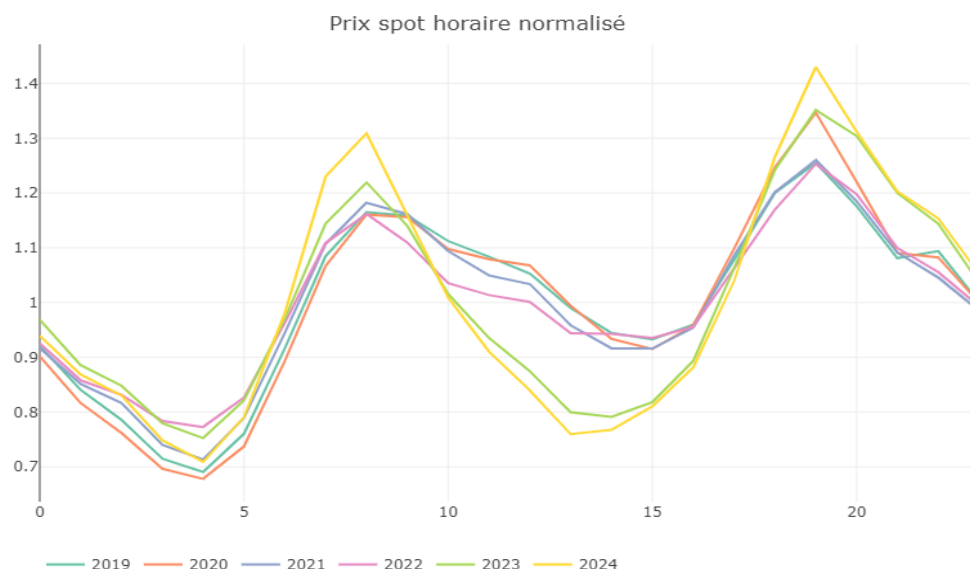
⁵ <https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/BP2023-chapitre6-Equilibre-offre-demande-flexibilite.pdf>

Figure 1 : Estimation de l'impact sur le bilan de marges – aux heures de pointe en hiver – de l'évolution des principaux déterminants de la sécurité d'approvisionnement entre 2010 et 2023



Par ailleurs, l'augmentation du nombre annuel d'heures à prix *spot* négatif ainsi que l'accentuation de l'écart entre les valeurs extrêmes au sein d'une même journée (voir Figure 2 ci-dessous) soulignent l'importance d'orienter les consommations vers les heures méridiennes, particulièrement lors des périodes de forte production solaire au printemps et à l'été. Dans ce contexte, les offres à tarification dynamique, qui transmettraient aux consommateurs un signal prix reflétant les variations intrajournalières des marchés au comptant, ont un rôle croissant à jouer.

Figure 2 : Prix de marché spot intrajournalier en France normalisé au pas horaire



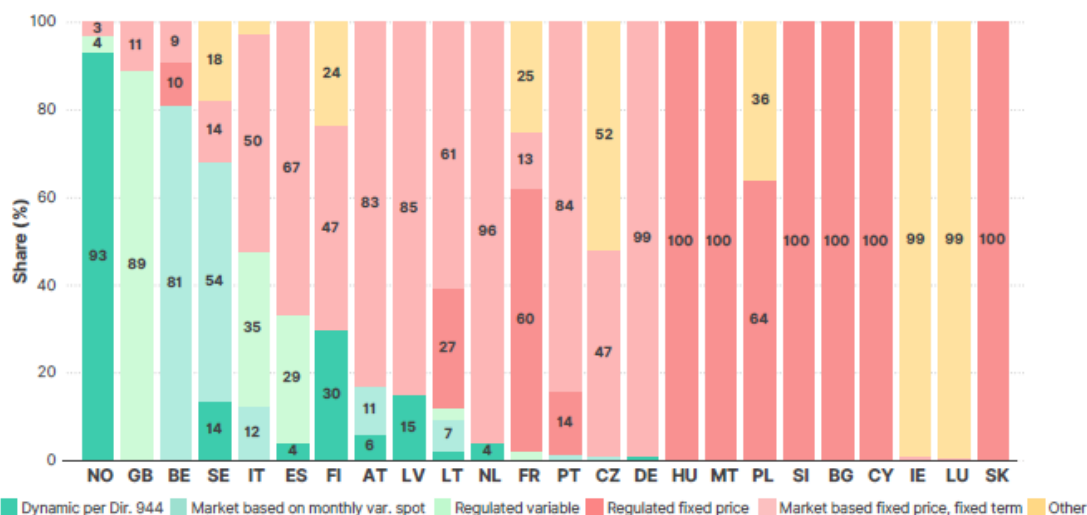
2.4. Développement en Europe des offres à tarification dynamique

L'agence pour la coopération des régulateurs européens (ACER) et le conseil des régulateurs européens (CEER) présentent, dans leur rapport commun de 2024 sur la vente d'énergie au détail et la

protection des consommateurs⁶, la distribution des types de contrats des consommateurs résidentiels dans les états membres de l'Union Européenne, ainsi que la Norvège et la Grande-Bretagne. La figure ci-dessous, issue de ce rapport, rend compte de cette distribution.

Figure 3 : Distribution des contrats résidentiels par type dans les Etats Membres de l'UE, en Norvège et en Grande-Bretagne

Figure 12: Share of household contract uptake per Member State and in EEA member Norway and Great Britain (%)



NB: 'Dynamic per Dir. 2019/944' refers to dynamic pricing as per Directive (EU) 2019/944.

Source: ACER based on data provided by National Regulatory Authorities.

Le vert foncé représente les contrats à tarification dynamique au sens de la directive électricité, tandis que le vert émeraude représente des contrats indexés sur une moyenne mensuelle des prix de marché spot, connue à la fin du mois⁷. Ces offres moyennées, pour lesquelles le prix définitif est connu postérieurement à la consommation, posent néanmoins question quant à la pertinence pour le système électrique d'un signal de prix auquel il est peu aisé de réagir.

On constate que parmi les vingt-cinq pays représentés, neuf voient les offres à tarification dynamique obtenir des parts de marché, dans des proportions parfois conséquentes, comme en Norvège ou en Finlande. L'Espagne dispose d'un tarif réglementé de vente d'électricité (PVPC), réservé aux petits consommateurs, qui repose sur une tarification dynamique basée sur les prix spot *day-ahead* et le coût de l'équilibrage pendant la période de facturation. La semaine y est regroupée en trois périodes :

- les heures creuses, de minuit à huit heures du lundi au vendredi, ainsi les week-ends et jours fériés ;
- les heures standard, du lundi au vendredi de 8 h à 10 h, de 14 h à 18 h et de 22 h à minuit ;
- les heures de pointe, du lundi au vendredi de 10 h à 14 h et de 18 h à 22 h.

Il est possible de souscrire à deux puissances distinctes, dont l'une porte sur les heures creuses ou de pointe. En outre, le tarif de réseau et les taxes sont différenciés par période.

Certains facteurs expliquent le développement de ces offres dans les pays concernés, comme le taux d'équipement en véhicule électrique, ou encore la généralisation de l'asservissement des usages flexibles. Ces éléments montrent dans leur ensemble le développement de ces offres en Europe, ainsi que leur capacité à répondre aux besoins du système électrique tout en retenant l'intérêt des consommateurs.

⁶ [Energy retail – Active consumer participation is key to driving transition: how can it happen? 2024 Market Monitoring Report.](#)

⁷ S'agissant de la France, le graphique rassemble les consommateurs au TRVE option « base » et « heure pleine heure creuse » dans une même catégorie « Prix fixe régulé », représentée en rouge vif.

3. Pistes de révision de la définition de la CRE des offres à tarification dynamique

3.1. Le passage de la fréquence de règlement du marché à quinze minutes interroge la définition de la CRE

La directive électricité définit les contrats à tarification dynamique en son article 2(15) comme des contrats de fourniture d'électricité conclu entre un fournisseur et un client final qui « *reflète[nt] les variations de prix dans les marchés comptant y compris les marchés journaliers et intrajournaliers, à des intervalles équivalant au moins à la fréquence du règlement du marché* ». Cette définition a été transposée dans les mêmes termes à l'article L. 332-7 du code de l'énergie, lequel confère à la CRE la compétence de définir « *les modalités selon lesquelles cette offre prend en compte les variations de prix de marché* ».

La CRE a inscrit dans sa définition qu'une offre à tarification dynamique reflète « *les variations de ces prix de marché à minima au pas horaire* ». Cependant, le pas de temps de règlement du marché est passée d'une heure au moment de l'entrée en vigueur de la directive électricité au quart d'heure depuis le 1^{er} octobre 2025⁸, en application de l'article 8(2) du règlement (UE)2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité⁹. Il est donc nécessaire de réviser les modalités définies dans les précédentes délibérations pour prendre en compte cette évolution au pas de quinze minutes.

Cette évolution est l'occasion d'interroger la manière dont les variations de prix doivent être prises en compte dans les contrats de fourniture à tarification dynamique, tout en garantissant que ces modalités permettent de délivrer un signal susceptible d'être interprété et exploité par les consommateurs. Certaines modalités pourraient freiner la souscription d'offres à tarification dynamique. Par exemple, imposer une variation de prix égale au pas de temps de quinze minutes, qui nécessiterait l'installation d'outils de pilotage et d'automatisation, pourrait présenter l'inconvénient d'être peu compatible avec la durée des usages flexibles des consommateurs, qu'ils relèvent d'une borne de recharge de véhicule électrique, d'électroménager domestique, de processus industriels ou d'autres cas.

Question 1 : Quels usages flexibles identifiez-vous parmi les consommateurs de tous segments ? Recensez-vous des usages compatibles avec le pas de temps d'évolution du prix du quart d'heure ?

La CRE identifie différentes modalités de prise en compte des variations de prix de marché dans les offres à tarification dynamique, qu'elle souhaite soumettre à la consultation des acteurs.

D'une part, la CRE considère que le maintien du pas horaire d'évolution du prix constitue une modalité satisfaisante de reflet des variations de prix des marchés au comptant, au regard des variations journalières du prix spot et des contraintes intrajournalières du système électrique rappelées à la sous-section précédente. Cette orientation est particulièrement pertinente pour les usages asservis, qui ne nécessitent pas d'intervention humaine pour arbitrer le maintien de l'usage au regard de l'évolution du prix.

Elle présente néanmoins l'inconvénient d'être relativement dissuasive pour les consommateurs désirant répondre eux-mêmes aux signaux de prix, ceux qui ne disposent pas des outils de pilotage adéquats, ou encore ceux dont les usages déplaçables ont des durées particulièrement longues. Pour de tels cas d'usage, la CRE envisage d'autre part un découpage de la journée par tranches horaires de prix homogène, afin de transmettre au consommateur un signal lisible et d'amplitude suffisante. Un critère de durée maximale pour chaque plage, par exemple quatre heures, devrait néanmoins être fixé pour s'assurer que le découpage temporel reflète efficacement les différences de prix au sein de la journée.

Question 2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la pertinence du maintien du pas horaire d'évolution du prix, afin de transmettre au consommateur un signal lisible mais cohérent avec les périodes de pointe ou d'excédents de production intrajournaliers ? Que pensez-vous de l'allongement

⁸ <https://www.epexspot.com/en/15-minute-products-market-coupling>

⁹ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

de cette période à des plages de plusieurs heures, sous condition d'un maximum, et quelles limitations éventuelles y voyez-vous ?

3.2. Le seuil d'indexation à 50 % et l'agrégat de temps considéré

Pour une offre d'électricité classique, la formation d'un prix d'approvisionnement se conçoit théoriquement, pour un consommateur, par la superposition de rubans d'énergie de durée de plus en plus réduite jusqu'au quart d'heure sur les marchés au comptant, afin de refléter le mieux possible son profil prévisionnel de consommation. Le fournisseur construit donc une stratégie d'approvisionnement en amont de la consommation, incluant :

- une part sur les marchés à termes à différentes échéances ;
- une part sur les marchés journaliers et intrajournaliers ;
- une brique d'autres coûts incluant notamment le risque de « *cascading* » ainsi que le coût de la capacité.

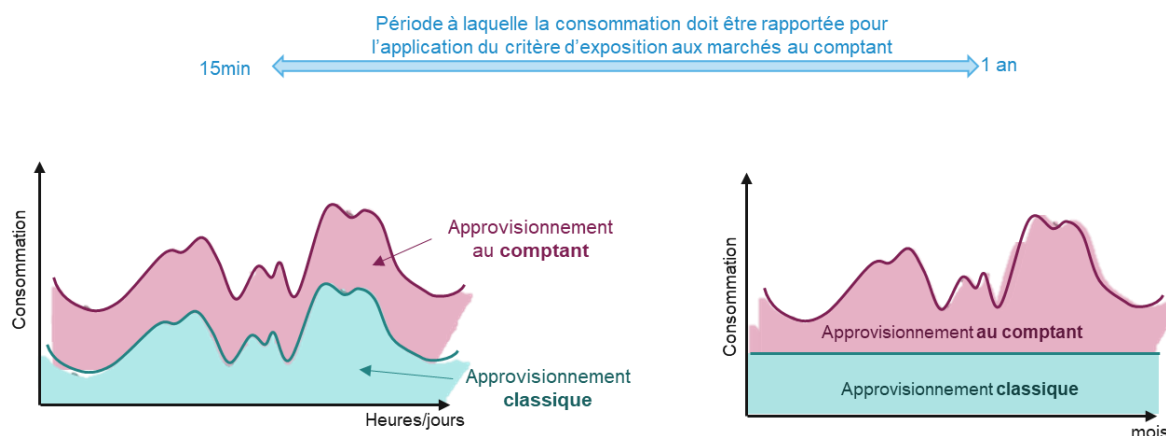
Les modalités fixées par la CRE dans sa délibération n°2021-135 prévoient que le prix des offres à tarification dynamique soit, pour un seuil d'au moins 50 % des volumes prévisionnels de consommation, indexé sur un ou plusieurs indices de prix des marchés de gros au comptant. Cela afin de s'assurer du respect de la définition inscrite à l'article L. 332-7 du code de l'énergie. Ce seuil a pour effet de diminuer le signal prix et peut dans certains cas complexifier la construction des offres. Il permet cependant de trouver un équilibre pour que la répercussion des signaux économiques issus des marchés journaliers et intrajournaliers ait suffisamment d'amplitude pour inciter le consommateur à modifier leur consommation, tout en limitant l'exposition aux marchés. Même un consommateur flexible dans ses usages risque de ne pas y recourir dès lors que le gain économique n'est pas suffisamment incitatif.

Question 3 : Etes-vous favorable au maintien d'un seuil à 50 % tel que fixé par la CRE dans sa délibération n°2021-135 ?

La période à laquelle la consommation doit être rapportée pour l'application du critère de 50 % mérite d'être étudiée. Plus cette période est courte, plus ce critère limite la part qui peut être approvisionnée sur les marchés à terme. On peut en effet envisager les possibilités suivantes :

- Une période courte, par exemple d'une durée égale au pas de temps maximal d'évolution du prix évoqué à la question 2. Le choix de ce pas de temps implique de contraindre fortement le fournisseur dans la part d'approvisionnement sur les marchés à terme. A titre d'exemple, pour une période de quinze minutes, l'achat d'un ruban de puissance calendaire serait limité à la moitié de la puissance moyenne la plus basse parmi les 35 040 quarts d'heure d'une année.
- Une période médiane, par exemple la journée ou la semaine, qui autoriseraient un lissage des volumes approvisionnés à terme et au comptant entre jour et nuit, ou entre jour ouvrés et jours chômés. Un tel agrégat détendrait les conditions d'approvisionnement, puisque la part d'au maximum 50 % sur les marchés à terme pourrait inclure des produits d'une durée d'au moins une journée.
- Une période longue, par exemple une année, qui permet un lissage saisonnier. Ceci reviendrait à qualifier de dynamique les offres dites « Bloc + SPOT », à condition que la part des volumes approvisionnée au marché intrajournalier spot respecte le critère mentionné.

Figure 4 : Schémas du profil d'approvisionnement d'une offre respectant une exposition minimale des volumes aux marchés au comptant selon la période de consommation considérée



Question 4 : Quelle serait la bonne période à laquelle la consommation devrait être rapportée pour l'application du seuil afin de garantir que les offres reflètent les variations de prix au comptant ? Y a-t-il selon vous une durée à ne pas dépasser ?

3.3. L'inclusion des offres avec exposition des variations de consommation aux marchés au comptant

Une autre manière de mettre en œuvre la définition des offres à tarification dynamique tout en maîtrisant l'exposition du consommateur sur les marchés serait de lui garantir un prix approvisionné à partir de son profil prévisionnel de consommation et de l'intéresser au prix de marché au comptant dès que sa consommation s'écarte de ce profil.

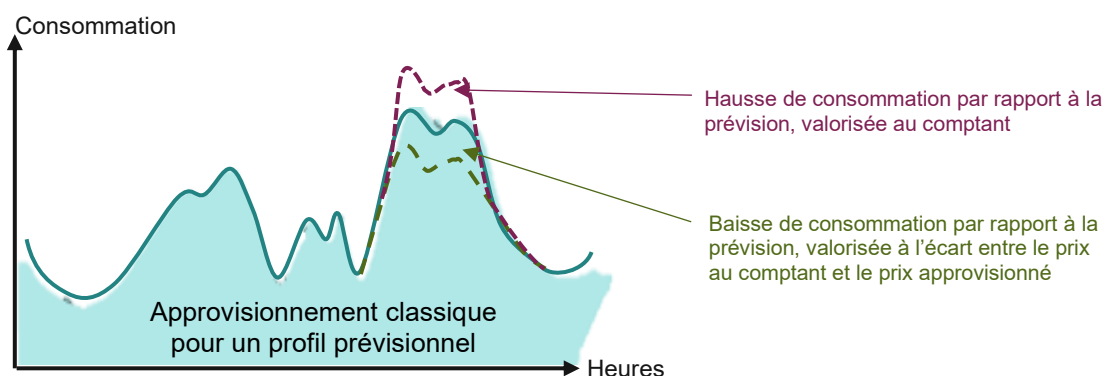
En cas de dépassement par rapport à la prévision, cet écart sera facturé au consommateur au prix des marchés journaliers ou infrajournaliers du moment de la consommation. A l'inverse, le fournisseur répercutera vers le consommateur le gain ou la perte engendrée par la revente des volumes non consommés sur les marchés au comptant.

Dans le cas général, le coût pour le consommateur d'une variation par rapport à son profil prévisionnel est donné par la formule suivante :

$$\text{Coût} = (P_{\text{spot}} - P_{\text{approvisionné}}) \times (\text{Conso}_{\text{réelle}} - \text{Conso}_{\text{prév}})$$

Dans le cas où $\text{Conso}_{\text{réelle}} > \text{Conso}_{\text{prév}}$, le terme $P_{\text{approvisionné}}$ est nul, par construction de l'approvisionnement. Dans l'autre cas, si le prix spot représenté par le terme P_{spot} est inférieur au prix approvisionné, le terme $P_{\text{spot}} - P_{\text{approvisionné}}$, est négatif et entraîne, par multiplication par $\text{Conso}_{\text{réelle}} - \text{Conso}_{\text{prév}}$ qui est aussi négatif, un gain pour le consommateur. Symétriquement, un effacement de consommation alors que le prix spot est inférieur au prix approvisionné entraînera un surcoût répercuté vers le consommateur.

Figure 5 : Schéma du fonctionnement d'une offre à approvisionnement garanti couplé à l'exposition au comptant des variations de consommation



Le client qui ne modifierait pas ses habitudes de consommation ne pas exposé aux fortes variations mais, en cas de forte hausse des prix de marché, il serait incité à réduire sa consommation, tirant profit du bénéfice pour son fournisseur que représente la revente des volumes non-consommés sur les marchés de gros.

A l'inverse, pour les périodes de prix très faibles sur ces marchés, le client pourrait bénéficier de prix avantageux pour toute consommation qui dépasserait sa consommation prévisionnelle.

Question 5 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE d'introduire dans le champ de la définition des offres à tarification dynamique les offres valorisant au prix spot les écarts de consommation ?

Question 6 : Voyez-vous d'éventuelles difficultés à la mise en œuvre de ces modalités ? Quels paramètres serait-il nécessaire de préciser ?

3.4. Les cas des offres « hybrides » avec incitation sur certaines périodes

Dans le cadre de sa réflexion sur les modalités de prise en compte les variations de prix de marché dans les offres à tarification dynamique, le CRE souhaite interroger les acteurs sur des modalités qui limiteraient la transmission du signal prix liés aux marchés au comptant à certaines périodes ou certains jours de l'année.

En d'autres termes, certaines offres « classiques » pourraient temporairement adopter les caractéristiques des offres à tarification dynamique à des périodes précises, en fonction des contraintes du système électrique. Ces offres pourraient par exemple être dédiées à la valorisation de l'électricité décarbonée, abondante et bon marché, qui est de plus en plus présente durant l'été, tout en conservant une tarification classique le reste de l'année.

Certains points devraient être précisés, comme la durée minimale des périodes en tarification dynamique, la fréquence de basculement autorisée entre mode classique et mode dynamique, le niveau de granularité temporelle, ou encore les périodes obligatoires à inclure en mode tarification dynamique.

Question 7 : Que pensez-vous de la proposition d'inclure dans la définition des offres à tarification dynamique des offres qui appliquent une tarification dynamique uniquement à certaines périodes ?

Question 8 : Quels sont, selon vous, les principaux paramètres à définir et les garde-fous à mettre en place pour encadrer ces offres hybrides, tant du point de vue technique qu'en matière de protection des consommateurs ?

3.5. Les offres à effacement indissociables de la fourniture et les offres à bonus

Comme évoqué en partie 2.2, deux types d'offres se sont développées dans le cadre des modalités de prise en compte des variations de prix de marché au comptant établies par la CRE à titre temporaire dans la délibération n°2022-215 : les offres indissociables de la fourniture et les offres à bonus.

Les EIF sont définies à l'article R. 271-2 du code de l'énergie comme « *des offres contractualisées entre un consommateur final d'électricité et son fournisseur d'électricité [qui] se caractérisent par des périodes mobiles signalées avec un préavis défini au consommateur, au cours desquelles la part variable du prix de fourniture est significativement plus élevée que le reste de l'année et pour lesquelles une comptabilisation distincte des quantités d'électricité consommées est effectué* ».

Les EIF ont quatre plages tarifaires distinctes : heures pleines et heures creuses (HP/HC) lors des jours « normaux » ainsi que des HP/HC lors des jours « de tension ». Les HP/HC des jours « normaux » sont par construction moins chères que les HP/HC d'une offre à deux postes ; et les HP/HC des jours « de tension » sont, quant à elles, respectivement plus chères que celles des offres HP/HC à deux postes. Ainsi, un client qui peut actionner de la flexibilité lors des jours de tension et particulièrement lors des heures pleines, peut faire des économies telles que l'offre devient plus attractive qu'une offre HP/HC.

Concernant les offres à bonus, leur fonctionnement est plus simple, puisqu'il consiste en la promesse d'une prime qui incite les clients à baisser leur consommation pendant la pointe signalée. Les bonus peuvent donc se greffer à des offres classiques, indépendamment du prix de ces offres.

Dans les deux cas, comme le mentionne la délibération de la CRE n°2022-215, ces offres ne répondent pas à la définition des offres à tarification dynamique de la délibération de la CRE n° 2021-135, car elles ne respectent pas le critère de répercussion des prix des marchés au comptant. De plus, le contexte de marché qui avait conduit à l'assouplissement par la CRE de sa définition semble de plus en plus s'éloigner de la situation actuelle ; c'est pourquoi la CRE considère que l'élargissement de sa définition à de telles offres ne saurait perdurer au-delà du délai prévu dans sa délibération n°2022-215.

Pour autant, bien que situées à l'extérieur du cadre fixé par sa délibération n°2021-135, la CRE reconnaît l'intérêt de ces offres pour le système électrique. Celles-ci permettent à une partie des clients résidentiels de mobiliser leur flexibilité dans le sens d'un effort de sobriété, notamment pour passer la pointe de consommation hivernale. Le déploiement récent de ces offres, notamment en application de la délibération de la CRE n°2022-215, montre en outre la progression de leur compréhension par les consommateurs d'électricité qui peuvent ainsi mieux s'approprier la transition énergétique.

Question 9 : Partagez-vous la proposition de la CRE de ne pas reconduire le régime transitoire de la délibération n°2022-215 d'extension de la définition des offres à tarification dynamiques aux offres EIF et aux offres à bonus ?

3.6. Questions complémentaires

Dans le cadre de la présente consultation publique, la CRE souhaite recueillir les propositions et idées des acteurs concernant les types d'offres à tarification dynamique qui respecteraient les principes établis par la directive électricité.

Question 10 : Avez-vous des propositions d'autres types d'offres à tarification dynamique qui respecteraient les principes établis par la directive électricité ?

La CRE prévoit au travers de sa délibération n°2025-78 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité¹⁰ (ci-après « TURPE ») un cadre incitatif vis-à-vis d'Enedis, afin de s'assurer qu'il publie de façon satisfaisante les courbes de charge des compteurs Linky le jour suivant (ou en « J+1 ») et trois jours après (en « J+3 »). En particulier, la section 8 de l'annexe 6 de la délibération de la CRE n°2025-78 fixe un objectif annuel de taux de courbes de charges publiées en

¹⁰ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 7 HTA-BT\).](#)

J+1 et en J+3 pour des points équipés de compteurs Linky communicants et abonnés à la transmission quotidienne, incluant des pénalités en cas de retard. Le succès des offres à tarification dynamique est en effet tributaire de la capacité des fournisseurs à calculer à une fréquence satisfaisante la facture des consommateurs.

Question 11 : Pensez-vous que le cadre réglementaire actuel des gestionnaires de réseau de distribution est adapté au développement effectif d'offres à tarification dynamique ? Le cas échéant, comment suggèreriez-vous de le renforcer ?

4. Le plafond de prix

La délibération de la CRE n°2021-135 prévoit que « *Le plafond mensuel de la facture hors taxes [d'une offre à tarification dynamique] doit être égal au double de la facture mensuelle hors taxes que le consommateur aurait payée au TRVE base correspondant (c'est-à-dire, de même puissance électrique souscrite)* » mais également que « *l'introduction d'un plafond obligatoire et la possibilité de panacher avec des produits à terme feront l'objet d'une clause de revoyure au bout de deux ans* ».

Par ailleurs, l'article L. 224-3 du code de la consommation dispose, en application de l'article 11 de la directive électricité, qu'une offre à tarification dynamique « *précise, dans des termes clairs et compréhensibles, (...) les opportunités, les coûts et les risques liés à ces types d'offres sont précisés dans des termes clairs et compréhensibles, notamment au regard de leur exposition à la volatilité des prix.* »

Or, d'une part, la notion de plafond de prix pour ces offres ne figure ni dans la directive électricité, ni dans les textes adoptés en France en application de cette directive. Ce plafond revient, d'autre part, à imposer au consommateur un mécanisme assurantiel sur lequel il n'aurait aucune visibilité et qui renchérirait le prix de son offre.

En effet, la directive (UE) 2024/1711 du 13 juin 2024 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union (ci-après « directive EMD »)¹¹ a prévu la mise en œuvre par les Etats membres d'une régulation dite « prudentielle » de mesures de contrôles des stratégies d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité dans l'objectif de garantir leur résilience en cas de fortes variations des prix sur le marché de gros. Ces règles prudentielles induisent la couverture de tout engagement de prix sur un volume de consommation, dont fait partie le plafond de prix des offres à tarification dynamique. Cette couverture en amont aurait donc pour conséquence de renchérir le prix et d'atténuer l'intérêt économique de ces offres.

Dans ce contexte, la CRE considère pertinent la suppression du plafond de prix. Dans tous les cas, la CRE rappelle l'importance, pour les fournisseurs qui proposent des offres à tarification dynamique, de s'assurer que les clients qui y souscrivent ont suffisamment conscience des risques auxquels ils s'exposent et qu'ils bénéficient des connaissances nécessaires à la compréhension des marchés de l'énergie.

Enfin, la CRE rappelle que certaines des propositions soumises à consultation permettent d'offrir un niveau de protection relatif aux consommateurs, telles les offres à approvisionnement garanti couplé à la valorisation des variations de consommation au comptant évoquées en sous-section 3.3.

Question 12 : Partagez-vous la proposition de la CRE de supprimer le plafond de prix ? Quelles éventuelles exceptions ou mesures de protection considèreriez-vous nécessaire de mettre en place en cas de suppression de ce plafond de prix ?

¹¹ [Directive du 13 juin 2024 modifiant les directives \(UE\) 2018/2001 et \(UE\) 2019/944 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union.](#)