

Où est passée la 5^e énergie ? L'impératif du signal de la rareté

Valérie Lesgards*, Edouard Rossat*

@ 46355

Mots-clés : *demand response, électricité, régulation, prix, marché*

Le risque de rupture dans la fourniture d'électricité qui pèse sur la France à partir de l'hiver 2022-2023 résulte des tensions sur l'approvisionnement d'hydrocarbures et de disponibilité du nucléaire, mais aussi d'une insuffisance de la 5^e énergie, celle de la régulation de la demande. Ce papier vise à repenser les signaux-prix qui incitent le consommateur à utiliser ses équipements électriques au mieux de l'intérêt de la collectivité, dans un contexte de marché et de contraintes sur les ressources. Ces signaux reposent à la fois sur une meilleure intégration des coûts marginaux de production dans les options tarifaires et sur des contrats de fourniture qui visent la sobriété énergétique en fixant un volume limité de kilowattheures.

Dédicace à M. Marcel Boiteux

Introduction

La «cinquième énergie» qui s'ajoute au charbon, aux hydrocarbures, aux énergies renouvelables et au nucléaire, est celle «que l'on économise (maîtrise de la demande ou sobriété énergétique), optimise (efficacité énergétique) ou celle que l'on efface ou déplace (gestion active de la demande ou *demand response*)» [Laville et Lesgards, 2009]. Or, force est de constater que cette «cinquième énergie» qui permettrait au système électrique de réussir sa transition vers moins de carbone, plus d'efficacité et de sobriété n'est pas au rendez-vous escompté. Alors que la France fait face, depuis le deuxième semestre 2021, à une hausse record des prix de l'électricité,

aussi bien à terme que sur le marché spot, les principales mesures instaurées par les pouvoirs publics et les acteurs du secteur sont d'appeler les Français à réaliser des gestes de sobriété énergétique et de maintenir la hausse des prix à un niveau socialement acceptable pour éviter que la crise énergétique ne renforce la crise sociale sous-jacente [JDD, 2022]. Le coût de ce «bouclier tarifaire» est estimé pour la période de l'automne 2021 à l'été 2022 à 24 milliards d'euros, dont 10,4 milliards pour plafonner à 4 % la hausse des prix de l'électricité, selon le ministère de l'Économie et des Finances. De son côté, la Commission européenne propose de réformer le *market design* de l'électricité, avec parmi les objectifs de «réduire la demande aux heures de pointe», en renforçant la *demand response*. Si la France a fait figure de pionnier dans ce domaine, les tarifications incitatives issues de la prévision stochastique de l'équilibre production-demande d'électricité dans une entreprise intégrée sont devenues en partie obsolètes dans un contexte de marché. Certaines comme le tarif EJP (Effacement Jours

* EDF.

Les opinions exprimées dans cet article sont propres à leurs auteurs et n'engagent pas EDF.

de Pointe) mis en place en 1982 ou le signal Tempo qui associe, depuis 1996, un tarif de pointe critique et des tarifs horosaisonnalisés étaient même en extinction, avant que la crise énergétique actuelle ne relance en urgence ce dernier. Le signal constitué par le prix spot, qui est devenu la référence en matière de coût marginal de production, peine à voir le jour, interrogeant à la fois le transfert du risque prix sur le consommateur final et la capacité du régulateur à mettre en place des signaux-prix efficaces. Quant aux offres de marché qui inciteraient à la réduction des consommations, aucun des trois énergéticiens majeurs ne les a proposées sur le marché français, interrogeant la capacité de leur modèle d'affaires à intégrer cet objectif.

L'objet de cet article est de mettre en évidence les caractéristiques des tarifs vertueux et des contrats efficaces pour limiter la demande de pointe d'électricité et la demande globale d'électricité et de gaz. La revue des enseignements issus à la fois de la littérature académique, de l'expérience des fournisseurs d'autres pays, des résultats d'expérimentations et des données statistiques sur les prix spot en France constitue notre socle méthodologique. La première partie de l'article est consacrée à la présentation du contexte actuel de la crise énergétique et à la particularité de la situation française dans celui-ci. La deuxième partie traite des signaux-prix qui permettraient de réduire ou déplacer la demande de pointe résidentielle d'électricité. Nous montrerons dans quelle mesure les options tarifaires actuelles traduisent mal les coûts marginaux de production reflétés par le prix spot en J-1 sur EPEXSPOT observés sur la période 2012-2021 pour la France et proposerons des cadrans tarifaires mieux à même de refléter ces coûts. La troisième partie concerne les contrats qui favorisent la réduction de la demande globale de gaz et d'électricité en contractualisant un volume limité de kilowattheures auprès des ménages. Ces formes contractuelles constituent une rupture par rapport au modèle courant de fourniture dans lequel la consommation peut s'effectuer de façon illimitée, le paiement s'adaptant ensuite à cette consommation. Enfin,

quelques recommandations et perspectives propres à la situation française seront avancées en conclusion.

1. Un contexte national de hausse de prix record en Europe, et surtout en France

La hausse des prix du gaz et de l'électricité est particulièrement marquée en France. Cette situation reflète la conjonction de deux crises d'une ampleur inédite, qui affectent le secteur énergétique européen et français depuis le deuxième semestre 2021 (Figure 1). Le régulateur identifie ces deux crises : la première concerne la sécurité européenne pour son approvisionnement en gaz pour l'hiver 2022-2023, du fait des aléas de livraison de son principal fournisseur, Gazprom. Depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie, la menace d'un arrêt complet des importations de gaz russe pèse directement sur les marchés. L'accélération récente des prix à terme du gaz s'explique par la crainte de voir l'Europe faire face à des pénuries. La seconde concerne plus particulièrement l'électricité en France du fait de l'état de son parc nucléaire, affecté par l'arrêt de nombreux réacteurs. La découverte de phénomènes de corrosion sous contrainte fin 2021, qui s'ajoute à un calendrier des maintenances déjà très chargé, a conduit à de nombreuses mises à l'arrêt [CRE, 2022a].

Cette hausse des prix des années 2021 et 2022 fait suite à deux périodes de prix bas : a) les années 2019-2020, en raison du ralentissement de l'activité économique dû à la pandémie de Covid-19 et b) 2014 à 2016, en raison de la baisse du prix des hydrocarbures, le prix moyen du spot s'établissant sous le niveau de l'ARENH de 42 €/MWh.

1.1. Interdépendance des prix du gaz et de l'électricité dans le *merit order*

Les prix du gaz entrent directement dans la formation des prix de l'électricité. «En considérant en première approximation que la consommation est essentiellement achetée à tout prix, les prix du marché spot dépendent

Où est passée la 5^e énergie ? L'impératif du signal de la rareté

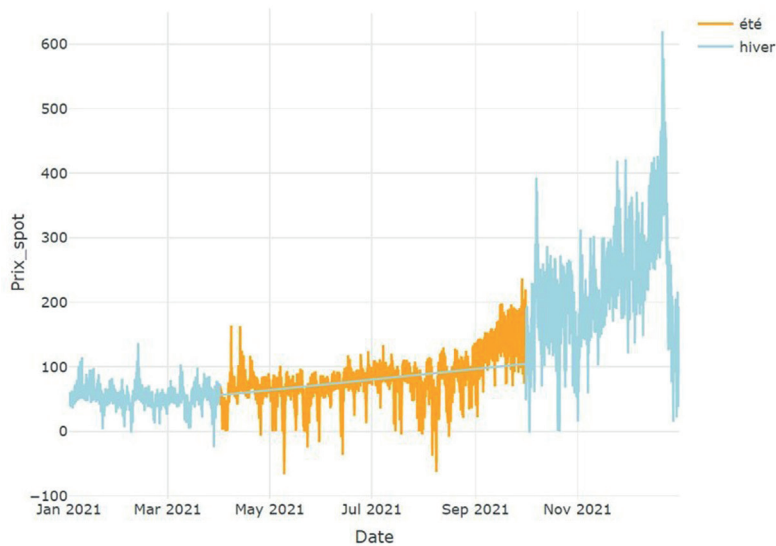


Figure 1. Chronique de prix spot France de janvier 2021 à juin 2022 (EPEX SPOT *day-ahead*)

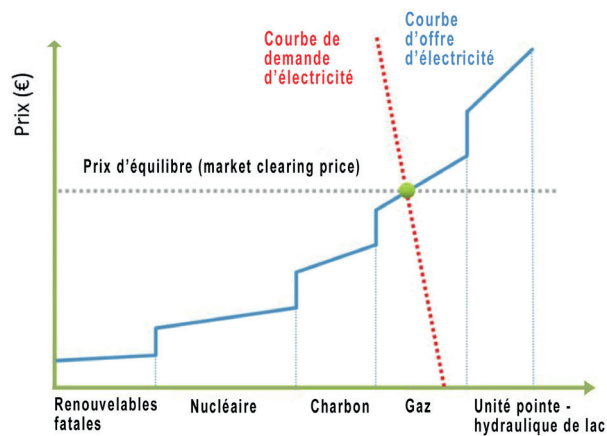


Figure 2. Représentation schématique du *merit order* et du marché spot

principalement des coûts de production. La participation au marché étant libre, les producteurs ne vendent pas leur production à un prix inférieur à leur coût variable. Chaque production est donc offerte sur le marché au moins à son coût variable, qui dépend de la filière de production et des prix des combustibles» [CRE, 2022a].

Le prix spot correspond donc au prix d'offre du dernier moyen de production appelé, selon le principe du *merit order*. Ce principe, dit de règlement au prix marginal, incite les producteurs à offrir chaque moyen de production sur le marché à un prix égal à son coût variable (et non pas supérieur), ce qui assure la minimisation globale des coûts de production. En hiver, la production des moyens thermiques gaz CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*) et

centrales de pointe est nécessaire pour couvrir la forte demande. Dans ce cas, le prix spot de l'électricité est déterminé par le coût variable de ces moyens thermiques. Cela explique la forte corrélation du prix de l'électricité avec les prix du gaz, dès lors que les moyens à coût variable plus faibles deviennent insuffisants pour couvrir la demande. Dans le cas où l'offre n'est pas suffisante, à une heure donnée, pour faire face à la demande à tout prix, le prix s'approchera du coût de défaillance et s'établira automatiquement au plafond, fixé par le régulateur à 4000 €/MWh. Cela explique aussi la corrélation significative entre le prix spot et le contenu en CO₂ du mégawattheure compte tenu des moyens sollicités à la pointe que sont des centrales thermiques (charbon, gaz, fuel). Des estimations basées sur les émissions horaires de CO₂ du mix du parc de production (méthode et données de RTE ECOMix) et le prix horaire moyen du marché spot *day-ahead* pour une journée moyenne d'hiver (octobre à mars 2021) et d'été (d'avril à septembre 2021) indiquent une nette corrélation : 85 % l'hiver où elle varie peu selon les heures de la journée et de 70 % le reste de l'année entre 8h et 20h. Aux États-Unis, Freier et Von Loessl [2022] estiment qu'un déplacement de 10 % de la consommation électrique des ménages vers les heures pour lesquelles la part de la production d'origine renouvelable est élevée réduirait les émissions de CO₂ d'environ 2 %.

1.2. La référence des coûts marginaux de production dans la formation des prix de détail

Le principe du *merit order* a toujours prévalu pour établir une référence de prix fondé sur le coût marginal dans le secteur électrique français. Avant la création des bourses de l'électricité, dans un parc de production adapté, ce principe de dispatching par ordre de préséance permettait d'estimer, pour chaque heure, le coût marginal de développement (ou d'anticipation) par la confrontation de l'offre des moyens de production avec la demande d'électricité. Les coûts marginaux étaient ensuite intégrés dans une gamme tarifaire qui tenait compte des caractéristiques du consommateur (tension d'alimentation, durée de consommation, moment

de consommation). Les aléas du système électrique, principalement dus aux vagues de froid, étaient intégrés par l'option EJP. À leur tour, les signaux tarifaires influençaient sur la demande d'électricité et la pente de la courbe de demande (Figure 2), demande qui impactait à nouveau les investissements de production à travers « la grande boucle » (schématiquement le nucléaire pour les longues durées d'utilisation et le gaz pour les courtes). Aujourd'hui, même si les tarifs — pour être contestables — sont devenus un empilement additif des coûts et même si les prix d'équilibre du marché traduisent des coûts marginaux de court terme sur un parc non optimisé, le principe du *merit order* est encore le seul à permettre de dégager des valeurs de coûts marginaux. La référence au prix spot est devenue la norme y compris pour les secteurs qui n'ont pas ouvert à la concurrence la fourniture d'électricité, comme la plupart des États d'Amérique du Nord, dans lesquels les activités de distribution et de fourniture sont restées intégrées.

La référence au prix spot est également incontournable pour la fixation des contrats à terme de l'électricité. Les prix à terme de l'électricité reflètent en principe la moyenne des prix spot horaires anticipés sur l'ensemble de la période de livraison considérée. Récemment, la CRE [2022a] a indiqué que les prix à terme (4^e trimestre 2022 et 1^{er} trimestre 2023 en particulier) se sont fortement tendus en Europe. Mais, alors que le prix à terme de l'électricité en Allemagne suit classiquement la hausse du prix du gaz, ce n'est plus le cas en France. La hausse supplémentaire observée en France s'explique par l'anticipation d'un nombre élevé d'heures pour lesquelles le plafond sur le marché journalier sera atteint. « Ainsi, alors même que la France, grâce à ses approvisionnements plus diversifiés, bénéficie, sur le marché de gros, d'un prix du gaz parmi les plus bas d'Europe, et même très inférieur à celui de l'Allemagne, les prix de l'électricité à terme sur le marché français, sont supérieurs au reste de l'Europe, affichant même un écart historique avec les prix allemands » [CRE, 2022a]. Le régulateur français de l'énergie constate ainsi que le niveau atteint par les prix de l'électricité

à terme en France ne correspond plus à une anticipation moyenne des prix spot telle que modélisée historiquement, mais à un scénario extrême.

1.3. Relier les prix de gros et de détail pour favoriser la réaction de la demande au prix

Dans un secteur ouvert à la concurrence et au libre jeu du marché, le financement des investissements de pointe est un élément crucial. Les perspectives de rentabilité dépendent de prix aléatoires, très élevés pendant un petit nombre d'heures, et les mécanismes de capacité ont été créés pour pallier le manque d'investissement des infrastructures de pointe. Or, les fluctuations importantes des prix sur les marchés de gros de l'électricité reflètent les écarts de rareté (ou de disponibilité) et sont basées sur les coûts marginaux de production. L'accroissement des demandes de pointe stimule la volatilité des prix de gros et les pics de prix enregistrés sur ces marchés. Inversement la réduction des pointes réduit la volatilité des prix de gros [FERC, 2003]. Selon l'IEA [2013] : « une baisse de 5 % de la demande de pointe lors de la crise californienne de 2000-2001 aurait permis de diviser par deux les prix du marché de gros sur cette période ». La capacité des producteurs d'électricité à exercer un pouvoir de marché sur la bourse de l'électricité et à accroître leur prix s'en trouve également limitée. De même, le risque de sous-investissement pour les unités de pointe et d'extrême pointe est alors réduit [Borenstein, Bushnell et Wolak, 2000; Joskow et Kahn, 2002]. Le prix Nobel d'économie Vernon Smith [2003] montre que la réponse de la demande au prix permet de stabiliser le système électrique. Les bénéfices de la tarification temps réel mis en place par ComED dans l'Illinois en termes de coûts de transport et de distribution évités, de coûts de capacité évités, de réduction de facture du consommateur, de bénéfices environnementaux et de sécurité d'approvisionnement, ont été évalués et comparés aux coûts de mise en place de cette tarification. Pour l'année 2018, le bénéfice net s'élève à 9,47 millions de dollars [Klos, 2019]. Sur le plan européen, la volonté affichée du régulateur est d'assurer une transparence des

prix de l'énergie, de minimiser l'écart entre la part énergie du prix de détail et le prix spot, écart désigné comme un « *mark up* » entravant la concurrence, et enfin de limiter les pics de prix et les mécanismes de spéculation sur le marché de gros, en favorisant la régulation de la demande. Ainsi, la Directive européenne de 2019 (2019/944, Article 5) introduit une tarification dynamique calée sur les prix spot horaires en temps réel, en mode optionnel pour tous les consommateurs.

2. Déplacer les demandes de pointe d'électricité

2.1. Une volonté retardée pour le secteur résidentiel en France

En 2007, de nombreuses propositions relatives « aux effacements diffus » émanant de la CRE, du Sénat et du MEDEF (Grenelle de l'environnement) visaient à instaurer une « tarification flexible pour réduire les pointes de demande », dans le sillage du déploiement des compteurs communicants [Laville et Lesgards, 2009]. Mais ces propositions n'ont pas abouti dans un contexte de développement concurrentiel accru institué en France par la loi NOME de 2010 et de tendance baissière des prix de gros insuffisamment rémunérateurs de l'effacement diffus à court terme. Vincent Rious et al. [2012] indiquaient que les règles de marché ne permettaient pas de faire émerger une *demand response* qui soit profitable à l'industrie électrique et préconisaient l'introduction d'une rémunération supplémentaire de capacité. Le marché de capacité a été introduit en 2017, mais sur le marché de l'énergie, la valeur de l'effacement est restée faible en raison des niveaux et des écarts de prix. À titre d'illustration, la simulation, réalisée pour le démonstrateur Smart Electric Lyon, d'un effacement de 1 kWh sur chacune des 350 heures effacées sur une année, avec un report de consommation de 80 %, produisait une valeur de l'effacement de 7,07 €. Les travaux dressaient néanmoins des perspectives valorisantes sur le plus long terme, avec la croissance des énergies renouvelables et des nouveaux usages, comme

la pompe à chaleur et le véhicule électrique [Philibert et al., 2017]. C'est sous l'effet, d'une part, de la volonté du régulateur européen de l'énergie d'instaurer une tarification temps réel calée sur les prix du marché de gros de l'électricité, et d'autre part, de la crise énergétique actuelle qui freine la mise en place de cette tarification en temps réel, que le régulateur français de l'énergie propose une nouvelle page blanche aux fournisseurs d'énergies de plus de 200 000 clients pour «les offres dites à effacements indissociables de la fourniture» (EIF) «pour la période transitoire juillet 2023-juillet 2026», avant de pouvoir mettre en place des signaux-prix indexés sur un prix spot moins haussier. Durant cette période transitoire, «le signal transmis au consommateur doit refléter l'équilibre du système électrique (au travers des signaux envoyés par RTE) ou les niveaux de prix observés sur les marchés court terme. Ce signal doit être activé au moins 10 jours entre le 15 octobre et le 15 avril. Lorsqu'une période de pointe est signalée, 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» [CRE, 2022b].

2.2 Un coût marginal de production de l'électricité insuffisamment reflété dans le prix de détail

Plus encore pour l'électricité que pour d'autres commodités, les coûts de production changent en permanence en fonction de la demande et des aléas qui affectent à la fois l'offre de moyens de production et la consommation d'électricité. C'est précisément pour intégrer ces variations des coûts de production dans le prix de détail que de nombreuses tarifications dynamiques ont été introduites, du simple tarif horosaisonnier à la tarification en temps réel. Si la France a fait office de pionnier avec la tarification au coût marginal (1957), les options heures creuses/heures pleines (1965), Effacement Jour de Pointe (EJP, 1982) et Tempo (1996), elle ne dispose plus désormais de moyens efficaces pour refléter le coût marginal de production, dont le signal est dorénavant

porté par les prix du marché spot, selon le principe du *merit order* décrit précédemment.

- Le tarif horosaisonnier heures creuses/heures pleines contient 8 heures d'heures creuses éventuellement non contiguës qui sont fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures, modulables au niveau local. Ces périodes correspondent effectivement aux heures de la journée pour lesquelles le prix spot est le plus bas (cf. Figure 3). Cependant, en 2021, le signal heures pleines/heures creuses reflète seulement 8 % des variations des coûts marginaux de production issus des prix spot J-1 (zone grisée sur la Figure 3). Ce pourcentage est du même ordre de grandeur les années précédentes. L'efficacité du signal-prix est liée à la capacité des options tarifaires de refléter les écarts de coûts marginaux de production sur des périodes adéquates. Le tarif heures pleines/heures creuses (hors taxes) est fixé pour le premier semestre 2022 à : 145 €/MWh et 115 €/MWh, soit en baisse par rapport aux prix de 2021, où il était respectivement de 182 €/kWh et 136 €/kWh, ce qui correspondait à un niveau élevé par rapport aux prix médians et moyens observés sur le marché spot en 2021, respectivement de 78 € et de 109 € (cf. Figure 5). À ces prix de marché, il convient d'ajouter les parts variables des coûts d'acheminement (Turpe), de commercialisation et rémunération de la fourniture, de capacité qui devrait être moindre avec la tarification dynamique dont l'objectif est précisément de réduire le besoin de capacité (cf. paragraphe 1.3.) [CRE, 2022c].

- Le tarif Tempo présente 3 blocs de prix, dont les valeurs de 2021 (hors taxes) sont : de 86 € et 127 € pour les jours blancs, 111 € et 165 € pour les jours bleus, 122 € et 548 €/kWh pour les jours rouges (cf. Figure 4). Les variations horaires du prix spot au cours d'une journée ne sont pas correctement représentées par l'option Tempo dont la période de prix fixe s'étend de 6h à 22h. En particulier, l'option Tempo ne traduit pas les bas prix qui se manifestent sur le marché de gros l'après-midi, ce qui envoie une mauvaise incitation aux reports de consommation, par exemple

Où est passée la 5^e énergie ? L'impératif du signal de la rareté

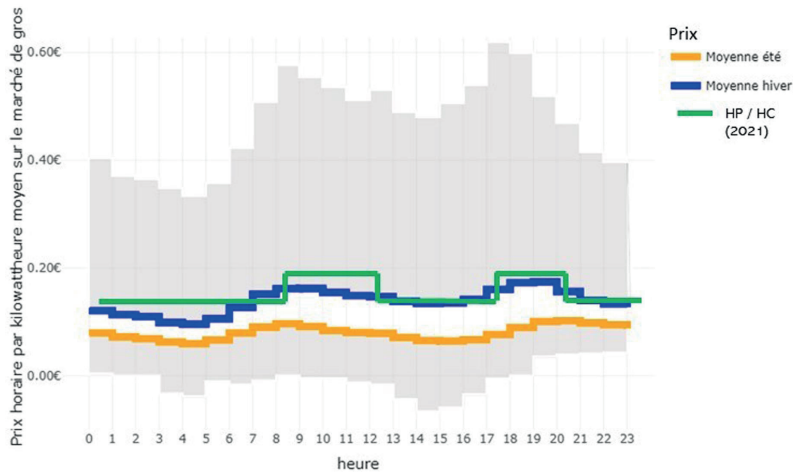


Figure 3. Fluctuations horaires des prix moyens du spot et tarif heures pleines-heures creuses en 2021

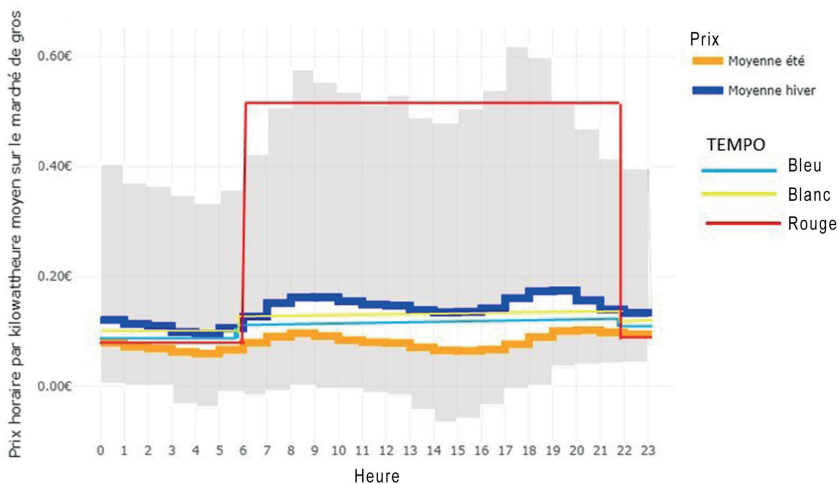


Figure 4. Fluctuations horaires des prix moyens du spot et tarif Tempo en 2021

pour la recharge du véhicule électrique ou le préchauffage de l'habitation. De même, les prix inférieurs en été, qui permettraient de bénéficier aux usages de refroidissement et de climatisation, ne sont pas reflétés par les signaux actuels (cf. Figure 6). De plus, sur l'ensemble de la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 août 2022, il n'y a pas eu une seule journée (6h-22h) où le prix spot *day ahead* a été égal ou supérieur à 450 €/MWh sur l'ensemble des heures de la

journée et les 22 jours rouges de Tempo n'ont pas d'équivalents sur le marché spot. Rappelons que les signaux EJP comme Tempo (et ses 22 jours rouges et 300 bleus dont le dimanche) ont été déterminés pour réduire la pointe lors des vagues de froid qui affectaient les coûts marginaux d'une entreprise intégrée sur ses activités de production-transport-distribution, avec un parc de production optimisé. Ils se basent sur des segments historiques de profils

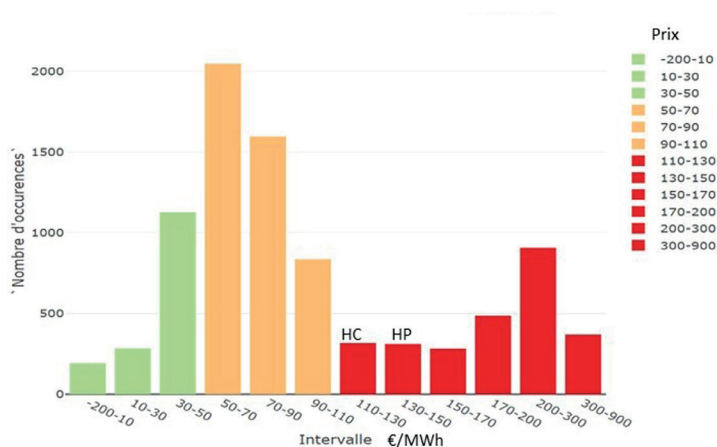


Figure 5. Occurrence des niveaux de prix spot et tarif heures pleines-heures creuses en 2021

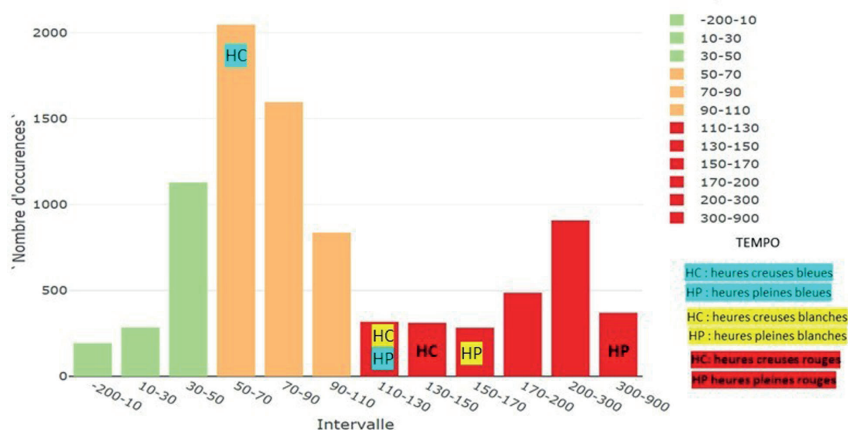


Figure 6. Occurrence des niveaux de prix spot et tarif Tempo en 2021

de consommation pour caractériser les fluctuations moyennes de consommation (hebdomadaires, journalières et horaires) et la sensibilité de la consommation à la température, au plan national [CRE, 2022c].

Enfin, la forme de variation journalière des prix spot est récurrente sur toutes les années observées de 2012 à 2021, comme l'illustrent les courbes journalières des prix médians des années 2018 et 2021 (cf. Figures 7 et 8). Des clusters sur les 365 jours de 2021 ont été

réalisés à l'aide de l'algorithme de Dynamic Time Warping (DTW) qui permet de classer les fluctuations journalières sur le marché spot en fonction de leur similarité. Chaque jour est intégré individuellement à l'algorithme. La Figure 9 propose une caractérisation de 6 clusters identifiés par leur similarité à l'échelle journalière. Cette détection des formes récurrentes devrait permettre une stabilité des créneaux horaires pour établir des signaux-prix capables à leur tour de lisser la demande de pointe et donc de réduire les pics de prix sur le marché de gros

Où est passée la 5^e énergie ? L'impératif du signal de la rareté

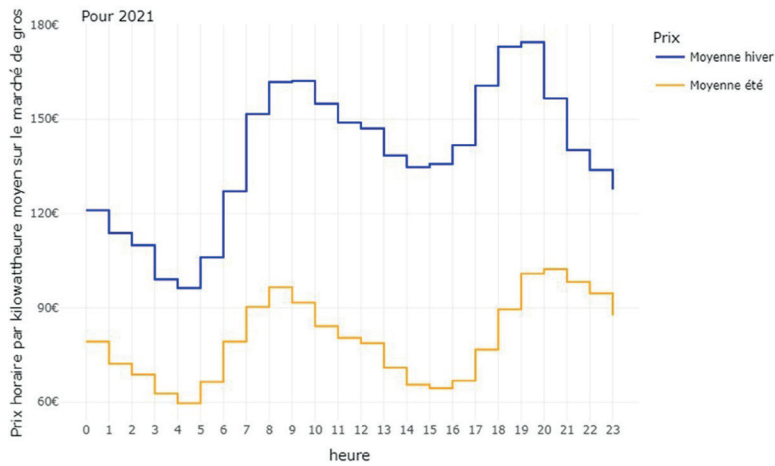


Figure 7. Fluctuations horaires des prix moyens du spot 2021

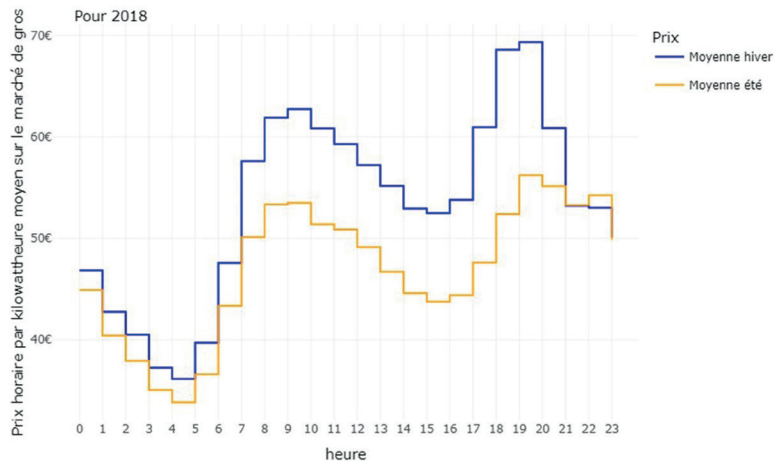


Figure 8. Fluctuations horaires des prix moyens du spot 2018

(cf. paragraphe 1.3.). Cette récurrence est indépendante du niveau des prix en valeur absolue et peut se traduire par les cadrans ci-après (cf. Figure 10). Si le signal-prix traduit les coûts marginaux, il pourrait être calé conformément aux quatre cadrans horaires ci-après qui indiquent les plages horaires à bas prix (vert), à prix moyens (jaune) et à prix élevés (rouge), selon les saisons et les jours de la semaine (cf. Figure 10).

2.3. Comportement des ménages et impact sur la courbe de demande

Les offres calées sur le prix spot *day ahead* recueillent selon les pays de 10 % (Espagne, Finlande, Illinois) à 70 % (Norvège) de parts de marché résidentiel. Les bas prix pendant de longues périodes de l'année (comme en Norvège) attirent les ménages, en particulier ceux dont les périodes de consommation élevée coïncident avec les prix faibles (voire négatifs) du spot. Les prix avantageux la nuit

DEMAND RESPONSE

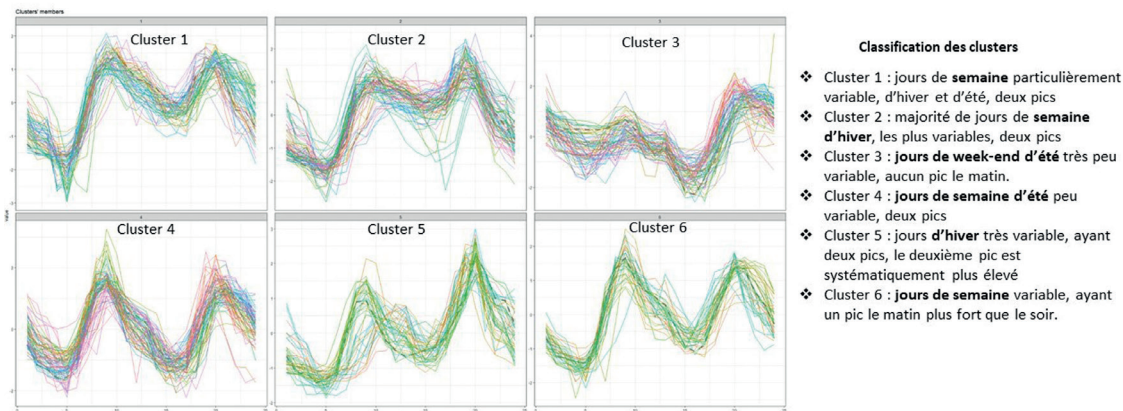
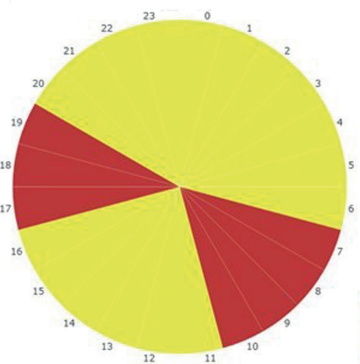
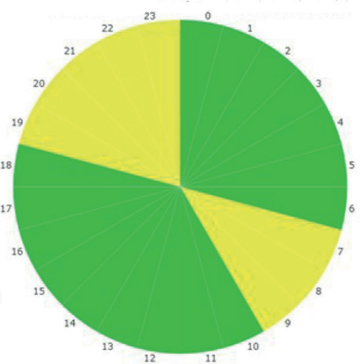


Figure 9. Clusters de prix spot 2021 réalisés avec DTW (Dynamic Time Warping)

Cadran horaire des prix médians d'un mégawattheure la semaine en hiver

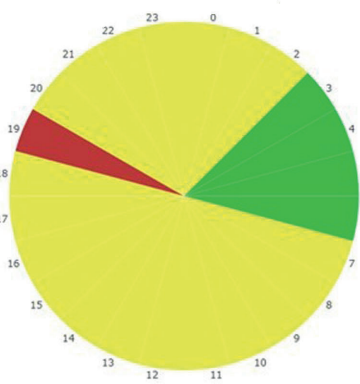


Cadran horaire des prix médians d'un mégawattheure la semaine en été



■ Super heures creuses
■ Heures creuses
■ Heures de pointe

Cadran horaire des prix médians d'un mégawattheure le week-end en hiver



Cadran horaire des prix médians d'un mégawattheure le week-end en été

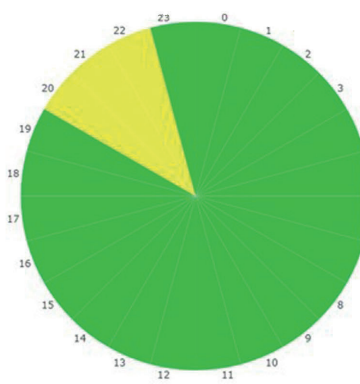


Figure 10. Simulations de cadrans horaires basés sur les patterns de prix spot *day-ahead*

sont particulièrement intéressants pour la recharge du véhicule électrique [ComED, 2014]. Bien qu'elles ne soient pas systématiquement déployées avec la tarification horaire, les techniques de programmation des équipements électriques favorisent également le report de consommation vers les bas prix de la journée [ComED, 2014]. L'impact du signal-prix horaire sur la demande journalière est significatif pour les participants à ces programmes ou à ces offres, avec des élasticités prix de court terme mesurées de l'ordre de -0,4 et potentiellement du double pour les ménages qui disposent d'un dispositif de programmation des équipements électriques [Star et al., 2014]. Les dispositifs automatisés de gestion des usages permettent d'assouplir les deux premières conditions de la mise en œuvre de la *demand response* : la connaissance par le ménage de sa consommation électrique par usage et par période et la possibilité pour le ménage d'agir sur cette consommation. Comme par le passé — l'asservissement d'un usage, l'eau chaude sanitaire, au signal heures pleines/heures creuses a permis une large et durable diffusion de ce tarif — le couplage automatisé des usages et des prix variables est source de gains potentiels pour le consommateur comme pour le système électrique. Aujourd'hui, le développement des véhicules électriques et des pompes à chaleur qui consomment l'hiver et l'été, ainsi que les solutions de programmation et de pilotage automatique des équipements, sont propices au signal tarifaire reflétant les périodes de prix spot. Les résultats issus de la littérature sur la tarification en temps réel indiquent que les variables qui jouent sur le déplacement de la consommation sont le niveau de revenu [Burger et al., 2020] et la présence de chauffage électrique [Wolak, 2011]. Les baisses de consommation lors des pointes sont estimées de l'ordre de 15 % à 17 % aux États-Unis [Shariatzadeh et al., 2015; Faruqi et Sergici, 2009] et de 10 % en Allemagne [Stamminger et Anstett, 2013] et à Singapour [Srinivasan et al., 2017]. L'impact sur la courbe de charge apparaît plus lissé que dans le cas de la tarification horosaisonnaire ou de pointes critiques (type EJP, Tempo). Et, contrairement à ces tarifs, il est difficile de déterminer le prix à partir duquel la demande réagit, seuil qui

semble dépendre fortement du contexte [Frachet, 2012].

2.4. Incertitude et coûts de transaction

Pour le fournisseur, les coûts de transaction sont liés à la facturation horaire et aux coûts de « démarchage » pour l'adhésion du ménage au contrat de tarification en temps réel [CNT Energy, 2010]. La tarification en temps réel réduit en revanche le risque prix du fournisseur en le reportant sur le consommateur. Pour ce dernier, les coûts de transaction sont liés à l'incertitude, à la prospection, à la vérification et à l'adaptation des usages. Un sondage réalisé auprès des consommateurs tarifés en temps réel par ComED montre cependant que 54 % d'entre eux ne suivent pas le prix en direct de l'électricité en temps réel, contre seulement 21 % qui consultent quotidiennement le prix de l'électricité [ComED, 2014]. La récurrence des périodes de prix de gros élevés et bas permet aux ménages de mettre en place des routines liées à l'utilisation de leurs équipements, sans qu'un suivi quotidien des prix soit nécessaire. Les alertes par mail ou SMS dans le cas des prix très élevés paraissent cependant utiles du point de vue du consommateur [ComED, 2014]. Le coût lié à l'incertitude des prix en temps réel et l'impact sur la facture dépendent de la perception par les individus de ce risque. L'impact d'une hausse soudaine et brutale du prix spot, comme lors des événements du 7 février 2012 ou du 4 avril 2022, est limité par leur courte durée. L'impact est également réduit par l'existence d'un prix plafond (*price cap*) qui peut être appliqué soit pour le spot, soit sur l'impact facture [CRE, 2019]. Les détracteurs de la tarification en temps réel se réfèrent souvent à l'évènement extrême du blackout au Texas en février 2021 [Busby et al., 2021] qui a été particulièrement impactant sur les factures des ménages, en l'absence de prix plafond et de faible part fixe dans la facture. L'introduction d'un prix plafond comme d'autres actions de gestion du risque et la structure même du tarif binôme (*two part tariff*) permettent de limiter l'incertitude sur les factures [Costello, 2004; Faruqi, 2021]. Notons que si la part fixe permet d'amortir l'effet du prix dans un contexte

hausser, elle peut aussi réduire l'effet de l'incitation prix dans un contexte de stabilité du prix des énergies. D'autres formules existent pour limiter le risque prix, comme en Estonie, dont le marché s'est ouvert en 2013 (relié à la Finlande, la Russie et les pays baltes), qui conjuguent la prévisibilité du tarif horosaisonnalisé et la dynamique du spot, au travers d'une option combinée dans laquelle la moitié de la demande est couverte avec une tarification temps réel et l'autre moitié avec un tarif horosaisonnalisé. Cette solution permet de réaliser un compromis entre le risque prix transféré au consommateur final et l'efficacité du signal transmis par le recours au marché spot. Dans ce pays, en 2016, environ un tiers des consommateurs résidentiels recevait un signal prix calé sur le prix de gros du marché spot.

Le risque de hausse sévère et durable du prix spot, dans le contexte actuel, produit inexorablement une hausse des factures et un besoin de subventions ou d'aides publiques, surtout en l'absence de tarif régulé historique. Ainsi, en Norvège, les consommateurs tarifés au spot *day ahead* ont connu une hausse de leurs factures entre 2020 et 2022 (multipliée par 2,6 en TTC et par 7,2 sur la part énergie) conduisant le gouvernement à octroyer des subventions de l'ordre de 30 % de la facture TTC, ou encore de l'ordre de grandeur de la facture annuelle de 2020 [Frizis et al., 2022]. En Espagne, alors que le *Real Time Pricing* a été introduit en mode par défaut (opt-out) depuis 2014, la crise énergétique a conduit le régulateur à subventionner le prix du gaz en plafonnant à 40 €/MWh les coûts d'approvisionnement en gaz pour les centrales électriques (principalement à cycle combiné). En France, en l'absence de soutien public, toutes les tentatives d'introduction de tarification horaire calée sur le prix spot, comme celles des «purs» fournisseurs Barry ou E. Leclerc, sont dans ce contexte vouées à l'échec.

Ces éléments confirment le principal risque de la tarification dynamique qui réside non pas tant dans la volatilité intrajournalière, mais dans la hausse des prix à long terme [Frizis et Van Hummelen, 2022]. Notons que ce problème se

pose pour toute offre de marché et que les prix à terme ne protègent pas de ce phénomène, compte tenu de leur anticipation du prix spot (cf. paragraphe 1.2.). La question posée devient celle de la sobriété, c'est-à-dire de la baisse des consommations, dans un contexte de prix élevés des énergies et de tensions géopolitiques sur les ressources énergétiques.

3. Réduire la demande globale de gaz et d'électricité

Les deux principaux moyens permettant de réduire les consommations résidentielles sont d'une part, l'amélioration de l'efficacité énergétique du logement et des équipements par des décisions d'investissement, d'autre part, la modification des usages ou «caractéristiques» de l'électricité et du gaz : se chauffer à une moindre température, se connecter seulement en cas d'utilisation de l'équipement, cuisiner moins longtemps, laver ou sécher à froid... C'est ce second moyen qui est ici visé par des contrats et tarifs incitatifs adaptés. Ces offres ont comme point commun de contractualiser sur le marché de détail un volume limité de kilowattheures dans le cas du forfait ou du prépaiement, ou différents volumes pour différents prix dans le cas de la tarification progressive. Ce faisant, elles visent à introduire une limite à la consommation, un repère à respecter, que ce soit à l'année, au mois, en jours, ou en volume de kilowattheures.

3.1. La difficulté de repère liée à la tarification progressive (*Inclining Block Rates*) de l'électricité

Tarif historique de l'électricité en Italie et en Californie, la constitution de blocs tarifaires croissants vise à refléter des coûts de production différents selon les technologies à mettre en œuvre pour satisfaire différents niveaux de demande. Dans l'eau comme dans l'électricité, la tarification par blocs progressifs a été conçue pour refléter les coûts de capitaux supplémentaires. La tarification progressive cherche à aligner les prix sur les coûts du système électrique et requiert des choix spécifiques sur le

nombre de niveaux et les points de rupture. Elle nécessite des réajustements pour prendre en compte l'évolution tendancielle de la demande et la distribution des consommations sur les différents blocs de prix. Ainsi, le développement de l'autoconsommation photovoltaïque en Californie a conduit un report d'un nombre croissant de ménages sur le premier bloc tarifaire, créant un déséquilibre dans les revenus attendus. Dans ces deux pays d'origine, ce tarif est en voie d'extinction. Il pâtit également de la difficulté des individus à réagir au prix marginal auquel ils sont exposés, contrairement aux tarifications dynamiques. Dans la théorie économique classique, le choix optimal de l'acheteur est le résultat d'un programme de maximisation qui se fonde sur le prix marginal. Cette hypothèse théorique vaut à la fois pour la tarification progressive dans laquelle elle est mise à mal par les expérimentations et pour la tarification dynamique dans laquelle elle se vérifie.

Dans le cas de la vente d'électricité [Shin 1985 ; Ito, 2014] ou de l'eau [Wu et Zhang, 2018], les études montrent que seul un nombre limité d'individus perçoit les prix marginaux dans des tarifications progressives. Koichiro Ito [2014] souligne en particulier qu'il n'observe pas l'effet d'accumulation (*bunching*) qui devrait se faire au passage des contremarches du barème, surtout si les écarts de prix sont grands. Les individus considèrent plutôt le prix moyen comme référence, ce qui a pour conséquence de rendre leur choix sous-optimal. Ainsi, pour une tarification progressive visant à inciter les consommateurs à maîtriser la demande d'électricité, cela réduit l'efficacité de la mesure (en termes de kilowattheures consommés).

3.2. L'achat d'un volume limité de gaz et d'électricité avec un tarif monôme

Le *flat bill* ou forfait limité est à l'opposé de la tarification en temps réel : le risque prix ne repose plus sur le client final et la prédictibilité de factures constantes est assurée au cours des différentes périodes de l'année.

Ce type de contrat consiste à fournir au client un volume annuel et mensuel de kilowattheures limité, soit basé sur la consommation individualisée du client comme en Suède, soit établi par classe de kilowattheures consommés comme en Espagne ou en Allemagne. L'incitation à la sobriété est obtenue par la volonté de consommer dans les limites du forfait. Elle est renforcée lorsque le contrat permet de reporter les kilowattheures non consommés à la fin de la période (mois, trimestre, année) et parfois grâce à des avantages supplémentaires, comme un mois de facture gratuite si le consommateur ne dépasse pas son forfait pendant un an (Gas Natural Fenosa en Espagne), un système de récompense sur les kilowattheures non consommés (Vattenfall en Suède, Endesa en Espagne) ou un remboursement des kilowattheures non consommés à partir de 10 % d'économie sur la facture (Just Energy en Allemagne).

Ce type de contrat a fait l'objet d'une expérimentation [EDF, R&D, 2020] auprès de 800 ménages volontaires disposant du chauffage au gaz qui ont reçu pendant deux ans un forfait simulé gaz et biénergie. Les participants volontaires ont pu suivre et comparer leurs consommations mensuelles «de référence» (base du contrat) et réelles, avec un affichage sous la forme d'une jauge de consommation. Les principaux résultats sont les suivants :

a) Bien que l'estimation de la consommation de référence (mensuelle, annuelle) du client reste un exercice délicat, elle ne se heurte pas aux mêmes difficultés que l'estimation de la *baseline* individuelle pour mesurer l'effacement d'un ménage à la pointe afin d'établir un *reward*, une récompense ou un bonus [Bushnell, Hobbs, Wolak, 2009]. Le meilleur estimateur est, dans notre cas, basé sur l'historique de consommation de l'année n-1 du client, conformément à la pratique des fournisseurs, comme Vattenfall en Suède. L'écart médian entre la consommation de référence estimée et celle effectivement réalisée est en valeur absolue de 12 % sur le gaz et de 15 % sur l'électricité.

b) Ce type de contrat est bien compris, de même que les supports de suivi de la consommation (90 %). Il est jugé intéressant par une majorité de clients (72 %), car permettant de

maîtriser sa consommation (65 %) et de ne pas avoir de surprise sur sa facture (80 %). Il resserre les liens entre l'utilisation de l'énergie et son paiement et «le report de consommation constitue une motivation pour faire attention à ce que l'on consomme» (verbatim expérimentateur).

Ces résultats confirment ceux de la littérature qui indiquent une forte préférence des ménages pour la simplicité de ce type de contrat, constitué d'une unique part fixe pour un volume fixé de ressources [Robin et al., 2018; Staropoli et Mayol, 2021].

3.3. L'offre prépayée (*Pay as you Go*)

Ce type de contrat est proche du précédent puisqu'il consiste également à fournir un volume de kilowattheures limité au client. En revanche, le montant du paiement n'est pas fixé mais relève du choix du ménage à chaque recharge. Loin du dispositif stigmatisant du «compteur des pauvres», le compteur communicant permet désormais de comptabiliser les kilowattheures rechargés par le prépaiement.

Plusieurs études mettent en évidence la réduction de la consommation et les économies d'énergies réalisées par les ménages qui adoptent le système de prépaiement de l'électricité et du gaz : Qiu et al. [2017] estiment à 12 % la réduction moyenne de consommation d'électricité des ménages induite par le prépaiement en utilisant la méthode des différences des différences (DID). Cette estimation de réduction de consommation est très proche de celle précédemment obtenue en 2009 sur la même zone géographique par Kirkeide pour le programme Salt Lake River M-Power Program [EPRI, 2010]. Qiu et al [2017] rapportent également les résultats obtenus en 2014 auprès des consommateurs résidentiels pratiquant le prépaiement dans deux coopératives du Pacifique Nord-Est (NEEA et DEFG) qui indiquent des baisses de consommation de 5,5 % et 14 % respectivement pour chacune des coopératives. Selon les auteurs, l'effet mesuré en termes d'économie s'explique par les raisons suivantes : i) une meilleure information

à travers des communications plus fréquentes, ii) davantage d'engagements dans les choix de consommation, iii) la réduction de l'actualisation hyperbolique des coûts de l'énergie qui éloigne la tentation de rapporter les décisions dans le futur, iv) le souhait d'éviter le coût et l'inconvénient de la déconnexion [Eryilmaz et Gafford, 2018].

Pour Kathryn Buchanan et al. [2014], le prépaiement établit une relation directe entre la consommation et son coût. Il réduit le temps du feedback, c'est-à-dire l'écart entre le moment où le consommateur est informé du coût et celui où il baisse sa consommation. C'est la raison pour laquelle le prépaiement accroît l'efficacité de l'affichage d'information. L'accès du consommateur à sa consommation en temps réel, au coût qu'elle représente et au crédit restant lui permet d'adapter son comportement en fonction de sa situation actuelle réelle.

De manière générale, la pratique du prépaiement réduit le problème d'inattention lié à la consommation d'énergie [Qiu et al., 2017]. Comparé aux autres moyens «comportementaux» liés à la diffusion d'information et à la comparaison à la norme sociale [Alcott, 2011], le prépaiement produit des plus fortes réductions de consommations. Selon Faruqui et al. [2010], il permet de doubler les baisses de consommation obtenues avec les seuls «*in home displays*» qui affichent des informations de consommation en temps réel dans l'habitat, en passant de 7 % à 14 % environ de réduction de consommation. Cet effet est particulièrement marqué pour les ménages en situation de précarité, appartenant aux deux premiers déciles de revenu, pour lesquels l'information seule n'a pas toujours un impact significatif sur les consommations et la norme sociale peut avoir un effet à la hausse sur les consommations [Alcott, 2011].

Dans la pratique, le prépaiement est parfois constitué par une formule volumétrique, sans part fixe. Un tarif dégressif à deux tranches permet de récupérer la part fixe sur les premières unités de kilowattheures rechargées, la seconde tranche ayant un prix plus bas. Parfois

un prix encore plus faible pour la période de nuit complète l'offre (Utilita au Royaume-Uni). Ce type de pratique consiste à combiner une recharge (ou un prélèvement) pour un montant fixé puis à appliquer un coefficient variable sur les kilowattheures consommés selon les périodes. Le décompte de la consommation s'effectue en temps réel selon les périodes et peut impacter la durée de la recharge. C'est notamment le cas des tarifications horosaisonnnières des formules de prépaiement utilisées au Royaume-Uni ou en Irlande. Ce type de contrat allie la sécurité de la formule forfaitaire et l'efficacité de la tarification horaire variable.

L'ensemble des tarifications examinées dans ce papier, leurs principaux avantages, inconvénients et champs d'application est présenté dans les Tableaux 1 et 2 ci-après. En dehors de leurs propriétés intrinsèques, les caractéristiques liées à leur mise en œuvre, telles que le nombre de cadrans horaires, les écarts de prix, leur mode d'introduction optionnel, par défaut ou obligatoire, influent sur leur efficacité et leur bonne opérabilité. Dans le même sens, les éléments réglementaires, comme le plafonnement des prix de gros ou des prix du gaz pour la production d'électricité, comme en Espagne, accompagnent la pratique de ces tarifs. Enfin, il y a une grande porosité entre ces types de tarifs selon leurs options et leurs combinaisons, si bien que des compositions hybrides peuvent être effectuées.

Conclusion

Si les horloges continuent de dire l'heure, les tarifs de détail ont arrêté de dire les coûts — marginaux de production — pour reprendre l'expression bien connue de Marcel Boiteux. Pourtant c'est au moment où il est le moins possible de répercuter le coût marginal de production sur le consommateur final d'électricité, en raison de sa forte volatilité et de son niveau élevé, que la régulation de la demande serait la plus profitable à la stabilité du système et à l'efficacité même des marchés de l'électricité, en réduisant la volatilité des prix, le risque de sous-investissement de pointe et ce faisant le

besoin de capacité supplémentaire. Certes, le coût marginal issu du marché spot est imparfait. Il traduit mal les coûts d'anticipation ou de développement du parc de production et ne rémunère plus mécaniquement à leur juste mesure les dépenses de l'équipement marginal, dans un parc optimisé. La réforme du *market design* améliorera-t-elle cette situation et retrouvera-t-elle ce résultat de portée générale que décrivait Marcel Boiteux [1956] pour «établir un tarif au coût marginal différencié, suivant les heures et les saisons, qui représente le coût de l'unité supplémentaire aux différentes époques de l'année»?

Une première piste réside en des contrats dont les périodes et coefficients horaires sont calés sur les données récurrentes des prix spot *day ahead*, mais dont les prix sont fixés pour chacune des deux grandes périodes (hiver et été). Les cadrans proposés dans l'article en sont une illustration. Ils peuvent prendre la forme d'un tarif horosaisonnialisé avec trois ou quatre postes les jours d'hiver et deux postes l'été. À ce tarif peut être ajoutée une option jour de pointe critique, calée sur les signaux du prix spot en J-1. Pour être attractif, ce dernier devra être balancé par des super heures creuses du spot. Des contrats hybrides associant différentes formes de tarification dynamique peuvent également être envisagés (Tableau 1). Ils devraient permettre, comme le souligne le Bureau européen d'union des consommateurs, de conserver les variabilités intrajournalières des prix spot, tout en garantissant des prix stables dans le temps. Et ce afin que les reports/effacements intrajournaliers puissent contribuer au rééquilibrage de l'offre et de la demande sur le marché spot [Frizis et al., 2022].

Une autre forme d'hybridation tarifaire peut être réalisée avec les contrats à quantité définie (forfait). Elle combinerait un volume limité de kilowattheures pour un montant de paiement fixe et identique et des coefficients de prix horaires appliqués à la consommation. Une telle combinaison existe déjà avec le prépaiement qui permet une recharge d'un volume défini de kilowattheures et des coefficients variables appliqués à la consommation, selon les périodes

	Avantages	Inconvénients	Exemples de champs et pays d'application
Tarification horaire sur spot (<i>Hourly Pricing, Real Time Pricing</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Meilleure efficacité des marchés : <ul style="list-style-type: none"> – Réduction des pointes et de la volatilité des prix de gros – Réduction de la capacité de pouvoir de marché des opérateurs et de la spéculation – Réduction du besoin de capacité • Réduction des émissions carbonées 	<ul style="list-style-type: none"> • Risque prix élevé dans un contexte de crise énergétique et de prix spot durablement élevés qui nécessite le plafonnement des prix (Espagne) 	<ul style="list-style-type: none"> • Forte présence de chauffage : 85 % en Finlande, 60 % en Norvège ; • Déploiement des véhicules électriques : Finlande, Norvège, Illinois • Diffusion des nouveaux chauffages électriques (pompes à chaleur) • Pilotage des consommations (Fortum-Finlande)
Tarification de pointe critique (<i>Critical Peak Pricing</i>) CPP F : même tarif sur les mêmes heures ; CPP V : tarif fixe, durée et horaire variables ; VPP (<i>Variable Peak Pricing</i>) : prix et horaires inconnus	<ul style="list-style-type: none"> • Améliore l'efficacité des marchés par la réduction des pointes critiques, des pics de prix sur le marché de gros et la réduction du besoin de capacité • Réduction des émissions carbonées • Partage du risque prix entre fournisseur et consommateur 	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre de jours limités (souvent une vingtaine) qui restreint le pilotage des équipements • Pas de reflet des faibles coûts marginaux d'été et de mi-saison 	<ul style="list-style-type: none"> • De nombreux pays en complément du <i>Time of Use</i> • Possibilité de se rapprocher des aléas sur les prix spot avec le <i>Variable Peak Pricing</i>
Bonus de pointe critique (<i>Peak Time Rebate</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Favorable dans un contexte haussier des prix de gros qui offre une rémunération du fournisseur (marché de capacité, marché de l'ajustement, marché de l'énergie) • Bénéfice net pour le consommateur 	<ul style="list-style-type: none"> • Moindre impact sur la courbe de demande que la tarification de pointe • Fiabilité médiocre de l'estimation de la <i>baseline</i> individuelle • Coût net potentiel pour le fournisseur • Risque prix porté entièrement par le fournisseur 	<ul style="list-style-type: none"> • Critique des économistes aux États-Unis en raison des <i>baselines</i> invérifiables et du coût élevé «La Federal Energy Regulatory Commission est-elle sa propre ennemie?» [Bushnell et al., 2009]
Tarification horo-saisonnière (<i>Time Of Use</i>) Blocs horaires dont les prix et les périodes sont fixés	<ul style="list-style-type: none"> • Prévisibilité des tarifs et des périodes favorables au pilotage automatisé des équipements, à la mise en place de routines dans les comportements de consommation • Effet secondaire potentiel induit en terme de MDE 	<ul style="list-style-type: none"> • Faible représentativité des écarts de prix spot (de l'ordre de 20 % en Californie et 8 % en France en 2021) 	<ul style="list-style-type: none"> • La plupart des pays d'Europe et du monde • Tarif adapté aux usages : recharge de véhicule électrique (avec des heures creuses et super-creuses, Iberdrola Espagne) ou chauffage, eau chaude électrique...

Tableau 1. Les signaux tarifaires de réduction de la demande de pointe

Où est passée la 5^e énergie ? L'impératif du signal de la rareté

	Avantages	Inconvénients	Exemples de champs et pays d'application
Tarifification progressive – <i>Inclining Block Rates</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Stabilité et prévisibilité des prix calés sur les coûts de référence des productions 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficultés liées à l'équilibre budgétaire du tarif et à l'ajustement tarifaire avec fort développement d'autoconsommation et d'énergies renouvelables • Sous-optimal pour la réduction de la demande (absence d'effet incitatif [Ito, 2014]) 	<ul style="list-style-type: none"> • Refus du Conseil d'État pour l'électricité • Net recul en Italie et en Californie au profit des tarifs horosaisonnalisés (<i>Time Of Use</i>)
Forfait – <i>Flatt Bill</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Repère de consommation perçu et apprécié par les ménages • Possibilité d'introduire un bonus si économies sur forfait • Possibilité de couplage avec des équipements (gestionnaire d'énergies, kit photovoltaïque...) • Favorable aux économies d'énergies • Compatible offre verte (garanties d'origine) 	<ul style="list-style-type: none"> • Possible difficulté d'estimation de la consommation individuelle de référence pour certains consommateurs • Risque prix pour le fournisseur 	<ul style="list-style-type: none"> • Forfaits par intervalle de consommation ou individualisés • Espagne, Allemagne, Royaume-Uni, Irlande, Suède, Finlande, États-Unis
Prépaiement – <i>Pay as you Go</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction de l'endettement des ménages et des fournisseurs • Favorable aux économies d'énergies 	<ul style="list-style-type: none"> • Organisation infrastructure et réseaux de recharge et canaux de vente 	<ul style="list-style-type: none"> • Allemagne, Angleterre, Irlande, Nouvelle-Zélande, États-Unis

Tableau 2. Les signaux tarifaires de réduction de la demande globale

d'heures pleines, creuses, super creuses. Pour renforcer le caractère incitatif du forfait, le report des kilowattheures non consommés d'une période à l'autre (d'un mois sur l'autre, par exemple) permettrait de récompenser l'adaptation de la consommation au coefficient horaire des prix. L'allocation du montant du forfait initial peut s'effectuer sur les consommations de l'année n-1 du consommateur et s'adapter ensuite en fonction de l'évolution observée de sa consommation, de façon à avoir un forfait adapté et incitatif.

Ainsi, des possibilités existent qui permettraient de passer du coût marginal aux structures tarifaires, en définissant «des structures suffisamment simples, pour ne pas entraîner des coûts de transaction hors de proportion avec l'accroissement du signal tarifaire résultant d'une plus grande sophistication» [EDF, 1984]. Mais, pour que ces innovations tarifaires puissent voir le jour, il convient de redonner au prix de détail sa vocation première de signal de rareté qu'il a perdu au profit d'une fonction de financement des politiques publiques et concurrentielles, notamment les surcoûts des

obligations de rachat des énergies renouvelables, le coût d'approvisionnement à l'ARENH et le risque associé ou le coût de la capacité. Sur ce point également, les réflexions en cours sur le renouveau du *market design* pourraient permettre au prix de détail à la fois de retrouver son rôle de signal de rareté et de renouer avec des tarifications novatrices. Certains pays, comme l'Espagne ou les pays scandinaves, ont réussi à proposer sur leur marché intérieur à la fois des offres indexées sur le prix spot et des contrats avec un volume limité de kilowattheures auprès de différents ménages, qui choisissent parmi ces nouveaux tarifs ceux qui sont les plus adaptés à leurs usages, leurs modes de vie, et leurs contraintes budgétaires.

RÉFÉRENCES

- ACEER/CEER, Annual reports.
- Allcott H., 2011. "Social norms and energy conservation", *Journal of Public Economics* 95 (9-10), 1082-1095.
- Boiteux, M. (1956). «La vente au coût marginal», *Bulletin de l'Association Suisse des Électriciens*, 47.
- Borenstein S., 2005. "The long-run efficiency of real-time electricity pricing", *Energy Journal*, 26 (3) (2005), 10.5547/issn0195-6574-ej-vol26-no3-5.
- Borenstein S., Bushnell J.B., Wolak F.A., 2000. "Diagnosing Market Power in California's Restructured Wholesale Electricity Market", NBER Working Paper No. 7868, September 2000, and *American Economic Review*, 92(5), 2002, pp. 1376-1405.
- Buchanan K., Russo R., Anderson B., 2014. "Feeding back about eco-feedback: How do consumers use and respond to energy monitors?", *Energy Policy*, 73, 138-146.
- Bushnell J., Hobbs B., Wolak F., 2009. "When It Comes to Demand Response, Is FERC Its Own Worst Enemy?", *The Electricity Journal* 22(8); 9-18.
- Burger S.P., Knittel C.R., Perez-Arriaga I.J., Schneider I., vom Scheidt F., 2020. "The efficiency and distributional effects of alternative residential electricity rate designs", *The Energy Journal*, 41 (1) (2020), 10.5547/01956574.41.1.sbur.
- Busby J.W., Baker K., Bazilian M. D., Gilbert A. Q., Grubert E., Rai V., Rhodes J. D., Shidore S., Smith C. A., Webber M. E., 2021. "Cascading risks: Understanding the 2021 winter blackout in Texas", *Energy Research & Social Science* 77 (juillet), 102106, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102106>.
- CRE, 2022a. Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023, Rapport juillet 2022.
- CRE, 2022b. Délibération n° 2022-215, Délibération 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.
- CRE, 2022c. Méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente, Délibération 2022 Annexe 3, 7 juillet 2022.
- CNT Energy, 2010. "Residential Real-Time Pricing (RRTP): ComEd's Planned Marketing Activities Over the Next 6-Months", Chicago, IL, ComEd. 2009. Presentation to the Illinois Commerce Commission, december.
- ComED, 2010. "Residential Real Time Pricing", Chicago, IL, Commonwealth Edison Company.
- ComED, 2014. ComEd Residential Real-Time Pricing (RRTP) program 2013 Annual Report April 16, 2014.
- Costello K., 2004. "An Observation on Real-Time Pricing: Why Practice Lags Theory", *The Electricity Journal*, Volume 17, Issue 1, janvier-février 2004, pages 21-25.
- EDF, 1984. La planification du secteur électrique, l'expérience d'Électricité de France, Service des Études Économiques Générales, sous la direction de Pierre Lederer, note interne.
- EDF R&D, 2020. Expérimentation forfait limité gaz et bi-énergie, méthode et résultats, R&D, note interne.
- EDF R&D, 2021. Perception du prépaiement par les ménages, expérimentation de choix en laboratoire, R&D, note interne.
- EPRI, 2010. Paying upfront: A review of Salt River Project's M-Power prepaid program, Electric Power Research Institute, report # 1020260.
- Eryilmaz, D., Gafford, S., 2018. "Can a daily electricity bill unlock energy efficiency? Evidence from Texas", *The Electricity Journal*, 31(3), 7-11. doi:10.1016/j.tej.2018.03.009.
- Parlement européen, 2019. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU.
- Faruqui A., 2021. Modernizing tariffs is no longer an option, it's an imperative, Présentation au TAPPA Public Power Forward Virtual Summit December 3, 2021.
- Faruqui, A., Sergici S., 2009. "Household Response To Dynamic Pricing Of Electricity – A Survey Of The Experimental Evidence", Brattle Group, January 10, 2009.
- Faruqui A., Harris D., Hledik R., 2010. "Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How

- increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment", *Energy Policy*, 38 (10), pp. 6222-6231, 10.1016/j.enpol.2010.06.010.
- Faruqui A., Sergici S., Sharif A., 2009. The Impact of Informational Feedback on Energy Consumption - A Survey of the Experimental Evidence (May 1, 2009).
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC), 2003. Final Report on Price Manipulation in Western Markets, March 23, 2003.
- Frachet L., 2012. «Tarifs résidentiels pour la réduction de la consommation électrique : une évaluation expérimentale d'acceptation et d'impact», thèse de l'École doctorale de Sciences économiques, Grenoble INP, laboratoire GAEL.
- Freier J., Von Loessl, 2022. "Dynamic electricity tariffs: Designing reasonable pricing schemes for private households", *Energy Economics*, Volume 112, August 2022.
- Frizis I, Van Hummelen S., 2022. Research on consumer risks and benefits of dynamic electricity price contracts – A risk or an opportunity to save? Cambridge Econometrics, https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2022-033-report_risks-and-benefits-of-dynamic-electricity-pricing.pdf.
- IEA , 2013. Findings of Demand Response Project, Presentation 2003 The Power to Choose – Enhancing Demand Response in Liberalised Electricity Markets.
- Ito, K., 2014. "Do consumers respond to marginal or average price? Evidence from nonlinear electricity pricing", *American Economic Review*, 104(2), 537-563.
- (Le) *Journal du Dimanche* (JDD), 2022. Tribune, «Le prix de l'énergie menace notre cohésion», par les patrons d'ENGIE, EDF et TotalEnergies, lejdd.fr.
- Joskow P., Kahn E., 2002. "A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000", NBER Working Paper No. 8157, March 2001, and *Energy Journal*, 23(1), 2002, pp. 1-35.
- Klos M., 2019. Updated Net Benefits of ComEd's Hourly Pricing Program Report for Calendar Year 2018 March 26, 2019, Submitted to: Elevate Energy Submitted by: Klos Energy Consulting, LLC.
- Laville S., Lesgards V., 2009. «La gestion active de la demande d'électricité : vers la 5^e énergie», *La Revue de l'Énergie*, n° 591.
- Philibert N. et al., 2017. Les principaux résultats scientifiques du démonstrateur Smart Electric Lyon, juin 2017, ADEME, researchgate.net.
- Qiu Y., Xing B., Wang Y., 2017. "Prepaid electricity plan and electricity consumption behavior", *Contemporary Economic Policy*, Volume 35, pages 125-142.
- Rious V., Roques F., Perez Y., 2012. "Which Electricity Market Design to Encourage the Development of Demand Response?", EUI RSCAS, 2012/12, Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, [Florence School of Regulation], [Energy], <https://hdl.handle.net/1814/20622>.
- RTE, 2021. Eco2mix, Les chiffres clés de l'électricité, rte-france.com.
- Robin S., Lesgards V., Mihut A., Staropoli C., 2018. Linear vs. non-linear pricing: what can we learn from the lab about individual preferences for electricity tariffs?, communication dans un congrès IAEE, HAL.
- Shariatzadeh F., Mandal P., Srivastava A.K., 2015. "Demand response for sustainable energy systems: A review, application and implementation strategy", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45 (2015), pp. 343-350, 10.1016/j.rser.2015.01.062.
- Shin J. S., 1985. "Perception of price when price information is costly: evidence from residential electricity demand", *The review of economics and statistics*, 591-598.
- Smith V., Kiesling L., 2003. "Demand, Not Supply", Opinion in *The Wall Street Journal*, August 20.
- Staropoli C., Mayol A., 2021. "Giving consumers too many choices: a false good idea? A lab experiment applied to water and electricity tariffs", *European Journal of Law and Economics*, EJLE-D-20-00041R1.
- Srinivasan D., Rajgarhia S., Radhakrishnan B.M., Sharma A., Khincha H., 2017. "Game-theory based dynamic pricing strategies for demand side management in smart grids", *Energy*, 126 (2017), pp. 132-143, 10.1016/j.energy.2016.11.142.
- Stamminger R., Anstett V., 2013. Effectiveness of demand side management by variable energy tariffs in the households — results of an experimental design with a fictive tariff model, ECEEE Summer Study.
- Star A., Isaacson M., Kotewa L., 2010. Evaluating Residential Real-Time Pricing: Connecting Customer Response to Energy Market Impacts, CNT Energy.
- Wolak F.A., 2011. "Do residential customers respond to hourly prices? Evidence from a dynamic pricing experiment", *American Economic Review*, 101 (3) (2011), pp. 83-87, 10.1257/aer.101.3.83.
- Wu M.X., Zhang D.S., 2018. "Multiple goals dilemma of residential water pricing policy reform: increasing block tariffs or a uniform tariff with rebate?", *Sustainability*, 10(10), 3526.

BIOGRAPHIES

À EDF depuis 1992, d'abord à la Direction de l'Économie, de la Prospective et de la Stratégie, sur les thématiques environnementales, **VALÉRIE LESGARDS** travaille depuis 2001 à la Direction de la Recherche et du Développement sur l'analyse des décisions, des choix et des comportements des consommateurs en matière d'incitations tarifaires et non tarifaires, d'investissements en *crowdfunding* et en efficacité énergétique ainsi que sur la valorisation des caractéristiques de l'électricité (origine verte, production locale, autoconsommation).

EDOUARD ROSSAT travaille en alternance à la Direction de la Recherche et Développement d'EDF sur l'analyse des données des marchés de gros de l'électricité et la tarification incitative pour l'obtention du diplôme de Business Data Analyst (BDA) de la Faculté d'Économie de l'Université de Grenoble Alpes.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Connaître les usages électriques résidentiels : un enjeu majeur, *Guillaume Binet, Jean-Michel Cayla (n° 641, novembre-décembre 2018)*
- La sobriété dans les scénarios de transition, *David Laurent (n° 648, janvier-février 2020)*
- La sobriété énergétique, une notion disruptive de plus en plus étudiée, *Edouard Toulouse (n° 649, mars-avril 2020)*
- Le rôle du signal-prix dans la gestion d'un mix électrique «décarboné», *Jacques Percebois (n° 649, mars-avril 2020)*

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.