



La tarification dynamique : intérêts et limites

Auteurs :

Simona MILADINOVA et Seydou DIA

Relecteurs :

Jacques PERCEBOIS et François MIRABEL

Janvier 2022



Résumé

En 2023, tous les fournisseurs d'énergie de plus de 200 000 clients en France devront être en mesure de proposer une tarification dynamique temps réel aux consommateurs d'une puissance inférieure à 36 kVa. Les objectifs avancés pour la mise en place de cette tarification dynamique sont principalement l'exploitation du potentiel d'effacement du consommateur et l'importance de refléter le coût réel de la production et du transport de l'électricité.

Dans ce travail nous comprenons dans un premier temps les raisons et la pertinence de la mise en place d'une tarification autant pour les ménages, qui peuvent s'effacer, mais aussi pour les fournisseurs qui peuvent transmettre le vrai coût de l'électricité à leur client.

Nous étudions ensuite les différents types de tarification dynamiques que nous avons classés en 3 catégories : statique, hybrides et temps réel.

Nous montrons l'intérêt de la tarification statique à bandes horaires pour envoyer un signal prix aux consommateurs tout en évitant de se retrouver exposé à des prix trop élevés. Cela dit on remarque que dans la mesure où les prix sont actualisés quelques fois par an, il présente un risque pour les fournisseurs d'énergie.

Nous étudions par la suite différents types de tarification hybrides que sont le Critical Peak Pricing, le Peak-Time-Rebate et le Increasing Block Tariff Rate. Nous exposons le problème de « free rider » que peut engendrer la tarification PTR en ne pénalisant pas les consommateurs non disciplinés. Nous analysons également l'utilité d'une tarification IBT pour permettre à la fois l'accès à l'électricité aux populations à faibles revenus tout en permettant l'investissement par les populations les plus aisées. Nous présentons également les limites de leurs expérimentations dans certains pays en développement avec des seuils de prix mal calibrés montrant que les subventions croisées ne sont pas correctement déployées.

Les leçons tirées des pays par le déploiement de la tarification temps réel en Espagne et en Scandinavie montrent que les consommateurs peuvent bénéficier de prix bas en période de forte production renouvelable. Ces derniers une fois avertis n'hésitent pas à effectuer de l'arbitrage entre les offres à taux fixes et variables. L'intérêt d'une tarification dynamique est limité par le potentiel d'effacement des ménages qui est dans une certaine mesure surestimé. Le recours aux institutions étatiques est indispensable pour accompagner les consommateurs et minimiser le risque prix. Le développement d'infrastructure IT est nécessaire autant du côté des consommateurs que des fournisseurs.

Enfin, les spécificités du fonctionnement du marché posent des limites pour l'introduction des offres dynamiques. La mise en place d'une tarification à pointe mobile pourrait être le meilleur compromis permettant d'envoyer de meilleurs signaux prix. Cela en reflétant le coût de l'électricité tout en limitant l'exposition à des prix élevés.

Table des matières

Résumé.....	2
Introduction	5
1. Contexte.....	7
1.1. Constitution de nos factures	8
2. Méthodes de tarification dynamique.....	11
2.1. Méthodes statiques.....	12
2.1.1. Time of Use (ToU)	12
Cas du Royaume-Uni	13
2.1.2. Conclusion sur la tarification ToU.....	15
2.2. Méthodes hybrides (combinaison de statique et dynamique)	16
2.2.1. Critical Peak Pricing (CPP).....	16
2.2.2. Variable Peak Pricing (VPP)	17
Cas d'étude – Tarif TEMPO en France.....	18
2.2.3. Demand Reduction Programme (PTR).....	21
2.2.4. Increasing Block Tariff (IBT)	25
2.2.5. Conclusion sur la tarification hybride.....	26
2.3. Real Time Pricing (RTP).....	27
2.3.1. Cas d'étude.....	27
Cas de l'Espagne.....	27
Norvège.....	31
Suède.....	35
Estonie.....	35
2.3.2. Conclusion sur la tarification temps réel.....	37
3. Synthèse des barrières et avantages	38
3.1. Barrières et avantages comportementaux.....	38
3.2. Le développement de l'infrastructure IT et l'autoconsommation.....	41
3.3. Une exposition à des prix surélevés	43
4. Conclusion.....	45
5. Références	47

Table des figures

Figure 1 : Evolution des prix de l'électricité pour les ménages dans l'UE de 2008 à 2021 (EUROSTAT 2021)	8
Figure 2 : Origine des coûts de la facture d'électricité en France (CRE 2022)	9
Figure 3 : Méthodes de tarification dynamique (Enefirst 2020)	11
Figure 4 : Origine des coûts dans la facture d'électricité au Royaume-Uni (Ofgem 2021).....	14
Figure 5 : Illustration de la tarification Critical peak pricing (CPP) (Earle, Kahn, et Macan 2009)	17
Figure 6 : Illustration de la tarification Variable Peak Pricing (VPP) (Environmental Defense Fund 2015).....	17
Figure 7 : Schéma du principe de construction des journée type pour la tarification Tempo (« Tempo EDF 2022 : couleur du jour et lendemain, calendrier, tarif » 2019)	18
Figure 8 : Tableau de bord d'affichage de type de journée suivant le tarif Tempo (EDF 2022c)	19
Figure 9 : Illustration de la tarification Demand Reduction Programme (PTR) (Earle, Kahn, et Macan 2009)	21
Figure 10 : Coût économique en configuration PTR (Borenstein 2014)	23
Figure 11 : Structure tarification IBT	25
Figure 12 : Bande horaire pour le coût d'acheminement sur la tarification PVPC (REE 2022)	28
Figure 13 : Coût et consommation annuel de l'électricité entre 2009 et 2020 (OMIE 2022)	30
Figure 14 : Prix mensuel et annuel espagnol de 2008 à 2022 (Fariza 2022).....	30
Figure 15 : Répartition de part de marché par type de contrat en Norvège	33
Figure 16 : Pourcentage du volume d'électricité avec des contrat spot par année en Norvège (Council of European Energy Regulators 2019)	33
Figure 17 : Prix d'électricité sur la bourse Epex Spot pour la journée de 14/01/2022 (EPEX SPOT 2022).....	34
Figure 18 : Moyenne pondérée du prix du contrat « exchange » en Estonie par mois (Eesti Energia 2022).....	35
Figure 19 : Représentation agrégée de différents types de tarification dynamique en fonction du risque et de la récompense vis-à-vis du client (Faruqui et Lessem 2012)	40

Table des tableaux

Tableau 1 : Les prix de la tarification « Economy 7 » au Royaume-Uni (Energy Saving Trust, 2020)	13
Tableau 2 : Grille tarifaire de l'option Tempo EDF (mis à jour 01 janvier 2022) (EDF 2022b).....	19
Tableau 3 : Avantages et Inconvénients du tarif Tempo en France	20
Tableau 4 : Consommation d'énergie par type de consommateur en Espagne sur l'année 2019 (CNMC 2020)	29
Tableau 5 : Taux de changement de contrat d'électricité entre 2016 et 2019 en Espagne (CNMC 2020).....	29



Introduction

Entre janvier et mai 2021, l'agence fédérale du réseau électrique allemand a enregistré plus de 200 heures où le prix des marchés de gros de l'électricité étaient négatifs. Depuis la deuxième moitié de cette même année, les prix de marché de gros ont atteint plusieurs centaines d'euros en Allemagne et de manière générale sur toute la plaque européenne.

Ces variations reflètent le déséquilibre entre la production et la consommation d'électricité ou encore les différents coûts de production de l'électricité durant l'année, les mois ou la journée. Par-dessus tout, cela met en évidence le montant des économies qui peut être réalisé en faisant du déplacement de charge.

Contrairement à d'autres produits de base, la tarification de l'électricité a longtemps été caractérisée par un tarif forfaitaire n'obéissant pas à la règle de l'offre et de la demande. Cette structure historiquement employée partout dans le monde ne reflète pas le vrai prix du kWh et ainsi fausse clairement la réalité. Les premières améliorations des stratégies de tarification consistent à appliquer des tarifs statiques variant dans le temps, tels que la tarification en fonction de l'heure d'utilisation, en fonction des pointes critiques ou encore des programmes de réduction de la demande. L'objectif principal de ces mécanismes de tarification est d'inciter les consommateurs, sous une contrainte économique, à réduire leur consommation durant les périodes de pointe. Cette action facilite l'équilibrage entre l'offre et la demande au moment les plus critiques pour les gestionnaires de réseau. La deuxième génération de tarification améliorée consiste à prendre en compte l'évolution du prix de marché de gros lors de la synthèse du prix d'électricité sur le marché de détail.

Dans la littérature le terme "Tarification dynamique" est utilisé pour désigner dans la plupart des cas les méthodes dites de "Tarification en temps réel" et parfois même les méthodes dites de "Tarification statique et variable dans le temps". Il est important de spécifier la terminologie de départ pour une meilleure compréhension du lecteur.

Dans ce qui suit nous allons voir plus en détails le principe et la définition de chacun de ces modèles ainsi que leurs intérêts et inconvénients. Nous appelons tarification dynamique, toute tarification n'étant pas à un seul taux fixe sur une période prédéterminée. Nous avons fait ce choix de terminologie pour que notre étude puisse englober plusieurs types de tarification variant dans le temps.

Nous dénombrons 3 types de tarification dynamique. La première est une tarification dite statique où nous avons des prix constants pour différentes périodes de la journée. Les prix sont les mêmes pour différentes bandes tarifaires pour une durée déterminée. Ces prix sont actualisés une à deux fois par an.

Une autre tarification dite temps réel quant à elle, voit son prix varier beaucoup plus fréquemment (jusqu'à un prix toutes les heures de la journée pour chacun des jours du mois). Son déploiement est discuté dans

de nombreux pays actuellement. Des nouvelles réglementations peuvent émerger à l'avenir avec une granularité de temps inférieure à l'heure. Ces prix dépendent principalement du marché de gros de l'électricité.

Enfin, un troisième type de tarification est une combinaison des deux précédentes avec, pour une période déterminée, des prix fixés à l'avance et la possibilité pour ces derniers de changer à la hausse ou à la baisse durant des périodes qui peuvent également varier d'une à quelques heures.

Dans cette étude, nous réfléchirons aux différentes manières dont ces trois types de tarifications peuvent être implémentées, les avantages qu'elles apportent mais aussi les limites qu'elles posent. Nous ferons également le parallèle avec des pays ayant expérimenté ces tarifications et les leçons qui en ont été tirées.

Enfin, nous synthétiserons les barrières et intérêts de la tarification dynamique temps réel qui devra être proposée par une liste de fournisseurs en France au plus tard au 1er juillet 2023.



1. Contexte

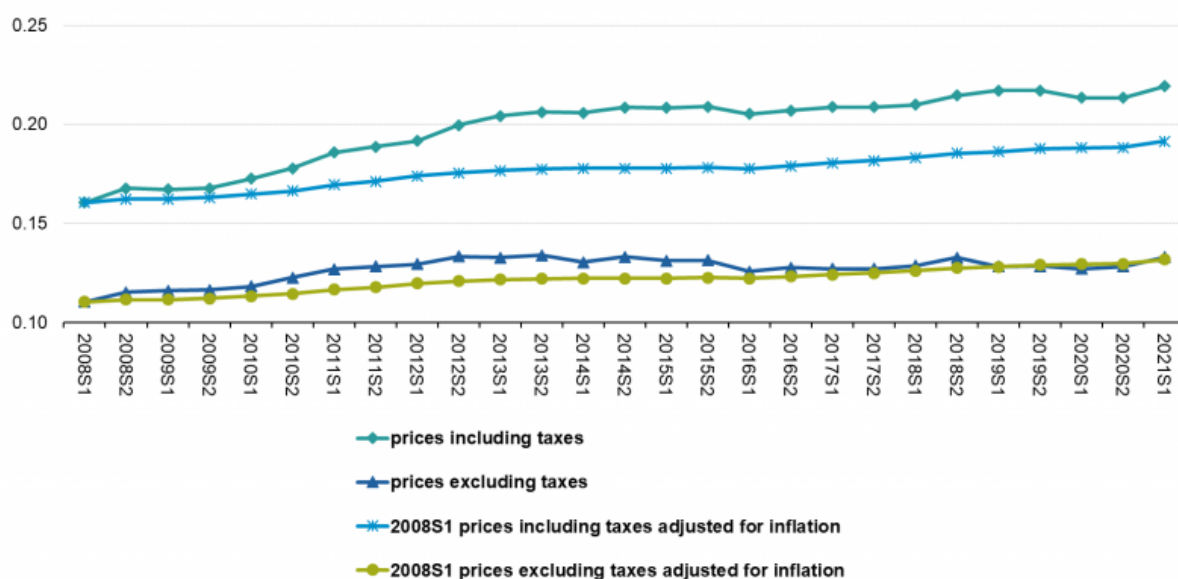
L'article 11 de la directive européenne 2019/944 impose à tout fournisseur de plus de 200 000 sites de proposer à un client disposant d'un compteur intelligent une tarification indexée sur le marché de gros (DIRECTIVE (UE) 2019/944 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL, 2019). La directive impose un prix qui peut varier au minimum toutes les heures. L'indexation doit être réalisée au minimum à 50 % du marché journalier et intra-journalier dans le but d'être représentatif des variations de prix du marché spot. Cette volonté d'instaurer une tarification dynamique s'ancore dans des objectifs de transition énergétique qui consistent à exploiter le potentiel de flexibilité du consommateur. En effet, les offres existantes sur le marché actuel (prix constants, bande tarifaire différenciée, offre à pointe mobile) ne permettent pas au consommateur de disposer d'un signal prix fort sur le niveau de stress du réseau ou sur le niveau de carbonatation du mix énergétique courant. L'accès à cette information par le consommateur induit une incitation économique pour ce dernier qui est supposé être "encouragé" à décaler sa consommation à des périodes où les prix sont moins élevés. Nous ne rappellerons pas une nouvelle fois la structure du marché spot en Europe mais le mécanisme de merit-order fait que les centrales sont appelées par ordre de coût marginal croissant ce qui induit des prix de l'électricité élevés lors des heures de fortes consommations et des prix faibles lors des périodes creuses.

Bien que les tarifications dynamiques de l'électricité soient théorisées depuis la deuxième moitié du 20^{ème} siècle (Baughman, Siddiqi, et Zarnikau, 1997), elle a été accélérée par le développement du numérique lui-même insufflée par la transition énergétique. En effet, la croissance rapide des énergies renouvelables, qui sont des actifs de production non pilotables, impose une plus grande flexibilité face aux aléas de production pour assurer constamment un équilibre entre l'offre et la demande. C'est donc dans un contexte de transition énergétique que le réseau électrique a besoin de s'adapter pour assurer un approvisionnement en électricité qui rappelons-le, est un bien d'utilité publique difficilement (voire non) substituable (Auray, Caponi, et Ravel, 2020). Le réseau électrique dispose déjà de plusieurs sources de flexibilité pour stabiliser le réseau en cas de fort stress. On pense bien sûr au stockage, aux importations réalisées grâce aux interconnexions, ou encore l'utilisation de moyens de production pilotables qui sont bien souvent les plus carbonés (centrales au fioul, gaz et charbon). En reprenant l'expression "le kWh le plus propre est celui qu'on ne consomme pas", on comprend facilement qu'intégrer le consommateur dans du *demand response* devient primordial pour éviter au maximum une production électrique carbonée.

Comme nous le disions précédemment, le contexte énergétique européen favorise le développement de tarification dynamique, même si ces méthodes de tarification ont déjà été expérimentées pour diverses raisons dans d'autres pays, et pas toujours pour des motifs de transition énergétique. En effet, bien que l'objectif soit aujourd'hui de devoir limiter nos émissions de CO₂, une tarification dynamique peut-être mise en place pour d'autres raisons tels que faciliter les investissements pour les fournisseurs et producteurs d'énergie (Matisoff, 2020) ou encore envoyer un signal prix aux investisseurs pour développer

de nouveaux moyens de production comme les prix nodaux aux Etats-Unis (Pettersen, Ekern, et Willumsen, 2011). En effet, bien qu'une tarification à taux fixe offre aux consommateurs des factures d'électricité sans incertitude, elle mène le plus souvent à des investissements en capacité coûteux pour renforcer le réseau électrique. Durant ces dernières années, le prix de l'électricité n'a cessé d'augmenter sur la durée mais on commence à comprendre que ce n'est pas toujours le bon signal prix qui est envoyé. Les taxes n'ont cessé de peser de plus en plus dans les factures pour financer les énergies renouvelables (voir Figure 1) et il semblerait que la tarification dynamique serait une des solutions pour réduire la facture des ménages.

Development of electricity prices for household consumers, EU, 2008-2021
(EUR per kWh)



Source: Eurostat (online data codes: nrg_pc_204)

eurostat

Figure 1 : Evolution des prix de l'électricité pour les ménages dans l'UE de 2008 à 2021
(EUROSTAT 2021)

1.1. Constitution de nos factures

Avant de se plonger dans les différentes tarifications dynamiques existantes nous tenions à faire tout d'abord un arrêt sur image de la structure de tarification actuelle. En effet, pour pouvoir mettre en place une tarification qui puisse envoyer un signal prix au consommateur il faut comprendre de quelle manière sont constituées nos factures. En fonction des pays, la facture peut être constituée de différentes composantes basées sur l'énergie consommée ou sur la puissance appelée au réseau avec une différenciation temporelle.

La facture d'électricité se décompose en trois tiers de nos jours. Le premier tiers lié aux coûts de production, le second tiers lié aux coûts d'acheminement (transport et distribution) et le troisième aux taxes.

Le coût de production (ou d'approvisionnement), comme son nom l'indique, reflète les frais liés à la production de l'électricité qui peut être produite par différents moyens de production plus ou moins

carbonés. Quant au coût d'acheminement, il représente le tarif d'utilisation de l'infrastructure détenue par le gestionnaire de réseau. Cette indemnité est perçue par le fournisseur d'énergie pour ensuite être versée au gestionnaire de réseau et de distribution. Enfin, nous retrouvons les taxes et les contributions hors taxes qui viennent s'ajouter à la facture d'électricité des ménages. On retrouve quatre charges dans nos factures d'électricité que sont :

- **La contribution tarifaire d'acheminement** : 21.93% du tarif d'acheminement
- **La contribution au service public d'électricité** : calculée en fonction de la consommation pour un montant 0.0258 EUR / kWh depuis le 1er janvier 2022
- **La taxe sur la consommation d'électricité** : Elle dépend de la puissance souscrite et d'un coefficient multiplicateur fixé et voté par les conseils municipaux. Perçue pour le compte des communes (ou selon le cas, des établissements publics de coopération intercommunale).
- **La taxe sur la valeur ajoutée** : La TVA est appliquée à un taux de 5.5% sur le montant de l'abonnement et à 20% sur le montant des consommations d'électricité.

Chacune des 3 composantes de nos factures pèse pour environ un tiers dans la réalité (voir Figure 2).

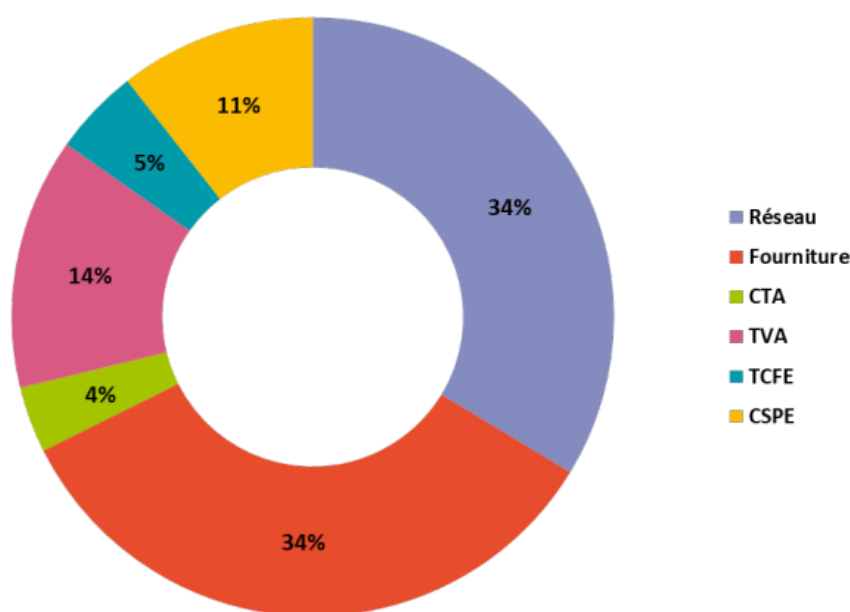


Figure 2 : Origine des coûts de la facture d'électricité en France
(CRE 2022)

On peut affirmer que la part de la facture du consommateur est en partie déterminée par la quantité d'énergie consommée. Appliquer une tarification dynamique peut donc potentiellement avoir un réel impact sur le montant des factures et induire des changements de comportements.

De plus, une tarification dynamique peut aussi être appliquée sur la composante distribution/transport (TURPE en France). Dans ces configurations, le consommateur peut souscrire à différentes puissances en fonction de l'heure de la journée et optimiser sa facture. La tarification dynamique en puissance ne sera pas le cœur de notre travail mais sera évoquée au travers des différents cas d'études que nous verrons.

Somme toute, il ne faut pas oublier que l'électricité est un bien difficilement substituable, et qui sera amené à l'être encore moins avec l'électrification des usages. Une tarification dynamique peut exposer les

consommateurs à des prix élevés. Il se peut que ces hausses de factures ne fassent que peser sur les factures de ménages dans l'incapacité de décaler leur consommation. On retrouve donc déjà un premier problème auquel fait face la tarification dynamique. La mise en place d'une tarification dynamique de l'électricité doit concilier signal prix efficace au consommateur tout en le protégeant des variations extrêmes qui l'empêcheraient de subvenir à ses besoins. Bien que ce premier problème puisse être trivial, il existe d'autres problèmes sous-jacents à l'établissement d'une tarification dynamique comme nous le verrons tout au long de notre travail.

2. Méthodes de tarification dynamique

Comme expliqué plus tôt, il existe plusieurs types de tarifications dynamiques qui présentent chacune leurs avantages et inconvénients. La principale différence entre les différents modèles de tarification réside dans la fréquence de variation du prix et la manière dont les variations de prix sont communiquées (voir Figure 3).

Cependant, en ce qui concerne les définitions, l'article 2 (15) de la directive européenne 2019/944 (DIRECTIVE (UE) 2019/944 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL, 2019) définit un contrat dynamique de prix de l'électricité comme suit :

"Un contrat de fourniture d'électricité entre un fournisseur et un client final qui reflète la variation des prix sur les marchés spot, y compris les marchés day-ahead et intraday, à des intervalles au moins égaux à la fréquence de règlement du marché."

Sur la base de cette définition, le Conseil des régulateurs (Florence School of Regulation, 2020) européens de l'énergie (CEER) recommande que les contrats à prix dynamique fassent référence aux prix du marché day-ahead par souci de simplicité. Les contrats peuvent également faire appel aux prix de gros sur le marché intrajournalier et intégrer le mécanisme d'ajustement, bien que de tels tarifs soient plus complexes à mettre en œuvre.

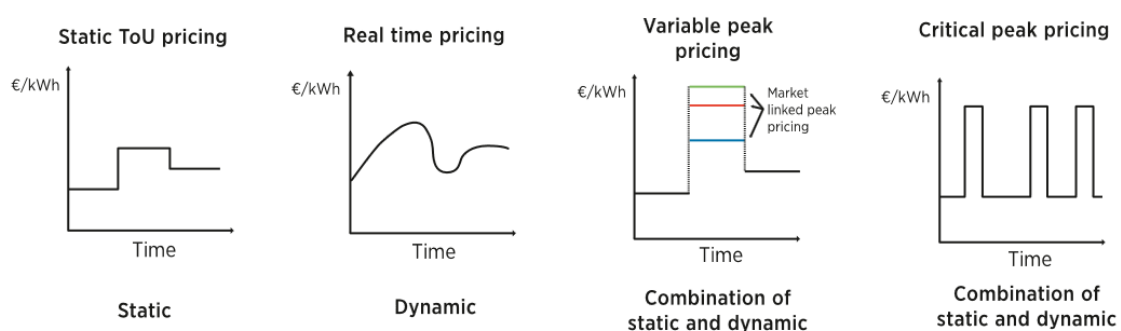


Figure 3 : Méthodes de tarification dynamique
(Enefirst 2020)

2.1. Méthodes statiques

2.1.1. Time of Use (ToU)

Le principe de la tarification ToU appartient au groupe des tarifications statiques parce que les tarifs sont prédéfinis à l'avance et s'appliquent généralement à des blocs de temps de plusieurs heures. Pendant ces périodes spécifiques les tarifs restent constants. Un des modèles de tarification ToU connu de tous est la tarification simple de jour et de nuit pour refléter les heures de pointes la journée et les heures creuses la nuit.

Pour être précis concernant la terminologie que nous utilisons par la suite : nous faisons référence à la tarification statique en utilisant l'acronyme ToU. Nous faisons cette clarification parce que dans la littérature vous pouvez retrouver l'abréviation ToU signifiant tout type de tarification dynamique variant dans le temps.

La mise en œuvre des tarifs ToU a commencé en Europe dans les années 1960, lorsque le chauffage électrique est devenu de plus en plus répandu dans les ménages européens. La tarification jour/nuit a été employée pour inciter les usagers à décaler leur consommation pendant les heures creuses. Nous remarquons donc qu'il ne s'agit pas d'un mode de tarification très récent. En revanche, c'est une tarification qui a servi en tant que modèle fondateur pour le développement des tarifs dynamiques supplémentaires et plus complexes qui sont apparus sur le marché. Néanmoins, cette tarification reste la plus communément employée dans la plupart des pays en Europe (Enefirst, 2020).

Ce qu'il faut retenir pour la tarification ToU est que les prix payés pour l'énergie consommée pour les différentes périodes sont connus des consommateurs bien à l'avance. Comme pour tous les autres modes de tarifications que nous présentons, le but de la tarification ToU est de permettre aux utilisateurs de faire varier leur consommation énergétique en fonction des prix en déplaçant leur utilisation tout en optimisant leurs coûts énergétiques et en réduisant leur consommation globale. Cette tarification permet aussi de réduire le niveau de demande sur le réseau aux moments où la consommation nationale est au plus haut. L'exemple le plus connu correspond aux ménages qui vont attendre 22h pour lancer leur machine à laver ou leur lave-vaisselle et qui en conséquence réalise un décalage de charge. Ces méthodes ont pu montrer leur efficacité dans de nombreux réseaux électriques.

La tarification en fonction de l'heure de consommation a été mise en œuvre par de nombreux états en Amérique du Nord.

On pense notamment à la Californie, qui après avoir traversé de nombreuses crises du réseau électrique (Percebois, 2017) ont vu les ToU émergés. Avec des ratios de prix 2:1 entre la période pleine et creuse, les premiers résultats lors de leur mise en œuvre considéraient que leur introduction a permis de réduire la charge de pointe de 5%. De plus, dans un état où les renouvelables ont une part de 30%, l'introduction des ToU ont permis le développement de l'autoconsommation (PV et stockage) pour réaliser de l'arbitrage et permettre des économies d'énergie jusqu'à 20% annuellement (Dia, 2021).

Une autre expérience mise en œuvre en Pennsylvanie a révélé une élasticité de substitution moyenne de -0.14. Cela signifie qu'une augmentation de 100 % du prix correspond à une réduction de 14 % de la demande (Albadi et El-Saadany, 2008). La tarification ToU s'avère donc avantageuse pour les consommateurs disposant de la flexibilité requise.

Cela dit, les prix ToU présentent une limite : la fréquence à laquelle ils sont actualisés. En effet, les prix étant fixés à l'avance, il est impossible d'envoyer un signal prix au consommateur lors d'évènement exceptionnel des prix ou encore lors d'une tendance haussière des prix de l'électricité abrupte.

Cas du Royaume-Uni

L'objectif d'une production d'électricité décarbonée d'ici 2035 est un des buts principaux à atteindre du gouvernement actuel du Royaume-Uni. (« UK Enshrines New Target in Law to Slash Emissions by 78% by 2035 » 2021). Le pays a fait notamment de grands efforts pour sortir du charbon en mettant en arrêt la quasi-totalité de sa production électrique au charbon. Cependant la fermeture de ces centrales au charbon a eu un impact sur les quantités d'énergie que le Royaume-Uni est capable de fournir. L'investissement dans des énergies renouvelables pour pallier aux prévisions de pénuries d'énergie ne peut se faire sans l'inclusion du consommateur britannique en tant qu'acteur clé dans la transition énergétique. Ainsi le Royaume-Uni a mis en place des tarifs d'utilisation de l'énergie électrique de type ToU dans le but d'inciter la réduction de la demande, et par conséquent de diminuer la pression sur les infrastructures électriques britanniques.

La tarification ToU historique au Royaume-Uni est la tarification "Economy 7" (EDF, 2022a). Avec un tarif Economy 7, la consommation électrique pour les britanniques est facturée à deux taux - un taux de jour et un taux de nuit. Le taux de nuit est le taux le plus économique pour le consommateur. Il est appliqué pendant 7 heures creuses se situant en général entre 22h le soir et 8h du matin, d'où le nom de la tarification "Economy 7".

Le prix moyen de l'électricité au Royaume-Uni était de 16,36 pence par kilowattheure pour le tarif standard avec un taux fixe toute l'année (avril 2019-avril 2020). Les variations du prix pour la tarification "Economy 7" sont illustrées ci-dessous :

Tariff	Price per kWh
Off-peak (night rate) economy 7 electricity	9.76p
On-peak (day rate) economy 7 electricity	20.03p

Tableau 1 : Les prix de la tarification « Economy 7 » au Royaume-Uni
(Energy Saving Trust, 2020)

A condition que le consommateur déplace sa consommation la nuit, nous pouvons remarquer (voir Tableau 1) qu'en souscrivant à cette tarification, le consommateur économise 50% de ces dépenses dédiées à la consommation d'électricité.

De ce fait, nous arrivons à la conclusion que les consommateurs doivent avoir une consommation d'électricité assez flexible afin de pouvoir bénéficier des prix bas pendant les périodes off-peak¹. Les consommateurs qui vont au mieux tirer parti de l'avantage de cette tarification sont ceux possédant des véhicules électriques et les personnes qui ont un mode de vie plus souple pouvant utiliser leurs appareils ménagers la nuit.

Deux points en particulier sont en faveur de cette tarification :

¹ off-peak : terme anglais utilisé pour faire référence à des périodes hors périodes de pointe

- Le gouvernement britannique s'est engagé à ce que le pays atteigne un niveau d'émissions nettes de carbone nul d'ici 2050. (« UK Enshrines New Target in Law to Slash Emissions by 78% by 2035 » 2021) Il éliminera progressivement la vente de nouveaux véhicules à essence et diesel au cours des 10 à 20 prochaines années. Il y aura beaucoup plus de recharges de véhicules électriques. Il faut donc prévoir le besoin de surproduction, d'où l'intérêt de décaler la consommation en soutirant le plus possible l'énergie renouvelable pendant les périodes de faible demande.
- De plus en plus d'appareils intelligents arrivent sur le marché. Les appareils intelligents peuvent communiquer avec le compteur intelligent et décider quand s'allumer et s'éteindre pour tirer le meilleur parti du tarif souscrit.

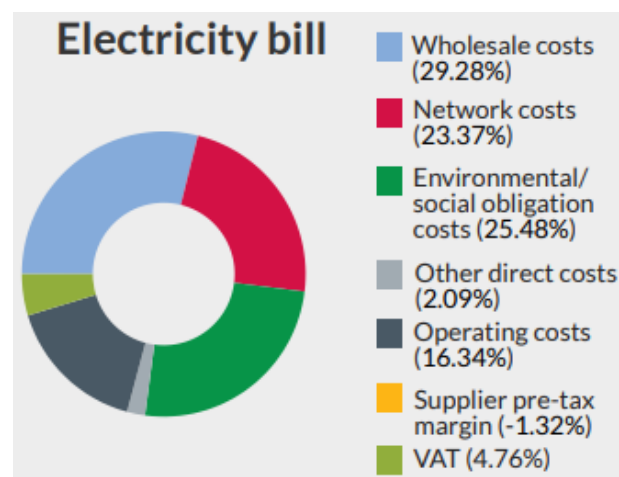


Figure 4 : Origine des coûts dans la facture d'électricité au Royaume-Uni
(Ofgem 2021)

A la suite de cette tarification et l'arrivée massive des énergies renouvelables, le Royaume-Uni a commencé à mettre en place des tarifications plus sophistiquées et plus complexes qui intègre une indexation sur les marchés de gros (voir Figure 4). Nous vous reportons vers les paragraphes abordant les sujets de la tarification dynamique en temps réel (RTP) pour découvrir les phénomènes provenant de cette tarification.

En résumé on voit que les taux horaires sont plus efficaces économiquement et équitables que les taux fixes, car ils encouragent le déplacement permanent de la charge en dehors des heures de pointe. Ils ont une conception simple, prévisible et facile à comprendre pour les clients, comme le montrent les exemples dans plusieurs pays du monde.

2.1.2. Conclusion sur la tarification ToU

Comme les tarifs ToU ne reflètent pas les variations des coûts, et les conditions réelles du réseau, le risque lié à la facture est plus modéré que dans le cas d'une tarification plus complexe comme le tarif en temps réel (RTP) que nous verrons par la suite. Les tarifs ToU pourraient également être utilisés pour encourager l'adoption de véhicules électriques rechargeables, des systèmes solaires photovoltaïques et des technologies de stockage d'énergie distribuées en proposant des tarifs plus bas pendant la période optimale de chargement (heures creuses) et de tarifs plus élevés pendant la période de pointe.

En fait, de nombreux services publics sont en train de mettre en vigueur des politiques de tarification adaptées pour le développement de ces nouvelles technologies moins polluantes.

Des pays ont déjà mis en place des tarifications plus sophistiquées combinant des comportements statiques et dynamiques du prix d'électricité influencés par différents facteurs. Ces tarifications sont motivées par l'hétérogénéité des consommateurs ainsi que par des événements extrêmes qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

2.2. Méthodes hybrides (combinaison de statique et dynamique)

Un moyen d'envoyer un signal au consommateur de l'état de la production d'électricité est de coupler à une tarification statique (bande tarifaire) des événements ponctuels de fortes hausse (ou baisse) des prix.

2.2.1. Critical Peak Pricing (CPP)

Dans le cadre du CPP, certaines heures (par exemple, de midi à six heures) sont désignées comme heures de pointe critiques. Les jours que le service public désigne comme jour de pointe critique ou jour d'événement critique, le consommateur paie plus que le tarif habituel pendant ces heures de forte consommation. Les jours de pointe critiques ne sont connus que la veille ou le jour même de la pointe critique. Il y a généralement une limite au nombre de jours de pointe critiques dans l'année et ils sont restreints à la saison hivernale en France ou estivale dans un état comme celui de la Californie.

Bien que moins représentatif, le CPP est également appliqué dans les pays européens. Dans une faible mesure, on la retrouve en France, au Royaume-Uni, en Lituanie, au Portugal et en Roumanie (ACER Market Monitoring Report, 2016).

Une expérience, menée en Floride par la Gulf Power Company, a utilisé la tarification CPP afin de comprendre le comportement de ses clients. Les clients étaient équipés de thermostats intelligents qui ajustaient automatiquement la température et la consommation des autres appareils en fonction d'un signal prix. Dans ce programme, les prix normaux en fonction de l'heure de consommation ont été appliqués pendant 99 % (8672 heures) des heures de l'année. Pendant le 1 % (88 heures) restant des heures, le service public avait la possibilité de facturer un prix de pointe critique, plus élevé que le prix normal de la période de pointe. Ce programme a permis de réduire de 42 % la demande de pointe pendant les périodes de pointe critiques. (Albadi et El-Saadany, 2008)

Dans la conception du tarif CPP, les éléments importants sont la fenêtre temporelle sur la période de prix de pointe et le degré de différenciation des prix entre les périodes de pointe et hors pointe. Le prix de pointe est égal pour tous les jours où le réseau fait face à un événement critique. Le prix hors pointe est construit de façon à ce qu'il soit moins élevé que le prix d'une tarification à taux fixe pendant une durée d'au moins un an. La Figure 5 illustre le principe de la tarification CPP.

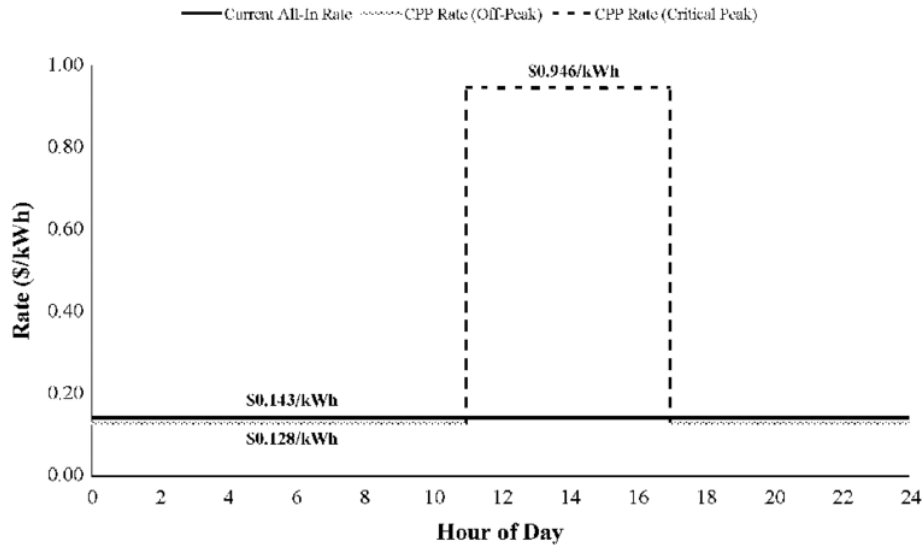


Figure 5 : Illustration de la tarification Critical peak pricing (CPP)
(Earle, Kahn, et Macan 2009)

2.2.2. Variable Peak Pricing (VPP)

La construction de la tarification VPP (Variable Peak Pricing) ou tarification variable en fonction de l'heure de pointe est basée sur le découpage de la journée en plusieurs périodes. A titre d'exemple, un découpage peut être fait de la manière suivante : heures creuses, heures de pointes et heures pleines. Le terme variable de cette tarification signifie que le prix des heures de pointe peut évoluer d'un jour à l'autre reflétant les conditions du système électrique. De manière générale, les prix concernant les autres périodes ne varient pas au cours du mois. C'est une version améliorée de la tarification CPP du point de vue du prix de la consommation lors d'un événement perturbant le réseau en faisant bouger les prix à la hausse (voir Figure 6).

Bien évidemment, les consommateurs sont informés à l'avance de ces prix de pointe la veille pour qu'ils puissent ajuster leur consommation le lendemain.

Cette méthode plus complexe que le simple concept de la tarification ToU incite les clients à réagir de la même manière qu'ils le feraient pour la tarification ToU, mais permet de réduire encore plus la consommation d'électricité lorsque les coûts sont plus élevés en fixant un prix de pointe plus élevé ces jours-là. VPP a permis de réduire la demande de pointe jusqu'à 32 % dans les pays suivants l'étude Smart Study TOGETHER 2011 d'Oklahoma Gas & Electric (OG&E) (Environmental Defense Fund, 2015).



Figure 6 : Illustration de la tarification Variable Peak Pricing (VPP)
(Environmental Defense Fund 2015)

Cas d'étude – Tarif TEMPO en France

Les ménages français ont le choix entre plusieurs solutions pour leur abonnement d'électricité :

- Un tarif TRV (proposé par le fournisseur historique EDF)
- Un tarif indexé sur le TRV (tarif proposé de la majorité des concurrents d'EDF)
- Un tarif dynamique (proposé par la compagnie danoise BARRY et LECLERC)
- Des tarifs de type CPP et VPP par EDF

Aujourd'hui 22 millions de ménages français sur 33 ont souscrit au tarif réglementé (TRV) ce qui représente une consommation annualisée de 107.1 TWh/an. Les autres, parmi lesquels on compte les commerçants et les industriels, ont le choix entre les solutions présentées ci-dessus.

Nous allons nous concentrer sur le système de tarification de type "hybride". C'est à dire constitué d'une composante statique et dynamique. Un bon exemple est le celui de la tarification TEMPO proposée par EDF. Le principe du tarif TEMPO repose sur six prix prédéfinis basés sur les prévisions du marché et le temps d'utilisation.(Correia-da-Silva, Soares, et Fernandez, 2019.)

Suivant cette logique, le tarif Tempo se divise en trois types de jours (voir Figure 7), composés chacun d'heures pleines et d'heures creuses :

- 300 jours Tempo bleu à prix avantageux
- 43 jours Tempo blanc à prix moyen
- 22 jours Tempo rouge à prix très élevé

Ensuite, chaque journée type est divisée en deux périodes. Une première période de 16h entre 6h et 22h représentant les heures pleines, donc de fortes consommations, et une deuxième période de 8h, entre 22h et 6h du matin correspondant aux heures creuses.

Il a été estimé que pour une maison française moyenne de 1 kW, le tarif Tempo a entraîné une réduction de la consommation de 15% les jours " blancs " et de 45% les jours " rouges ". En moyenne, les clients ont économisé 10 % sur leur facture d'électricité, ce qui peut être significatif, surtout si l'on tient compte des hivers froids et de la dépendance d'une majorité de ménages français vis-à-vis du chauffage électrique. (Eid et al., 2016)



Figure 7 : Schéma du principe de construction des journées type pour la tarification Tempo
(« Tempo EDF 2022 : couleur du jour et lendemain, calendrier, tarif » 2019)

Concrètement la méthode de tarification proposée par l'offre Tempo, comme beaucoup d'autres tarifs, est constituée d'une partie "abonnement annuel" et une autre concernant le prix du kWh. Bien évidemment le fournisseur doit couvrir ses coûts fixes avec l'indemnité annuelle et s'approvisionner avec l'énergie promise au consommateur. Nous remarquons une grande différence lors d'une journée rouge entre le tarif par kWh heure creuse et heure pleine. Bien que le prix pour les heures creuses pour une journée "rouge" ne soit pas tellement différent comparé aux autres prix d'heures creuses, il est important de souligner que c'est le différentiel de prix lors d'une journée rouge qui envoie le signal-prix au consommateur.

Puissance souscrite	Abonnement annuel	Prix du kWh TEMPO					
		Bleu Heures creuses	Bleu Heures pleines	Blanc Heures creuses	Blanc Heures pleines	Rouge Heures creuses	Rouge Heures pleines
9 kVA	182.88 €	0.1231 €	0.1498 €	0.1412 €	0.1773 €	0.1509 €	0.6274 €
12 kVA	220.68 €						
15 kVA	255.24 €						
18 kVA	281.04 €						
30 kVA	423.12 €						
36 kVA	495.36 €						

Tableau 2 : Grille tarifaire de l'option Tempo EDF (mis à jour 01 janvier 2022)
(EDF 2022b)



Figure 8 : Tableau de bord d'affichage de type de journée suivant le tarif Tempo
(EDF 2022c)

L'image ci-dessus montre l'affichage des journées pour le mois de janvier en fonction de la couleur attribuée par EDF. Le client est prévenu la veille pour le lendemain. Les jours rouges ne peuvent être

compris que du lundi au vendredi et jamais le week-end ou les jours fériés. Il ne peut donc y avoir plus de 5 jours d'affilée, ce qui est confirmé par la figure ci-dessus.

Il est clair que l'option Tempo peut convenir aux consommateurs étant capable de réduire considérablement leur consommation d'électricité pendant les 22 jours hivernaux annuels de pointe. En effet, le prix du kWh en heures pleines en jour "rouge" est presque 6 fois plus élevé que le prix du kWh en heures pleines en jour "bleu" (voir Tableau 2). Sachant que la couleur de la journée suivante est annoncée la veille à 20h, le consommateur doit pouvoir s'adapter et donc être flexible dans ses besoins. Être flexible sous-entend évidemment que les appareils ménagers pris en compte dans le plan de réduction de demande soient en mesure d'être potentiellement débranchés.

Comme les jours "rouges" sont répartis dans la période hivernale, l'option Tempo convient difficilement aux consommateurs se chauffant à l'électricité. Il faut rappeler qu'en France, les situations de pics de prix correspondent historiquement à des vagues de froid hivernal intenses. A ce titre, les consommateurs au chauffage électrique devront tout particulièrement évaluer les risques associés en souscrivant à des offres de tarification variable dans le temps. (« Délibération de la CRE du 20 mai 2021 portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II » 2021)

En revanche, le tarif Tempo peut paraître très attractif pour certains consommateurs qui utilisent un mode de chauffage alternatif (un poêle à bois par exemple).

Avantages	Inconvénients
Les heures creuses et pleines sont moins chères que celles en option HPHC 300 jours par an	Il faut rythmer sa vie et sa consommation en fonction des jours et des heures pour que ce soit économique
Le service client de l'offre est complet, joignable par téléphone et internet	Le prix du kWh en "jour rouge" est très cher
Le prix du kWh est le même pour toutes les puissances	Le tarif Tempo augmente beaucoup depuis 2018
Les économies sont possibles, si une bonne maîtrise de la consommation globale est réalisée	Le tarif TEMPO n'est pas rentable pour les consommateurs ne disposant pas de sources d'énergie alternatives

Tableau 3 : Avantages et Inconvénients du tarif Tempo en France

2.2.3. Demand Reduction Programme (PTR)

Le tarif PTR pour Peak Time Rebate est une tarification particulière qui inclut un aspect statique et dynamique. Cette tarification a pour but de rémunérer le consommateur pour s'être effacé sur certaines périodes. L'objectif est de permettre au consommateur d'être récompensé en lui faisant bénéficier de bonus sur ces prochaines factures. La tarification PTR peut donc être vue comme un effacement qui est rémunéré sans pénalités à la hausse. En effet les PTR sont proposés pour des consommateurs payant un prix de l'électricité à taux fixe. Un nombre de fois limité ou non dans l'année, un signal est envoyé aux consommateurs au plus tard la veille pour lendemain pour les informer d'une journée de forte consommation où les coûts de production de l'électricité sont élevés. Ces signaux indiquent au consommateur qu'il est invité à s'effacer le plus possible sur une période donnée, appelé un événement, qui peut durer de quelques heures à une journée entière.

Le consommateur reçoit un message par voie électronique l'invitant à s'effacer durant les périodes requises pour bénéficier en contrepartie d'une réduction sur sa facture proportionnelle au montant de l'effacement effectué. A la différence des Critical Peak Pricing, les prix de l'électricité durant un événement ne subissent aucune hausse. En effet, dans le cas où le consommateur n'est pas en mesure de s'effacer ou de décaler sa consommation en dehors du créneau de l'événement, il n'est pas pénalisé et paye son taux fixe habituel.

On comprend donc que la motivation première des PTR est de tirer au maximum profit du potentiel d'effacement des consommateurs sans toutefois les exposer à des prix aberrants. Sur le papier et dans la théorie, les PTR semblent être un remède aux problèmes que posent les autres tarifications dynamiques. Il envoie un signal aux consommateurs quand le prix de l'électricité est élevé pour ensuite l'inciter à consommer sur une période où l'électricité sera moins chère en lui faisant bénéficier d'un prix au rabais. De plus, les consommateurs qui ne peuvent pas s'effacer et étant dépendant de leur consommation d'électricité pour subvenir à leurs besoins ne sont pas pénalisés et ne voient pas leur tarif changer. Les PTR seraient donc un moyen parfait d'inclure les petits consommateurs dans leur volonté de transition énergétique sans leur en faire payer les conséquences mais plutôt en les rémunérant pour leur bonne action.

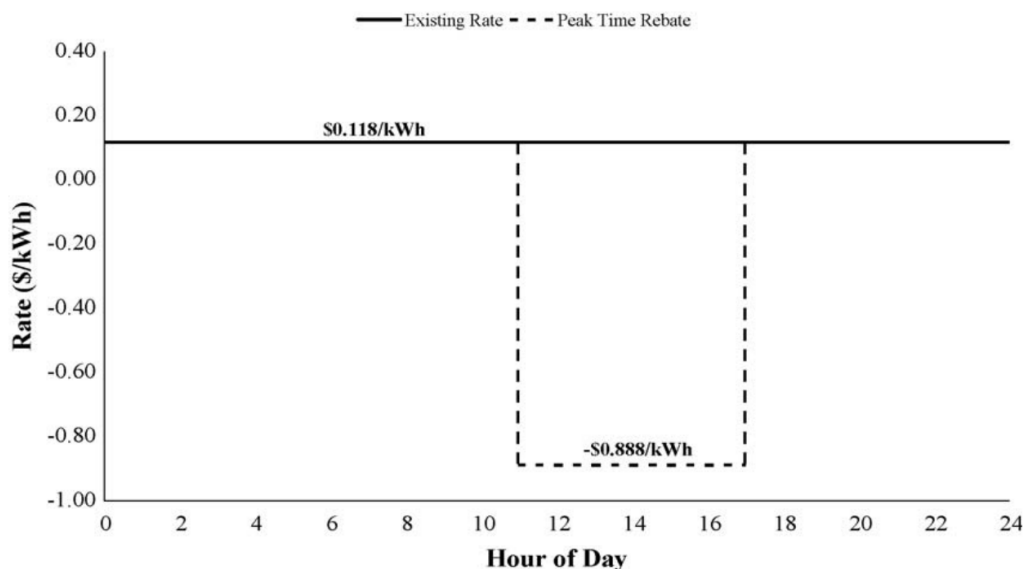


Figure 9 : Illustration de la tarification Demand Reduction Programme (PTR)
(Earle, Kahn, et Macan 2009)

Bien que sur le papier le PTR soit une solution à priori efficace pour inclure le consommateur, il présente certains défauts qui sont en partie liés à la manière dont les prix au rabais sont calculés.

Les tarifs PTR ont été largement déployés aux Etats-Unis, notamment en Californie avec des tarifs qui sont proposés par les trois principaux fournisseurs d'énergie de l'état que sont Pacific Gas & Electric, Southern California Edison et San Diego Gas & Electric. On retrouve également ce type d'offre dans l'Ohio, le Maryland ou encore la Nouvelle Orléans.

Les PTR ont pu se développer avec le déploiement des compteurs intelligents qui sont capables de réaliser des mesures de consommations précises et équipés de moyens de télécommunications. Ces compteurs intelligents sont des équipements primordiaux dans la mise en place de PTR.

Effectivement, les PTR s'appuient sur les compteurs intelligents pour calculer des rabais. Les fournisseurs d'énergie se basent sur ce que nous allons appeler une "*baseline*" qui représente le profil de consommation d'un client. Cette *baseline* permet d'identifier le niveau de consommation "habituel" du consommateur pour pouvoir calculer le rabais. Ce profil correspond habituellement à l'énergie consommée quotidienne d'un consommateur. La *baseline* est le plus souvent calculée en faisant la moyenne d'énergie consommée quotidienne en différenciant bien sûr les jours ouvrés du week-end. Lors d'un jour PTR, c'est la différence entre la *baseline* et la consommation effective qui permet de calculer le rabais et en conséquence la rémunération du consommateur. Ces *baselines* sont calculées sur la base de quelques jours ou quelques semaines précédant l'événement.

Le premier problème posé par cette tarification est le manque d'incitation à l'investissement dans l'efficacité énergétique. Investir dans des appareils de faibles consommations permet de réduire de manière pérenne les appels aux réseaux. Cela dit, les rabais dont le consommateur pourra bénéficier lors d'événement PTR seront également réduits. Dans cette configuration et d'un point de vue purement économique, il faudrait que le gain sur la facture finale apporté par de nouveaux appareils soit supérieur à la réduction dont bénéficie le consommateur qui souscrit au PTR (Williamson et Marrin, 2014).

Au-delà du manque d'incitation induit, la tarification PTR présente un autre problème lié au calcul de *baseline*. En effet, si c'est par rapport à un niveau inférieur à cette dernière qu'une rémunération est attribuée, toute consommation supérieure à la *baseline* établie n'est pas pénalisée. Ce qui semble faire des PTR une réussite peut aussi être la source de son échec sur le long terme.

Prenons l'exemple d'une tarification PTR où le tarif de base est de 0.20 EUR / kWh et que le fournisseur propose un rabais de 0.60 EUR / kWh pour tout kWh économisé par rapport à la *baseline*. Cela veut dire que l'incitation pour consommer en-dessous de sa *baseline* est de 0.80 EUR / kWh, tandis que si nous sommes au-dessus l'incitation s'élève à seulement 0.20 EUR / kWh. Cette grandeur est aussi appelée le coût économique du kWh qui est dans notre cas différencié.

Dans la mesure où les jours de stress correspondent à des jours de faible potentiel d'effacement des consommateurs (forte chaleur par exemple pour un état comme la Californie) il est très probable que les consommateurs soient au-dessus de leur *baseline* qui est calculée nous le rappelons sur une période antérieure (de quelques jours à quelques semaines précédant l'événement). Ils n'ont donc que très peu de chance de pouvoir se retrouver en dessous de leur *baseline* le jour de l'événement venu. Le coût économique ne serait donc que de 0.20 EUR / kWh si nous reprenons les données de notre exemple (voir Figure 10).

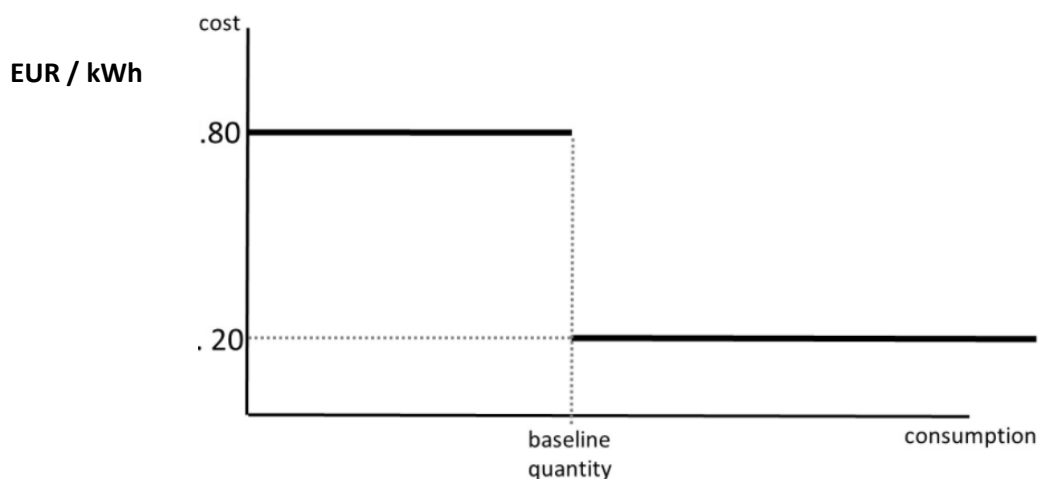


Figure 10 : Coût économique en configuration PTR
(Borenstein 2014)

De plus, Il a été remarqué que les rabais sont plus desservis dans le cadre du hasard que dans la cadre d'une volonté des consommateurs de s'effacer. Ce sont principalement des personnes qui auraient réduit leur consommation qu'il y ait eu un événement PTR ou non qui bénéficient de rabais sur leur facture. On a donc vu apparaître un phénomène de free rider dans les PTR que nous allons présenter ci-dessous.

Un petit calcul pour comprendre

Prenons l'exemple d'un consommateur A, soucieux de tirer profit de son potentiel d'effacement qui a une *baseline* établit à 50 kWh consommés par jour. Durant deux journées d'événement, la consommation de A s'est élevée à 45 kWh ce qui fait un total de 10 kWh en-dessous de la *baseline* en tenant compte des deux journées. En reprenant les données présentées ci-dessus, le gain sur la facture est de 6 EUR (10 kWh * 0.60 EUR / kWh). Si l'on prend une moyenne de 10 événements par an on se retrouve à une économie de 60 EUR à l'année sur la facture d'électricité ce qui est non négligeable.

Si l'on considère maintenant un consommateur B, qui a une consommation volatile, qui est très peu soucieux des coûts de l'électricité mais avec une *baseline* de 50 kWh comme le consommateur A. Durant le premier événement, le consommateur B n'est pas chez lui pour une raison quelconque qui n'est pas en lien avec le fait de vouloir réduire sa consommation. En résultat, sa consommation baisse de 20 kWh ce qui lui permet de bénéficier d'un rabais de 18 EUR sur le premier jour.

Durant le second événement, le consommateur B qui, rappelons-le, n'est pas soucieux d'être impliqué dans le *demand response*, décide de ne faire aucun effort d'économie et élève sa consommation à 70 kWh (utilisation de la climatisation au maximum durant toute la journée et un surplus de facture par rapport à sa *baseline* de 12 EUR).

Plusieurs choses sont à souligner dans notre exemple. On remarque que le rabais dont bénéficie le consommateur B est 3 fois supérieur à celui du consommateur A alors que ce dernier a bien réduit sa consommation.

L'une des limites de la tarification PTR est qu'elle rémunère d'une meilleure manière les consommateurs avec des profils de consommations variables plutôt que ceux qui ont un profil de consommation particulier bien régulier et identifiable.

De plus, les événements ayant lieu durant des périodes de l'année bien identifiées, le plus souvent en hiver et en été, il est arrivé par moment que certains consommateurs augmentent leurs consommations de manière volontaire pour ensuite pouvoir bénéficier de rabais à l'avenir le jour de l'événement venu. Les

fournisseurs d'énergie disposent de moyens de contrôle pour les gros consommateurs pour vérifier ce type de comportements mais un contrôle à cette échelle pour de petits consommateurs est difficilement envisageable sans être trop intrusif.

Malgré tous ces problèmes sous-jacents, les PTR ont tout de même du succès auprès de beaucoup de consommateurs parce qu'ils cachent le vrai coût de l'électricité. Au lieu de proposer des prix élevés durant les journées les plus chaudes, les PTR rémunèrent pour une conservation d'énergie (plus ou moins réel), et élèvent le prix sur les périodes normales pour couvrir les coûts. Au final, nous nous retrouvons avec les consommateurs qui utilisent le plus d'électricité lors des journées de stress de réseau qui sont subventionnés par les consommateurs consommant lors des jours de faible demande.

Cela dit, un argument en faveur des PTR est qu'ils permettent une transition vers une tarification temps réel où les consommateurs seraient exposés au prix spot des marchés de gros. On peut en effet penser que les PTR feraient office de transition vers une tarification dynamique indexée sur le marché de gros. Cependant, il ne faut pas perdre de vue qu'un consommateur habitué à être rémunéré pour réduire sa consommation sur les jours de pic de prix, pourra exprimer de la réticence à être exposé à des prix beaucoup plus élevés ces mêmes jours.

Enfin, avec un développement massif des énergies renouvelables et les impératifs de transition énergétique, il est indispensable que les consommateurs soient conscients du vrai prix de l'électricité. Il semblerait que les PTR soit une solution potentielle de transition mais qui présente de nombreux défauts. Une tarification temps réel serait plus adaptée pour envoyer un signal prix efficace aux consommateurs mais en les exposant aux risques de factures très élevées.

2.2.4. Increasing Block Tariff (IBT)

Avant de clôturer ce chapitre sur la combinaison du statique et dynamique nous souhaitons faire un point d'arrêt sur les tarifs IBT.

Les IBT pour *increasing block tariff rate* est une tarification où le prix du kWh est variable en fonction de la quantité totale d'électricité consommée sur le mois. Les prix du kWh sont cumulatifs et croissants dans cette configuration. En effet un système de seuil est mis en place pour limiter la consommation en énergie sur la période de facturation (voir figure 11).

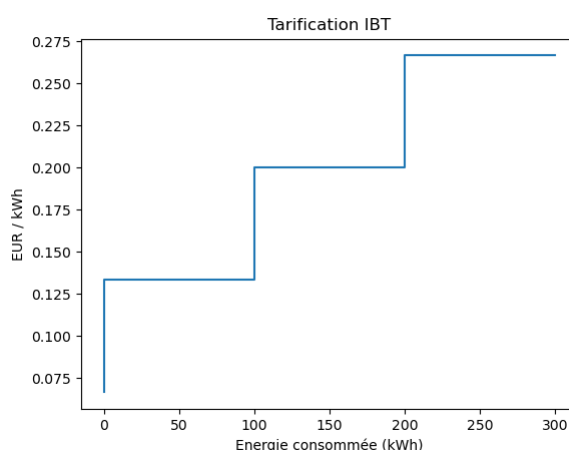


Figure 11: Structure tarification IBT

Comme nous pouvons le voir sur la figure ci-dessous, c'est le coût de l'unité qui est variable en fonction de la quantité d'énergie totale consommée. L'objectif des IBT est de permettre aux consommateurs à faible moyens de bénéficier de subventions de la part de gros consommateurs qui ont en théorie une consommation mensuelle élevée. Cette tarification a donc pour but d'inciter à une faible consommation en limitant les appels au réseau. Contrairement aux tarifications que nous avons vues précédemment, cette tarification n'envoie aucun signal sur le coût de production de l'électricité mais favorise plutôt la mise en place de subventions croisées.

Elle a principalement été utilisée dans des pays en voie de développement pour permettre aux populations aux faibles revenus d'avoir accès à l'électricité ou encore pour favoriser la production d'électricité domestique au travers de l'installation de panneaux solaires. Cela dit, les pays ayant expérimenté les IBT ont tiré deux conclusions. Les populations consommant le moins d'énergie ne sont pas de manière générale les populations les plus pauvres. En effet ces pays ont réalisé que le principe de subventions croisées avait bien lieu mais pas dans le sens escompté. Cela a été le cas de l'Ethiopie (Cardenas et Whittington, 2018) par exemple qui a expérimenté les IBT en 2016 pour faciliter l'accès à l'électricité. En plus de permettre un accès à une électricité peu chère, l'objectif du gestionnaire de réseau était de s'appuyer sur les programmes IBT pour faciliter ses investissements dans la construction d'infrastructures pour développer l'accès à l'électricité. Au moment du déploiement de ces prix, plusieurs études ont montré que les consommateurs ayant les moyens, étaient prêts à payer plus chère dans le but d'accéder à une électricité de meilleure qualité. Les autorités s'attendaient donc à avoir l'effet escompté en permettant aux ménages à faible revenu d'accéder à une électricité peu chère tout en investissant dans son réseau.

Dans le cas de l'Ethiopie il a été démontré que les consommateurs ne réagissent en rien à la structure IBT. En effet, un aspect que les autorités régulatrices avaient mal identifié est ce que nous appelons les connexions partagées. En effet, il est autorisé pour un groupe de maisons en Ethiopie de partager le point

de soutirage au réseau pour mutualiser les coûts. Cette configuration faisait atterrir les consommateurs à faible revenu dans le bloc tarifaire le plus élevé trop rapidement. En conséquence, ils ne recevaient pas la subvention qui leur était destinée. De plus, les IBT se sont également avérés inefficaces pour faire face aux investissements dont a besoin le pays qui souffre de nombreuses coupures de courant. La structure IBT proposait donc des prix trop élevés pour les ménages à faibles revenus et pas assez élevés pour les ménages aisés pour permettre l'investissement dans de nouvelles infrastructures. De plus il a été relevé qu'une corrélation entre revenus et consommation d'électricité était difficilement identifiable dans le pays.

En conclusion, plusieurs études sont allées dans le même sens en critiquant des expérimentations à Sao Tomé Principe ou encore au Cap Vert. La Banque Mondiale (Wodon et Angel-Urdinola, 2007) dans un rapport a d'ailleurs précisé que les IBT ne sont pas une bonne manière de subventionner l'accès à l'électricité. Le défi auquel font face les IBT est de pouvoir fixer des prix assez élevés pour aider à l'investissement tout en identifiant les segments de consommateur à qui ces offres sont destinées. Cela dit, ce type de tarification n'est pas du tout adapté à une problématique d'effacement dans la mesure où il ne permet pas de refléter le coût de production de l'électricité pour chacune des heures de la journée mais plutôt de limiter dans la durée la consommation d'énergie.

2.2.5. Conclusion sur la tarification hybride

L'idée de passer d'un prix de l'électricité invariable dans le temps à une tarification "en fonction de la charge de pointe", où les prix sont plus étroitement liés aux variations du coût marginal de production de l'électricité présente une bonne passerelle vers une tarification dynamique. Nous avons vu que le type de tarification hybride a comme défaut d'avoir tout de même des paramètres qui sont fixés ex ante. Or les prévisions à long-terme ne sont pas capables de nous montrer avec précision les différentes conditions du réseau électrique ponctuelles et très variables dans le temps pouvant générer des conséquences majeures économiques et techniques. La pointe mobile peut s'avérer être efficace en envoyant un signal prix fort. Mais son nombre limité d'événement peut poser problème. D'où l'apparition des méthodes de tarification dynamiques dite de temps réel reflétant la meilleure image du réseau électrique.

2.3. Real Time Pricing (RTP)

La tarification temps réel appelée en anglais *Real-Time-Pricing* est la tarification qui expose le consommateur au plus de risque et en conséquence celle qui est susceptible d'engendrer le plus d'économie sur sa facture d'énergie. Dans ce type de tarification dynamique, le prix peut varier sur des périodes allant de quelques heures à quelques dizaines de minutes. A la différence des autres tarifications dynamiques, l'objectif du RTP est d'envoyer au consommateur un signal prix fort représentatif du coût instantané de l'électricité (CEER, 2019).

Ce prix peut être indexé sur les prix du marché de gros ou sur le prix des congestions réseaux. L'incitation engendrée par ces deux tarifications est relativement différente. Une indexation sur le marché de gros a pour but d'envoyer un signal prix au consommateur pour qu'il puisse s'effacer et au contraire l'inciter à consommer sur des périodes où l'électricité est la moins chère. Sur le long terme ce type de tarification peut permettre d'éviter des installations de capacité supplémentaires et surtout éviter de faire appel aux moyens de production carbonés. Ces prix sont fixés la veille pour le lendemain via le mécanisme du merit-order et les consommateurs ont accès aux prix via une interface web ou une application pour consommer son électricité au moment où elle est la moins chère (selon bien sûr la disponibilité de sa capacité à s'effacer).

Une tarification dynamique en fonction des congestions réseau quant à elle, dépend du niveau de congestion du réseau infra journalier et sont difficilement accessibles aux consommateurs. En effet, ces prix sont dits nodaux et dépendent du niveau de saturation des lignes. Ce type de tarification met fin à la péréquation spatiale du prix de l'électricité. Elle indique au consommateur le niveau de stress sur le réseau avec des prix très volatiles. Ces prix peuvent varier à des pas de temps très faibles qui sont également de l'ordre de quelques dizaines de minutes. De plus, les prix nodaux ont également pour but d'envoyer un signal aux investisseurs qui sont incités à investir dans des zones où les prix sont les plus élevés. Ce type de tarification est retrouvée aux Etats-Unis par exemple sous la dénomination de LMP pour *Local Marginal Prices* (Raikar et Adamson, 2020).

Nous nous concentrerons dans cette partie seulement sur les prix de l'électricité indexés sur les marchés de gros (marché spot) et nous invitons le lecteur à se rediriger vers d'autres références pour plus d'information sur la tarification en fonction des congestions réseaux.

2.3.1. Cas d'étude

Cas de l'Espagne

Depuis 2014, tous les consommateurs d'Espagne disposant d'une puissance souscrite inférieure à 15 kW peuvent bénéficier d'une tarification nommée Precio Voluntario al Pequeño Consumidor dit PVPC (prix volontaire au petit consommateur). Ces prix sont différents pour les 24 heures de la journée et sont actualisés chaque jour (Redondo, 2015). En effet, un prix à une heure donnée est déterminé par le prix du marché spot, de la bourse Ibérique incluant l'Espagne et le Portugal, ainsi que les coûts des différents services systèmes. Etant donné le nombre total de prix que peut voir le consommateur sur sa période de facturation qui dure 1 mois, il doit être dans l'obligation de posséder un compteur intelligent pour que ce dernier puisse effectuer des mesures de consommations en temps réel. Ce type de tarification peut être proposé par seulement 8 fournisseurs dits de référence qui sont dans l'obligation par ordre de l'état de proposer le PVPC (CNMC, 2022). Ces mêmes fournisseurs sont également dans l'obligation de proposer

une alternative au PVPC en vendant de l'électricité à un prix flat sur des contrats de durée de 1 an. En Espagne, bien que le PVPC propose des prix de l'électricité qui varient chaque jour du mois, il est classé dans ce que nous appelons "el mercado regulado" ou le marché régulé, qui s'oppose au "mercado libre" (marché libre). Ce dernier inclut tous les fournisseurs n'étant pas accrédités par le gouvernement pour proposer le PVPC. On retrouve donc dans le mercado libre des offres à prix fixes, des tarifs à bandes horaires ou encore des tarifs qui varient heure par heure. Ce marché est dit "libre" parce que le fournisseur dispose de la liberté de proposer l'offre qu'il veut aux consommateurs tandis que le marché régulé est indexé sur le marché spot (PVPC). L'abonné paye en plus de cela un abonnement au fournisseur correspondant à la partie fixe.

Dans la volonté d'envoyer un signal prix fort au consommateur, le prix que voit le consommateur est constitué de plusieurs composante. Il inclut le prix du marché spot, la correction réalisée dans le marché infra journalier et le coût des services systèmes pour chacune des heures (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014).

En plus de la tarification en énergie qui dépend du spot, le terme distribution/transport est aussi variable dans la tarification PVPC (voir Figure 12).

En effet, depuis juin 2021, les abonnés ont la possibilité de souscrire à deux puissances différentes et l'utilisation du réseau en énergie dépend de trois périodes de la journée (CNMC, 2021).



Figure 12 : Bande horaire pour le coût d'acheminement sur la tarification PVPC
(REE 2022)

La motivation du régulateur de mettre en place une tarification au réseau dynamiquement statique est d'inciter le consommateur espagnol à passer à la tarification PVPC qui ne séduit pas nécessairement la majorité de l'Espagne.

Avant de s'intéresser aux impacts que le PVPC a eu, arrêtons-nous un instant sur les motivations et raisons (ou du moins celles avancées) par les régulateurs espagnols pour mettre en vigueur une tarification PVPC.

La volonté du gouvernement espagnol de mettre en place cette tarification est surtout due au fait de permettre aux consommateurs d'accéder à une l'électricité lorsqu'elle est peu chère notamment avec le développement des énergies renouvelables ou lors des phases de faibles demandes la nuit.

Le marché du détail espagnol est composé de 29 millions de consommateurs. Parmi les consommateurs, 94% d'entre eux ont une puissance en-dessous de 10 kW. Bien que la majeure partie des abonnés représentent des petites puissances, leur part de consommation s'élève à 28% de la consommation totale. Au vu de cette statistique on comprend que la mise en place du PVPC peut se justifier du point de vue de la consommation agrégée dans la mesure où les ménages représentent un peu plus d'un quart dans la consommation d'électricité finale espagnol.

Dans son rapport de l'année 2020, la CNMC recensait 11 millions d'abonnés au PVPC soit 39 % des consommateurs avec une puissance de 10 kW en Espagne (voir Tableau 4). En plus de ces abonnés, il faut ajouter 3 millions d'abonnements du marché ayant souscrit à une offre RTP proposée par des fournisseurs autres que les 8 accrédités par le gouvernement. Nous arrivons donc à un total de 14 millions de ménages ayant souscrit à une tarification dynamique.

	Consumption GWh	% Consumption	# Supplies	% # Supplies
Domestic <10 kW	65.628	28%	27.831.587	94,2%
Domestic >10 kW	7.916	3%	810.349	2,8%
SME	52.785	22%	880.105	2,9%
Industrial	111.123	47%	24.146	0,1%
Total	237.452	100%	29.546.187	100,0%

Source: CNMC

Tableau 4 : Consommation d'énergie par type de consommateur en Espagne sur l'année 2019
(CNMC 2020)

Le régulateur mise également sur le déploiement futur des véhicules électriques qui aura un impact sur la consommation d'énergie des ménages. Bien que le parc automobile 100% électrique soit lointain, la mise en place d'une telle tarification pour faciliter la recharge est souvent mise en avant par la CNMC. Cependant, fin 2019 le part de véhicule électrique ne représentait que 1.25% du parc automobile espagnol (Florence School of Regulation, 2020).

Comme le PVPC est basé sur une tarification dynamique, il n'y a aucun moyen pour les consommateurs de calculer leurs économies ex ante bien qu'ils puissent les calculer ex post. Dans son dernier rapport de suivi, la CNMC a calculé que les consommateurs soumis à un régime PVPC auraient pu économiser entre 31 et 70 euros par an s'ils avaient choisi la tarification PVPC durant l'année 2019.

AÑO	Group	Free market to free market switches	Reference supplier to free market switches	Reference supplier to reference supplier switches	Free market to reference supplier switches	Number of switches	Switching rate
2016	Domestic	1.620.643	896.779	3.414	264.048	2.784.884	10%
	SME	343.834	18.502			362.336	22%
	Industrial	3.464	93			3.557	16%
	Total 2016	2.003.333	930.824	3.414	264.048	3.206.298	11%
2017	Domestic	1.670.809	835.991	3.309	2.754.709	2.754.709	10%
	SME	353.067	18.071			371.138	22%
	Industrial	4.215	87			4.302	19%
	Total 2017	2.028.092	854.149	3.309	2.754.709	3.130.150	11%
2018	Domestic	1.610.946	713.253	9.137	461.050	2.794.386	10%
	SME	374.534	23.753			398.287	24%
	Industrial	6.295	140			6.435	27%
	Total 2018	1.991.775	737.146	9.137	461.050	3.199.108	11%
2019	Domestic	1.541.735	638.774	4.867	390.309	2.575.685	9%
	SME	379.932	25.111			405.043	24%
	Industrial	6.418	200			6.618	28%
	Total 2019	1.928.090	664.086	4.867	390.309	2.987.354	10%

Tableau 5 : Taux de changement de contrat d'électricité entre 2016 et 2019 en Espagne
(CNMC 2020)

En observant les taux de changement des abonnements des installations domestiques, on remarque que le mouvement se fait de manière générale du PVPC vers des offres de marchés que l'inverse. Cela dit, on remarque un passage de 2 millions de consommateurs durant l'année 2017 vers une offre de marché libre.

En observant les prix moyens annuels (voir Figure 13), on remarque que ce passage massif au PVPC fait suite à des prix très faibles durant l'année 2016.

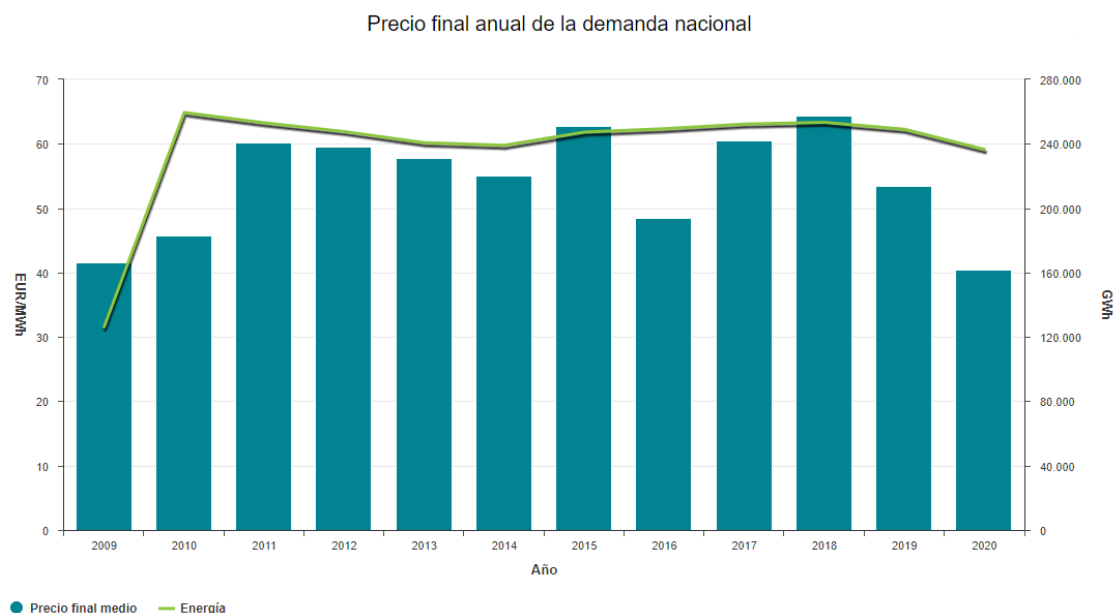


Figure 13 : Coût et consommation annuel de l'électricité entre 2009 et 2020
(OMIE 2022)

Si nous nous attardons une fois de plus sur le graphique précédent, nous voyons le problème majeur qu'a fait apparaître la tarification PVPC. En effet, on voit que la consommation d'énergie ne varie pas nécessairement avec le prix. On relève une demande d'énergie stable entre 2014 et 2019 autour de 240 TWh consommés annuellement. De plus, on remarque entre l'année 2016 et 2017 une hausse du prix moyen de 48 à 60 EUR pour une consommation annuelle ne variant que d'à peine 1%. Suite à la crise sanitaire de 2020 et la baisse vertigineuse des prix spot, il y a eu un passage massif des consommateurs au tarif PVPC pour bénéficier des tarifs qui étaient très bas. Cependant, suite à la hausse des prix de l'électricité de l'année 2021 (voir Figure 14) de nombreux consommateurs se sont vus exposés à des prix très élevés et un nouveau retour massif vers les offres de marché libre est attendu par la CNMC pour l'année 2022.

Ce problème que nous soulevons ici a été l'une des conclusions de la CMNC. L'électricité est un bien difficilement substituable et les plus touchés par les prix de l'électricité ont été les ménages les plus pauvres. Une réduction entre 25 et 40% (« ¿Qué es el Bono Social? » 2021) est appliquée à chaque prix spot et une réduction de 95% des taxes sur la facture de l'énergie pour tous les ménages. Ce nombre était évalué à 1.5 millions de consommateurs durant l'année 2021. En effet, les consommateurs espagnols ont vu leur facture augmenter de plus de 70% par rapport à l'année 2020.

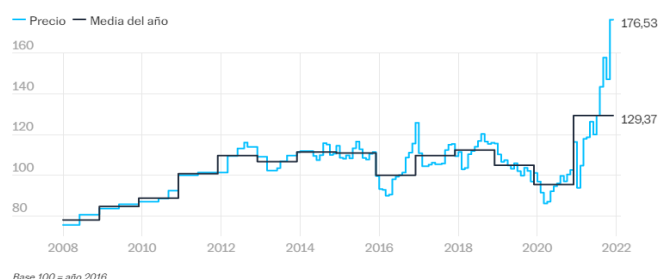


Figure 14 : Prix mensuel et annuel espagnol de 2008 à 2022
(Fariza 2022)

En conclusion on voit donc la mise en place d'un yo-yo dans le système espagnol qui ne semble pas être une situation durable sur le long terme.

La mise en place d'une tarification dynamique a permis à des ménages de profiter pleinement du faible coût de l'électricité et de tirer pleinement parti de leur potentiel d'effacement et de décalage de consommation. La forte pénétration des compteurs intelligents (98% dès 2015) a facilité le déploiement de la tarification dynamique au pas de temps de 1 heure. On voit que la technologie facilite autant le déploiement que l'accès à l'information pour le consommateur. Comme nous le disions les prix se doivent d'être disponibles de manière transparente pour les ménages et il est nécessaire que le suivi de consommation puisse être réalisé via des applications en amont de l'émission de la facture, mais aussi après que cette dernière soit émise. En fin de période de facturation, et pour faciliter la lisibilité des factures, les fournisseurs d'énergie du PVPC n'affichent pas le prix de chacune des heures du mois avec la quantité d'électricité correspondante. Au lieu de renvoyer un tableau avec 720 lignes (24 heures * 30 jours), un prix du kWh moyen pour chaque client est calculé puis affiché sur la facture. Certains fournisseurs vont même jusqu'à calculer des coûts moyens pour différentes périodes de la journée pour faciliter encore plus l'analyse des factures. Cela dit, nous précisons que le prix payé au global correspond à la somme des kWh consommés sur chacune des heures du mois multipliées par chacun des prix apparus sur le spot durant le mois.

Malgré tous ces outils mis en place, les consommateurs se retrouvent par moment exposés à des prix très élevés ce qui induit un retour vers des offres de marchés libres. Ce sont donc les fournisseurs du PVPC qui se voient le plus affectés par des hausses de prix et qui voient leurs clients désertir les abonnements en période de crise et le gouvernement verse des subventions aux ménages les plus exposés.

Pour éviter de se retrouver sans clients à chaque choc des prix de l'électricité, les fournisseurs du PVPC ont également le droit de proposer une tarification à taux fixe comme nous le disions. On peut tout de même se poser la question de la pertinence d'une tarification dynamique si toute hausse ou une baisse du prix de l'électricité induit un changement de type d'abonnement des espagnols systématique. Cela dit, il ne faut surtout pas oublier que la hausse des prix de l'électricité que nous connaissons en 2021 et 2022 est surtout dû à la relance économique et des conjectures géopolitiques qui nous l'espérons seront temporaires. Il est donc difficile de critiquer la mise en place d'une tarification dynamique qui justifierait pleinement sa mise en place dans une situation économique plus "normale".

Norvège

La Scandinavie est une autre zone qui se démarque pour sa tarification de l'électricité. Plusieurs pays ont mis en place une tarification temps réel avec de multiples méthodes de calcul du coût d'électricité consommée à la fin du mois. (IRENA, 2020)

La Norvège a été le premier pays de la Scandinavie à introduire la concurrence dans le secteur de l'électricité lorsqu'une nouvelle loi sur l'énergie est entrée en vigueur le 1er janvier 1991. Elle a été suivie par la Suède et le Danemark. (Botterud, Bhattacharyya, et Ilic, 2003)

La caractéristique unique du marché de l'électricité en Norvège est qu'aucune réglementation des prix par l'État n'a été mise en place après la déréglementation, ce qui rend la formation des prix équitable et transparente pour les fournisseurs et les consommateurs.

Il existe trois grandes catégories de contrats d'électricité proposés aux clients sur le marché norvégien, à savoir : prix indexé sur le marché spot, prix variable et prix fixe.

La Norvège est un des pays où la tarification indexée sur le marché spot est acceptée par la majorité des consommateurs (voir Figure 15). Les chiffres le témoignent avec approximativement 73% du marché pris par les contrats spot. (« The Power Market » 2021)

Contrat spot

Les contrats spot suivent les prix day-ahead dans les cinq zones de la Norvège participant sur Nord Pool Spot².

Le prix d'un contrat au comptant ou prix spot se compose principalement de : "prix au comptant", une majoration prédéfinie comprenant une redevance sur les énergies renouvelables et/ou une commission (montant mensuel supplémentaire fixe) en plus de la TVA.

Le "prix spot" est le prix horaire conclu la veille avant l'échange d'énergie physique et dépend de la zone du client.

Les clients ayant des contrats horaires basés sur le spot et disposant d'un compteur horaire sont facturés en multipliant le prix spot avec leur consommation horaire réelle, puis en ajoutant la majoration et la TVA. Tout de même les clients peuvent souscrire à la tarification horaire même s'ils ne possèdent pas des compteurs intelligents. Dans ce cas-là, les fournisseurs qui n'ont pas accès à la consommation horaire réelle de leurs clients doivent facturer ces derniers sur la base de leur consommation mensuelle ou en déterminant un profil de consommation typique.

Suivant la législation norvégienne sur les prix des biens et services, les fournisseurs doivent informer leurs clients de la méthode de calcul employée pour déterminer le prix final. (CEER, 2019)

Il existe différentes façons pour les fournisseurs de calculer un prix spot mensuel :

- Les fournisseurs peuvent utiliser le prix mensuel moyen calculé par Nord Pool Spot multiplié par la consommation mensuelle du client. Cette méthode est utilisée pour les clients ne possédant pas de compteurs intelligents.
- Un prix mensuel moyen pondéré est calculé en multipliant un profil de charge avec les prix horaires correspondants de Nord Pool Spot. Un profil de charge donne la part de la consommation totale pour chaque heure.
- La consommation horaire réelle est multipliée par le prix spot correspondant donné par Nord Pool Spot.

Contrat prix variable

Dans un contrat à prix variable, les prix varient en fonction des conditions du réseau électrique sur une durée plus courte que les contrats à prix fixe. Le prix des contrats à prix variable peut être modifié avec un préavis d'au minimum deux semaines.

Contrat prix fixe

Le prix d'un contrat à prix fixe ne peut pas être modifié pendant la durée signalée sur le contrat (par exemple 1 an).

Que les prix du marché augmentent ou diminuent, le fournisseur est obligé de livrer l'électricité à prix contractualisé avec le client. Ainsi, un contrat à prix fixe est un type de contrat financier, dans lequel le

² Nord Pool Spot - est une bourse gérant le plus grand marché d'énergie électrique d'Europe mesuré en volume échangé

client se voit garantir un certain prix pendant la durée du contrat. Un fournisseur d'énergie fixe le prix sur la base des prévisions de prix de l'électricité, avec une majoration pour couvrir les coûts. La différence entre le prix fixe et le prix du marché est la prime de risque payée pour le prix garanti.

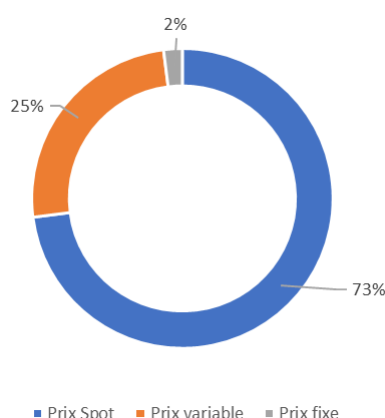


Figure 15 : Répartition de part de marché par type de contrat en Norvège

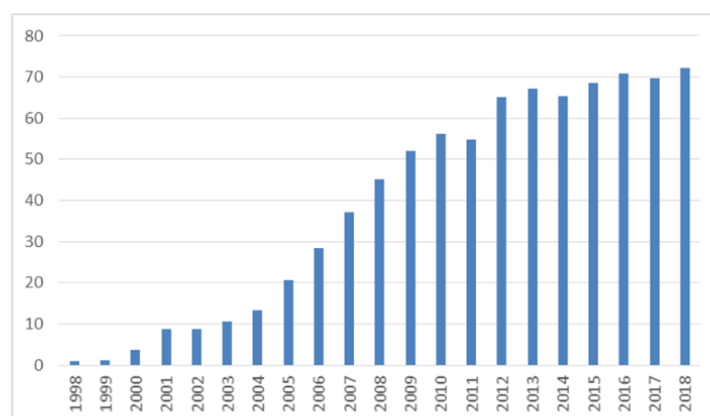


Figure 2 Percentage of electricity volume with a spot-based contract per year 1998 - 2018

Figure 16 : Pourcentage du volume d'électricité avec des contrat spot par année en Norvège
(Council of European Energy Regulators 2019)

Comme nous l'indiquent les graphes ci-dessus, le contrat dit indexé sur le marché spot domine le marché chez les clients particuliers. En effet, depuis la libéralisation du marché norvégien de l'électricité en 1991, le nombre de clients résidentiels ayant un contrat spot n'a cessé d'augmenter. En 2000, 2,4 % des consommateurs domestiques avaient un contrat spot. En 2012, ce nombre avait augmenté à 60%, et en 2017, il était de 70%.

Il existe plusieurs raisons pour lesquelles les consommateurs norvégiens d'électricité préfèrent les contrats à prix spot aux autres types de contrats.

La principale raison de ce choix est son faible prix par rapport aux autres types de contrats. Cela se justifie par le fait qu'en moyenne, les contrats à prix spot sont 15 % moins chers que les contrats à prix variable. En outre, même si les fluctuations du prix de l'électricité sur le marché spot peuvent entraîner des changements substantiels sur la facture, les contrats à prix spot s'avèrent moins chers que les autres types de contrats sur le long terme (ECOFYS, 2018).

Une autre raison attirant également les consommateurs à souscrire à ce contrat est l'indépendance relative vis-à-vis du fournisseur : la seule chose que le fournisseur d'électricité contrôle est la marge ajoutée au prix du Nord Pool. Par conséquent, il permet aux consommateurs d'exercer un contrôle relatif sur leurs dépenses en électricité en surveillant les fluctuations du prix au comptant. (Olonina et Pulatov, 2018)

Le Nord Pool fixe non seulement le prix du système global mais aussi les prix par zone. Les prix par zone tiennent compte notamment de la congestion du réseau. Les prix de zone créent un équilibre entre les offres d'achat et de vente des participants dans les différentes zones de soumission de la région nordique. Ces dernières années, la Norvège compte cinq zones de soumission, la Suède quatre et le Danemark deux, tandis que la Finlande en constitue une seule.

C'est la raison pour laquelle nous pouvons remarquer sur la carte issue d'Epex Spot ci-dessous différents prix apparaissant sur le territoire de la Norvège.

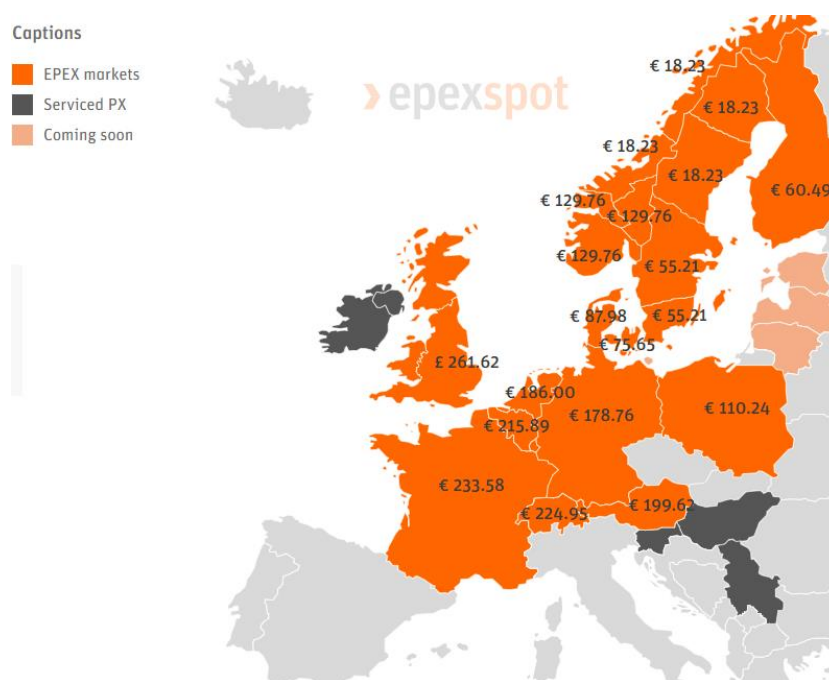


Figure 17 : Prix d'électricité sur la bourse Epex Spot pour la journée de 14/01/2022
(EPEX SPOT 2022)

La forte proportion d'hydroélectricité dans le mix de production norvégien et suédois signifie que les variations des apports d'eau dans les réservoirs de stockage ont un effet important sur la variabilité des prix dans la région nordique. Lorsque le débit est élevé, l'offre d'électricité l'est également et les prix ont tendance à diminuer. Les années où les précipitations sont faibles et où le débit entrant est plus bas, les prix augmentent. Ce sont des fluctuations saisonnières tributaires donc de l'apport d'eau dans le système.

En revanche, la part élevée d'énergie hydroélectrique contrôlable dans le système permet de réguler facilement la production à court terme. Par conséquent, le prix au comptant de l'électricité varie moins au cours de la journée que dans les systèmes thermiques purs.

En ce qui concerne la Norvège, les barrages hydrauliques sont principalement situés au sud de son territoire.

Des effets similaires se produisent lorsqu'il y a des périodes où les énergies renouvelables, notamment le vent, fonctionnent en pleine puissance et des périodes où il n'y a quasiment pas de vent. Les prix du marché sont également influencés par les fluctuations de température, surtout en hiver quand les maisons ont besoin d'un apport d'énergie de chauffage considérable. Contrairement aux deux premiers facteurs

influençant le prix de l'électricité de manière dépendant de la localisation des moyens de production, la variation due au changement de la température est beaucoup plus homogène sur le territoire de la Norvège.

Suède

La libéralisation du marché d'électricité a eu lieu en Suède en 1996. Depuis cette date l'ouverture à la concurrence autant pour les distributeurs d'énergie que pour les fournisseurs a multiplié et diversifié les types de contrats offerts aux consommateurs.

De manière similaire comme vu précédemment en Norvège, les contrats horaires sont disponibles également sur le marché suédois de l'électricité depuis fin 2012. Ces contrats sont principalement basés sur deux éléments : un tarif fixe convenu entre le consommateur et la compagnie d'électricité et le prix spot moyen mensuel de Nord Pool.

Aujourd'hui, tous les clients ne disposent pas de compteurs qui enregistrent et transmettent des valeurs horaires (la plupart fournissent uniquement des valeurs mensuelles). Cependant, à partir de 2025, tous les compteurs mesureront la consommation toutes les heures au minimum, et seront capables de mesurer toutes les 15 minutes sur demande.

L'expansion des tarifs dynamiques en Suède a apporté des avantages sociaux importants, notamment un effet positif sur la production d'énergie renouvelable. En 2018, 55 % de la consommation brute totale d'énergie de la Suède était fournie par des sources renouvelables (une augmentation par rapport à 2008 de 45 %) (Correia-da-Silva, Soares, et Fernandez, 2019)

Estonie

Bien que l'Estonie ait libéralisé son marché d'électricité assez tardivement par rapport aux pays nordiques, elle n'a pas perdu de temps avant de mettre en place la tarification dynamique. Ayant une réputation d'un pays se distinguant pour ses nombreuses start-ups très avancées dans l'innovation et le soutien gouvernemental aux nouvelles technologies, elle a immédiatement déployé des compteurs intelligents. Cependant, les différentes options tarifaires en Estonie sont assez complexes (ECOFYS, 2018).

Le prix restant relativement bas durant la journée (dû au fait que l'Estonie fasse partie du Nord Pool) les consommateurs optent de plus en plus sur les contrats indexés sur le marché spot. Les prix moyens restent relativement bas, même sur la fin d'année 2021 en comparaison avec le reste de l'Europe (voir Figure 18). Le nombre de contrats spot a plus que doublé en 3 ans et continue de croître.

WEIGHTED AVERAGE EXCHANGE PRICES

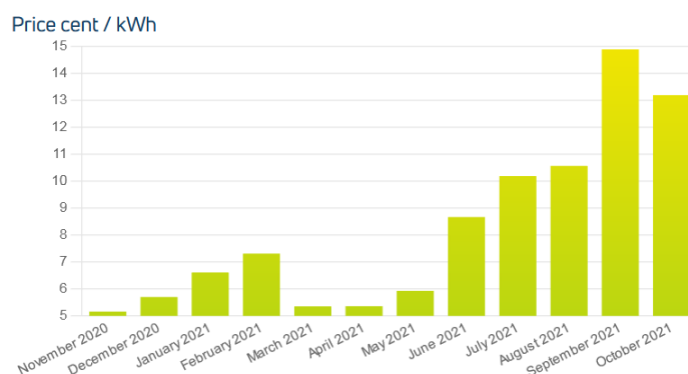


Figure 18 : Moyenne pondérée du prix du contrat « exchange » en Estonie par mois
(Eesti Energia 2022)

Octopus Energy (Des milliers de personnes ont été payées pour utiliser de l'électricité renouvelable supplémentaire lors d'un week-end venteux au Royaume-Uni)

Mise à part l'existence de la tarification ToU au Royaume-Uni comme nous l'avons vu précédemment, avec l'intégration accélérée des énergies renouvelables d'autres types de tarification dynamique se sont développées sur l'île britannique.

Tel est le cas pour le contrat proposé par le fournisseur d'énergie verte Octopus Energy. Le tarif Octopus Agile est indexé sur le marché spot. C'est-à-dire que l'énergie fournie le jour J a été achetée à un prix la veille avant 17h. Les prix changent toutes les 30 minutes, ce qui permet aux clients de planifier leur consommation en conséquence.

Grâce à cette tarification indexée sur les prix du marché spot, les consommateurs sont aussi exposés à des prix négatifs. Ainsi des milliers de ménages souscrivant à l'offre Octopus Agile ont été payés pour utiliser davantage d'électricité renouvelable au cours d'un week-end. En effet, ce dimanche-là, les parcs éoliens avaient produit près de 45% de l'électricité du Royaume-Uni.

2.3.2. Conclusion sur la tarification temps réel

On voit que la tarification dynamique temps réel peut apporter un réel avantage aux consommateurs en permettant de faire bénéficier de prix très bas. Cette tarification a du sens dans un mix électrique où les prix de l'électricité peuvent être très faibles. Pour que cette tarification ait du sens, un taux de pénétration de renouvelables élevé est pertinent pour bénéficier de prix très bas. Cela dit, des mix énergétiques avec un taux d'énergies fossiles n'est pas non plus rédhibitoire dans la mesure où les consommateurs sont invités à décaler leur consommation au moment où les coûts de production sont plus faibles. On voit tout de même que cette tarification présente d'importantes limites notamment en périodes de fortes hausses de prix de l'électricité qui dépendent principalement d'une logique de merit order. Dans un contexte de prix de l'électricité élevé, on voit que c'est bien souvent l'État qui vient à la rescousse et distribue des subventions. De plus, le premier geste qu'ont les consommateurs lors d'une hausse vertigineuse des prix est de revenir à des taux plus stables en revenant à des offres statiques, ce qui met en péril les fournisseurs proposant cette tarification dynamique. C'est notamment ce qui est arrivé au fournisseur d'énergie BARRY (BARRY, 2022) qui est dans l'obligation de plafonner ses prix de l'électricité. Bien que les offres de prix statiques subissent également des hausses, le fait qu'ils soient actualisés sur des périodes plus longues permet de protéger le consommateur. Cela dit, cette situation expose les fournisseurs à des risques de faillite. C'est également ce qui est arrivé à LECLERC (Le Monde.fr, 2021) qui cessera toute activité d'ici le 31 mars 2022.



3. Synthèse des barrières et avantages

Comme nous l'avons vu tout au long de notre étude, la tarification fait face à plusieurs barrières pour pouvoir être mise en place mais présente des avantages qu'il ne faut pas omettre

3.1. Barrières et avantages comportementaux

On peut difficilement attendre d'un consommateur qu'il soit au courant des prix pour chacune des heures de la journée et encore moins qu'il soit prêt à adapter sa consommation en conséquence. L'électricité étant un bien non substituable, exposer les consommateurs à des prix aussi importants risque de peser sur le pouvoir d'achat des ménages, notamment les moins aisés. Avec l'expérience de l'Espagne, la tarification dynamique fait face à beaucoup de réticence de la part des consommateurs. Pour qu'un consommateur décide de souscrire à une offre dynamique, il faut qu'il puisse identifier clairement le gain par rapport à un taux fixe. Ce n'est clairement pas le cas à l'heure où ce rapport est écrit avec des prix du marché de gros qui font plusieurs centaines d'euros du MWh.

Une autre barrière comportementale à laquelle fait face la tarification dynamique réside principalement dans la capacité des consommateurs à réagir à un signal prix horaire. Plusieurs études montrent que la demande en électricité est très inélastique sur le court terme (Auray, Caponi, et Ravel, 2020). En résultat on peut se poser la question de proposer d'autres incitations autre que le prix tel que la quantité de CO₂ émise par kWh produit. Malgré toutes ces mesures, le besoin du consommateur est peut-être trop important pour que la tarification dynamique ait un réel impact.

Enfin, la manière dont ces tarifications dynamiques seront déployées permettra de juger plus ou moins facilement leur efficacité. En effet, les consommateurs peuvent exprimer beaucoup de réticence à adopter une tarification qui les exposerait à des prix élevés bien qu'ils aient le potentiel d'effacement requis. C'est pour cette raison que face à ce comportement, les fournisseurs d'énergie peuvent mettre en place plusieurs mécanismes pour inciter à des souscriptions d'abonnement. Les plus célèbres sont la méthode opt-in et opt-out (Fowle et al., 2017). Dans la première méthode, les consommateurs se voient proposer une souscription à la tarification dynamique sans voir leur abonnement courant changer. Dans cette configuration, c'est au consommateur de souscrire à la tarification. Le consommateur doit s'assurer que la tarification proposée permettra de réduire la facture du consommateur. Dans la mesure où la réduction dépend principalement du comportement du consommateur, les fournisseurs peuvent se heurter à de nombreuses hésitations de la part des consommateurs qui verraient plus un risque qu'un gain et vice versa en fonction de leur aversion au risque.

L'autre option opt-out propose un basculement automatique et c'est au consommateur de revenir à une tarification à taux fixe. Le opt-out permet de faire découvrir au consommateur une tarification qu'il n'aurait

jamais expérimenté de son plein gré. Bien que cette méthode permette de déployer à grande échelle la tarification dynamique, il faut que le consommateur soit averti des risques encourus en acceptant le changement. Les fournisseurs se doivent d'être transparents de pouvoir identifier les bons segments de marché pour proposer ce type de tarification aux consommateurs correspondant (Andersen et al., 2014) .

Certains chercheurs estiment que la tarification dynamique est très efficace pour stimuler un niveau élevé de réponse à la demande, où ils observent une réduction d'environ 30 % de la charge de pointe (Dutta et Mitra, 2017). Les clients sont plus enclins à réduire leur consommation qu'à la reprogrammer. La satisfaction des clients vis-à-vis des règles de la tarification dynamique dépend des économies sur les factures, du contrôle des coûts, de la fiabilité des prix et du délai de notification.

Ce qui nous amène à conclure sur l'avantage principal des taux RTP : ils offrent la plus grande granularité dans la transmission des signaux-prix horaires précis aux clients. En fournissant un signal-prix dynamique qui reflète les coûts sous-jacents, ces tarifs sont économiquement efficaces et équitables. Contrairement à la croyance populaire (Environmental Defense Fund 2015), il a été démontré que les ménages à faible revenu bénéficient de cette tarification en raison de leur sensibilité accrue aux prix.

Cela dit, les tarifs de type ToU, CPP ou encore RTP ne garantissent pas à eux seules des économies sur les factures pour tous les clients. En fin de compte, les économies sur la facture dépendent de la capacité du client à modifier ou réduire sa consommation d'électricité, ce qui peut être amélioré par des programmes d'éducation et d'habilitation des clients.

Ses avantages peuvent atteindre tous les participants au marché, créant ainsi un système plus efficace et moins coûteux. La réduction de la demande de pointe et de la congestion peut contribuer à éviter l'appel à une production d'électricité plus coûteuse et carbonée, ce qui permet au marché de gros de drastiquement réduire le prix.

Le fait d'éviter de faire appel à une production plus coûteuse se traduit par une baisse du coût moyen de production de l'électricité et donc par une baisse du prix moyen pour ceux qui bénéficient de tarifs fixes. Par ce moyen on peut conclure que même les consommateurs qui n'ont pas opté pour la tarification dynamique mais plutôt pour un tarif fixé, peuvent bénéficier de la réduction du prix.

De plus, en répercutant les coûts réels de la fourniture d'électricité aux clients, le risque de revenu est réduit pour les fournisseurs. Concrètement, dans le cadre des taux fixes, les fournisseurs sont confrontés au risque de pic de consommation dépassant les prévisions de la consommation réelle et entraînant des pertes financières. Les tarifs RTP, CPP et TOU transfèrent tout risque ou du moins une grosse partie de ce dernier du fournisseur au consommateur. Néanmoins, comme c'est le consommateur qui contrôle quand et comment l'électricité va être utilisée, ce risque financier supplémentaire accepté par le consommateur permet des récompenses plus importantes dans le cas où l'utilisateur maîtrise intelligemment sa consommation.

En revanche, la tarification PTR n'offre aucun risque supplémentaire aux consommateurs, mais seulement des récompenses potentielles. Un aperçu des risques induits par chacune des tarifications discutées dans notre étude est disponible sur le graphe ci-dessous.

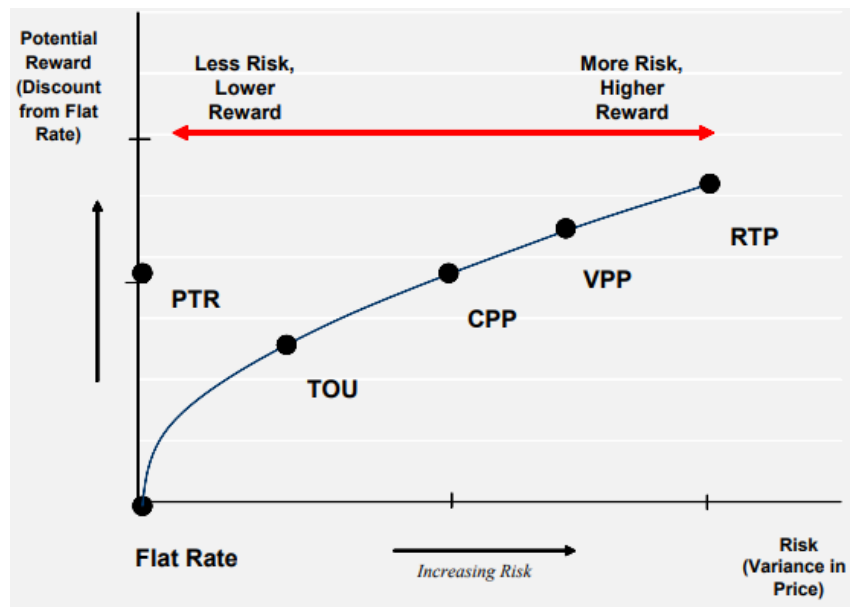


Figure 19 : Représentation agrégée de différents types de tarification dynamique en fonction du risque et de la récompense vis-à-vis du client
(Faruqui et Lessem 2012)

3.2. Le développement de l'infrastructure IT et l'autoconsommation

Comme nous le disions, un consommateur peut éprouver des difficultés à moduler sa consommation face à des prix fluctuants et le développement de l'automatisation est primordial pour bénéficier au maximum du potentiel d'effacement.

Pour tirer pleinement parti des avantages de la tarification en temps réel, il pourrait être nécessaire d'éviter la nécessité d'une intervention humaine répétée et de s'appuyer plutôt sur l'automatisation et la réponse à la demande contrôlée par les services publics (Harding et al., 2021) ou le fournisseur d'énergie (de la même manière que certains agrégateurs le font pour des consommateurs industriels). Il faudra toutefois des technologies peu intrusives qui permettent de piloter des équipements électriques. Le numérique peut avoir sa valeur ajoutée en anticipant les besoins du consommateur tout en réalisant un arbitrage sur les prix de l'électricité. Bien entendu, les technologies d'automatisation, telles que les systèmes de gestion de l'énergie à domicile, les appareils ou les thermostats intelligents, et d'autres solutions techniques, nécessitent des investissements importants et pourraient augmenter les coûts pour les consommateurs et générer d'autres problèmes d'équité.

Il est indispensable que le consommateur ait un accès clair et facile à l'information pour pouvoir être impliqué dans une tarification dynamique. Le développement d'applications sera indispensable pour que les consommateurs puissent faire le meilleur choix de consommation. En conséquence, un déploiement massif d'une tarification dynamique imposerait une réelle volonté d'inclure le consommateur dans une démarche de *demand response*. Consommer de l'électricité est devenu un acte plus naturel et la mise en place d'une telle tarification demanderait de devoir consulter les prix de manière plus fréquente. On peut imaginer le développement par des fournisseurs d'alerte les journées où les prix de l'électricité sont élevés pour que le consommateur puisse s'effacer. Encore faut-il qu'il puisse être informé de l'heure à laquelle les prix seront les plus élevés étant donné l'évolution horaire des prix (CEER, 2020).

De plus, le développement d'infrastructures IT sera indispensable du côté des fournisseurs pour pouvoir agréger toute la consommation et effectuer un suivi horaire de cette dernière. Dans une enquête réalisée par la CRE, plusieurs fournisseurs ont annoncé que le développement de ces infrastructures nécessitent de l'investissement auxquels ils devront faire face (CRE, 2020).

Au-delà de l'aspect fourniture d'électricité, il y a un réel challenge technique concernant les méthodes de prévisions de production et de consommations. Dans un mix énergétique où les renouvelables sont amenés à se développer, il va devenir fondamental de développer des outils de prévisions puissants, capables de prévoir de manière précise aussi bien la production d'électricité que la consommation la veille pour le lendemain. Ces outils de prévisions sont indispensables pour éviter de faire appel à des moyens de production pilotables qui sont la plupart du temps carbonés (à part pour le nucléaire bien sûr mais qui n'est pas capable de fournir des rampes de puissances élevées en infra-journalier).

La technologie peut poser des limites mais elle est aussi un vrai atout pour le développement de la tarification en temps réel. Les outils interactifs et automatisés qui sont en train d'envahir le marché de la high-tech permettent de plus en plus de fonctionnalités pour faciliter la vie quotidienne en économisant du temps. En effet, il est possible d'équiper les maisons avec des objets connectés qui vont gérer à notre place la consommation d'électricité. Ces objets peuvent interagir selon différentes configurations possibles. C'est une solution de confort qui certes à des coûts et à l'heure actuelle n'est pas accessible à tout type de profil de consommateur.

Non seulement les avancées technologiques en termes d'autonomisation permettent un pilotage intelligent de la consommation d'un ménage, elles facilitent également l'autoconsommation en rendant possible l'investissement dans les énergies renouvelables et le stockage.

Par exemple, les tarifs variant dans le temps peuvent motiver l'utilisation des sources d'énergie distribuées pendant les périodes de pointe à prix élevé, lorsque l'alimentation centralisée est limitée et/ou lorsque les systèmes de transmission et de distribution rencontrent des problèmes de congestion. Les batteries peuvent être chargées pendant les périodes de faible prix/hors pointe et utilisées pendant les périodes de pointe à prix élevé. De même, les propriétaires de véhicules électriques rechargeables sont incités à charger leur voiture au moment où il est le plus économique de le faire et le plus bénéfique pour le réseau.

Concernant les systèmes photovoltaïques, leur production varie fortement avec les conditions d'ensoleillement. Par conséquent, la valeur économique de ce type de production intermittente varie d'heure en heure et même à l'échelle infra horaire en fonction de sa disponibilité et le marché.

A une époque où ce type d'énergie est fortement stimulée par les pouvoirs publics, la rentabilité de cet investissement est considérable pour les particuliers et les industriels, ainsi que pour le réseau électrique de manière générale.

Ainsi, les gestionnaires des réseaux à leur niveau peuvent éviter des investissements très coûteux imposés par le renforcement des lignes ou la construction des centrales de pointe polluantes. En revanche, faire évoluer le mix électrique en intégrant des énergies renouvelables diminuerait les prix.

Dans le contexte actuel, où les énergies renouvelables cohabitent avec des énergies pilotables (ces dernières étant appelées lorsque la demande est supérieure à la production des sources renouvelables), la diminution de la consommation en période de pointe réduit l'utilisation des moyens pilotables et donc réduit les émissions de CO₂. En outre, l'augmentation de la consommation pendant les périodes creuses favorise les investissements dans les énergies renouvelables, ce qui réduit encore les émissions de CO₂, et réduit le gaspillage d'électricité produites par les ENR au moment où la demande est inférieure à la production. De plus, il n'est pas à écarter que les tarifs d'électricité à taux fixe dans certains pays fassent partie de la politique de financement des renouvelables. Cette logique n'est pas complète vu la non existence de l'incitation des consommateurs de rationaliser leur consommation.

Il est important de noter de cette analyse que la tarification dynamique favorise l'investissement lorsque son niveau est socialement insuffisant et réduit l'investissement lorsque son niveau est socialement excessif, contrairement à un tarif constant. Pour cette raison, la tarification dynamique améliore le bien-être des consommateurs et de la société dans son ensemble (Correia-da-Silva, Soares, et Fernandez 2019).

Enfin, les compteurs intelligents sont indispensables pour déployer une tarification dynamique pour une utilisation efficace des nouvelles technologies et un accès à l'information.

Toute transition énergétique a son prix et le consommateur devra jouer un rôle important vis-à-vis de cette dernière en faisant preuve de rationalisme aussi bien économique qu'environnemental.

3.3. Une exposition à des prix surélevés

Le frein majeur à la tarification dynamique est l'exposition aux prix élevés. Nous ne mettons pas l'accent ici sur les prix élevés aux heures de pointe mais sur les périodes de longues durées sur lesquelles les prix de l'électricité font face à une hausse vertigineuse comme ça a été le cas après la reprise post-covid. Bien qu'il soit nécessaire de refléter les vrais coûts de l'électricité, on peut se poser la question des conséquences de telles hausses qui sont principalement dues à des conjectures socio-économiques et dans une certaine mesure géopolitique. L'intérêt des taux de l'électricité à taux fixe consiste principalement en la protection qu'ils procurent en comparaison avec la tarification dynamique temps réel. Cela étant dit, la tarification à taux fixe ne permet pas au consommateur de bénéficier de prix bas lors de périodes de faible demande ou de coût de production de l'électricité plus faible. On peut facilement comprendre que payer un abonnement fixe et avoir accès directement au prix spot peut avoir des avantages. Cette méthode est en premier lieu un moyen sécurisé pour les fournisseurs qui n'ont pas à souffrir du différentiel de prix entre le prix de fourniture et le prix d'achat sur les marchés de gros. En raison de la multitude d'offres présentes sur le marché, les consommateurs n'hésitent en aucun cas à revenir à des taux fixes quand les prix de marché de gros augmentent et à les quitter quand les prix deviennent très bas. Ce système de va et vient pose un réel problème de pertinence. En effet, on voit que pour qu'une tarification dynamique soit mise en place, il faut que les prix de l'électricité aient une certaine stabilité pour ne pas peser de manière trop intense dans les dépenses des ménages. Comme dit précédemment, il est nécessaire que les consommateurs aient un réel gain à souscrire à ce type d'offre et qu'il puisse disposer de protection. C'est d'ailleurs pour cette raison que la CRE dans sa délibération du juillet 2020 a indiqué que la facture mensuelle ne devrait pas dépasser le double de la facture mensuelle HT que le consommateur concerné aurait payé au tarif réglementé base correspondant (pour une même puissance souscrite). Cela dit, les fournisseurs d'énergie seront également autorisés à proposer des offres de tarifications qui répondent différemment aux besoins des clients. Notamment en moyennant les prix de gros ou basées sur une pointe mobile. Cela dit, ces offres ne seront pas retenues pour dénomination tarification dynamique par la CRE.

Ces offres ne sont pas conformes dans la mesure où elles ne transmettent pas « les variations de prix de marché au comptant » (Code de l'énergie, 2021). Si elles reflètent les tensions du système électrique en période hivernale, elles n'adressent aucun signal pendant les autres périodes de l'année. L'objectif de la CRE est que tout consommateur puisse choisir une offre qui corresponde à son niveau de flexibilité et à son besoin de sécurité. On voit donc que le régulateur a son rôle à jouer dans la mise en place d'une telle tarification pour protéger les consommateurs, mais au dépend cette-fois-ci des fournisseurs qui s'approvisionnent sur un marché de gros imprévisible. Au-delà de toutes ces problématiques soulevées, il faut souligner l'incidence sur les autres offres qu'aurait un développement significatif des offres à tarification dynamique. Les offres à prix spot permettent des comportements opportunistes des clients : intérêt à souscrire une offre à prix spot pendant les épisodes de prix de marché bas, et intérêt à basculer vers une offre annualisée lors d'un retournement du marché, voire de façon systématique pour arbitrer sur la saisonnalité des prix. Ces comportements, dans le contexte réglementaire où les possibilités de facturation d'indemnités de résiliation anticipée sont très limitées pour certains clients (actuellement résidentiels et certains non-professionnels mais en cours d'évolution), interrogent l'équilibre économique des offres actuellement sur le marché, y compris les tarifs réglementés de vente. En outre, les régulateurs craignent qu'il soit risqué de laisser le marché déterminer complètement les prix. Cette crainte a été accentuée suite à la crise au Texas de 2021 où les prix sont montés jusqu'à \$9/kWh (Harding et al., 2021).

Un certain nombre d'études argumentent en faveur de la politique de tarification RTP sur plusieurs aspects, à l'exception de la stabilité de la facture. Afin de minimiser le risque de facture au moment de l'augmentation des prix, différents mécanismes ont été proposés pour protéger le consommateur RTP.

Des politiques telles que l'instauration des prix plafonds et des corridors de prix, l'éducation des consommateurs ont été envisagées dans les pays rencontrant des périodes de hausse de prix (Dutta et Mitra, 2017).

En outre, les fournisseurs devraient également envisager des options telles que le changement sans frais de sortie pour les consommateurs au cours des premiers mois d'un contrat, afin de permettre aux consommateurs de se retirer si les résultats ne sont pas aussi bons que prévu.

Quant à la crise de flambé de prix d'électricité et de gaz observé en fin 2021, l'Union Européenne a également mis des dispositifs pour contrer la hausse de prix de niveau plus global. Dans de telles situations, les consommateurs RTP ne sont pas les seuls impactés, mais tous les consommateurs de l'électricité. Bien évidemment les clients RTP restent ceux qui le subissent le plus. En évitant que la facture des ménages et des entreprises n'explose, tout en restant dans l'optique de la législation européenne, notamment en termes de concurrence sur le marché, "une boîte à outils" a été proposée par la commission de l'Union Européenne (UE, 2021). Parmi les solutions proposées, les Etats membres *"peuvent atténuer l'impact de la hausse des prix en réduisant les taxes". Les Etats membres "pourraient également alléger la charge pesant sur les petites et moyennes entreprises, par le biais de subventions ou en facilitant les contrats d'électricité à plus long terme"*.

Enfin le défi final est de mettre des méthodes rigoureuses pour quantifier l'apport d'une tarification dynamique. Il faut pouvoir être en mesure de quantifier les bénéfices aussi bien environnementaux qu'économiques. Pouvoir estimer la quantité d'énergie économisée ou la quantité d'énergie carbonée évitée grâce à la tarification dynamique seront de réels défis.



4. Conclusion

Après avoir présenté différents types de tarifications dynamiques nous avons vu que dans un contexte de transition énergétique il est nécessaire de pouvoir tirer profit du *demand response* en incluant les petits consommateurs. Comme nous l'avons vu, une tarification dynamique peut se manifester sous plusieurs formes et il n'est pas obligatoire d'exposer les consommateurs aux variations du spot pour tirer profit de leur potentiel d'effacement. Il y a un réel intérêt à déployer cette forme de tarification mais plusieurs aspects sont à prendre en compte.

Une tarification dynamique de l'électricité se doit d'être efficace sous deux aspects. Le premier est d'ordre économique et doit refléter les coûts réels via un signal prix. Le second aspect est la praticabilité qui se doit d'être lisible et incitative mais avant tout acceptable pour le consommateur. Il faut pouvoir mettre au point un signal de prix qui reflète au mieux les coûts, leur structure et leur variabilité dans toute leur intégralité. Cependant, il est nécessaire que les signaux soient simples pour espérer engendrer des changements de comportements de consommation dans la durée. Bien que l'idée de transmettre un signal le plus pur possible soit souhaitable du point de vue économique des fournisseurs et gestionnaires réseau, il doit être tempéré pour protéger le consommateur.

Le risque que pose une tarification dynamique sur la facture des ménages et en particulier ceux qui se chauffent à l'électricité est très élevé. Sa mise en œuvre induirait un risque multiplicatif entre le risque-hiver (grand froid) et un risque-prix (prix spot élevés). On peut réellement douter de l'intérêt des clients pour des offres aussi risquées qui nécessitent un accompagnement d'une part et un niveau d'information élevé d'autre part. Même avec ces précautions, ces offres seront certainement génératrices de litiges entre fournisseurs et clients. Face au risque de prix aléatoirement élevés, on peut imaginer le développement d'offres indexées spot avec une composante assurantielle. A l'aide d'une prime fixe, les prix spots facturés seront écrêtés à un niveau fixé par l'autorité de régulation. Pour limiter le risque, l'application d'une pointe mobile permettrait d'envoyer un signal prix fort au consommateur tout en permettant au fournisseur de prendre des risques en s'approvisionnant sur le marché de gros. Cette tarification semble être la plus adaptée, toujours dans une certaine mesure, pour tirer au mieux parti du potentiel d'effacement des petits consommateurs.

Enfin, l'introduction d'offres à prix dynamiques signifie un risque d'arbitrage permanent pour les consommateurs. Dans le cadre d'une offre statique, l'électricité est moins chère que son prix spot sur certaines périodes et plus sur d'autres. Un consommateur averti peut très facilement arbitrer entre les différentes offres de marchés au détriment de certaines d'entre elles. Il est donc nécessaire de veiller à bien réglementer les durées d'engagement, ou de frais de résiliation pour protéger aussi bien le consommateur que le fournisseur.

Dans une dynamique de transition énergétique il sera donc primordial d'envoyer un signal prix aux

consommateurs pour qu'ils soient conscients du prix de l'électricité. Exploiter le potentiel d'effacement de petits consommateurs d'énergie semble devenir un impératif. La question de la protection du consommateur doit être aussi bien prise en compte que de la pérennité des fournisseurs d'énergie qui évoluent dans un environnement dérégulé.

On peut difficilement imaginer un système de plafonnement de prix de marché de gros qui ont montré leurs effets pervers, notamment durant l'Union soviétique. Si les prix étaient bloqués, il se pourrait que les entreprises diminuent leur production d'électricité en refusant de produire à perte. On peut également difficilement parier sur une intervention de l'Etat à chaque hausse des prix pour une raison évidente de durabilité. Avant la période de libéralisation, les gouvernements bloquaient l'augmentation des prix de gros et indemnisaient les producteurs pour compenser la différence entre coût de production et prix de vente. Aujourd'hui ce sont les tarifs réglementés de ventes qui sont plafonnés pour les consommateurs et c'est probablement le contribuable qui comblera la différence.

La question de la tarification est déjà au centre de la décarbonation de nos économies et le coût de l'électricité sera une des questions qui se doit d'être au centre du débat. Il est indéniable qu'une incitation à la sobriété par le prix est une composante nécessaire à la transition. Si nous savions déjà qu'elle coûterait cher, nous imaginions que l'Etat serait capable de la mener à bien. Si nous ne connaissons pas le prix de la transition, la nouvelle question est de savoir qui en paiera le prix.



5. Références

- ACER Market Monitoring Report. 2016. « ACER Market Monitoring Report 2016 - GAS.pdf ». 2016. https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20GAS.pdf.
- Albadi, M.H., et E.F. El-Saadany. 2008. « A Summary of Demand Response in Electricity Markets ». *Electric Power Systems Research* 78 (11): 1989-96. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.04.002>.
- Andersen, F. M., H. V. Larsen, L. Kitzing, et P. E. Morthorst. 2014. « Who Gains from Hourly Time-of-use Retail Prices on Electricity? An Analysis of Consumption Profiles for Categories of Danish Electricity Customers ». *WIREs Energy and Environment* 3 (6): 582-93. <https://doi.org/10.1002/wene.120>.
- Auray, Stéphane, Vincenzo Caponi, et Benoît Ravel. 2020. « Price Elasticity of Electricity Demand in France ». *Economie et Statistique / Economics and Statistics*, n° 513 (avril): 91-103. <https://doi.org/10.24187/ecostat.2019.513.2002>.
- BARRY. 2022. « Bienvenue chez Barry ». 2022. <https://barry.energy/fr/tariff>.
- Baughman, M.L., S.N. Siddiqi, et J.W. Zarnikau. 1997. « Advanced pricing in electrical systems. I. Theory ». *IEEE Transactions on Power Systems* 12 (1): 489-95. <https://doi.org/10.1109/59.575799>.
- Borenstein, Severin. 2014. « PTR: Money or Nothing ». 2014. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/Peak-Time-Rebates-Money-for-Nothing>.
- Botterud, Audun, Arnob K Bhattacharyya, et Marija Ilic. 2003. « Futures and Spot Prices – an Analysis of the Scandinavian Electricity Market », 8.
- Cardenas, Helena, et Dale Whittington. 2018. « The Consequences of Increasing Block Tariffs on the Distribution of Residential Electricity Subsidies in Addis Ababa, Ethiopia | Elsevier Enhanced Reader ». 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.033>.
- CEER. 2019. « dynamic_pricing_in_electricity_supply-2017-2520-0003-01-e.pdf ».
- . 2020. « Recommendations on dynamic price implementation_final.pdf ».
- CNMC. 2020. « IS/DE/027/20 - IS MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD. 2019. | CNMC ». 2020. <https://www.cnmc.es/expedientes/isde02720>.
- . 2021. « La nueva factura de la luz | CNMC ». 2021. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>.
- . 2022. « Consumidores de energía | CNMC ». 2022. <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/consumidores-energia>.
- Code de l'énergie. 2021. *Article L332-7 - Code de l'énergie - Légifrance*. https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000043211411.
- Correia-da-Silva, Joao, Isabel Soares, et Raquel Fernandez. 2019. « Impact of Dynamic Pricing on 1. Introduction Investment in Renewables », 14.
- Council of European Energy Regulators. 2019. « Implementing Technology that Benefits Consumers in the Clean Energy for All Europeans Package.pdf ».
- CRE. 2020. « Consultation publique n°2020-010 du 9 juillet 2020 relative aux contrats d'électricité à tarification dynamique ». 2020. <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/contrats-d-electricite-a-tarification-dynamique>.

- . 2022. « Observatoire des marchés de détail du 3e trimestre 2021 ». 2022. <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Observatoire-des-marches/observatoire-des-marches-de-detail-du-3e-trimestre-2021>.
- « Délibération de la CRE du 20 mai 2021 portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II ». 2021, 8.
- Dia, Seydou. 2021. « Analyse de performances de site tertiaire en Californie piloté par un EMS ». France: EDF Store & Forecast.
- DIRECTIVE (UE) 2019/944 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL. 2019. *Nouvelle obligation européenne d'offre à tarification dynamique : quels enjeux pour les fournisseurs d'électricité ?* <https://www.sia-partners.com/fr/actualites-et-publications/de-nos-experts/nouvelle-obligation-europeenne-doffre-tarification>.
- Dutta, Goutam, et Krishnendranath Mitra. 2017. « A Literature Review on Dynamic Pricing of Electricity ». *Journal of the Operational Research Society* 68 (10): 1131-45. <https://doi.org/10.1057/s41274-016-0149-4>.
- Earle, Robert, Edward Kahn, et Edo Macan. 2009. « Measuring the Capacity Impacts of Demand Response-ElectricityJournal-July2009.pdf ».
- ECOFYS. 2018. « Dynamic-electricity-prices.pdf ».
- EDF. 2022a. « 7 Facts about Economy 7 Meters, Tariff and Times ». EDF. 2022. <https://www.edfenergy.com/for-home/energywise/all-you-need-know-about-economy-7>.
- . 2022b. « Grille_prix_Tarif_Bleu.pdf ». https://particulier.edf.fr/content/dam/2-Actifs/Documents/Offres/Grille_prix_Tarif_Bleu.pdf.
- . 2022c. « Tempo : suivez le rythme pour des économies d'énergie avec EDF ». 2022. <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/gestion-contrat/options/tempo.html#/selection-bp>.
- Eesti Energia. 2022. « Electricity market, stock exchange price and general service ». 2022. <https://www.energia.ee/era/elekter/elektriturg>.
- Eid, Cherrelle, Elta Koliou, Mercedes Valles, Javier Reneses, et Rudi Hakvoort. 2016. « Time-Based Pricing and Electricity Demand Response: Existing Barriers and next Steps ». *Utilities Policy* 40 (juin): 15-25. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.04.001>.
- Enefirst. 2020. « 1_Using-ToU-Time-of-Use-tariffs-to-engage-consumers-and-benefit-the-power-system.pdf ». https://enefirst.eu/wp-content/uploads/1_Using-ToU-Time-of-Use-tariffs-to-engage-consumers-and-benefit-the-power-system.pdf.
- Energy Saving Trust. 2020. « Time of Use Tariffs: All You Need to Know ». *Energy Saving Trust* (blog). 26 août 2020. <https://energysavingtrust.org.uk/time-use-tariffs-all-you-need-know/>.
- Environmental Defense Fund. 2015. « a_primer_on_time-variant_pricing.pdf ». 2015. https://www.edf.org/sites/default/files/a_primer_on_time-variant_pricing.pdf.
- EPEX SPOT. 2022. « Market Data | EPEX SPOT ». 2022. <https://www.epexspot.com/en/market-data>.
- EUROSTAT. 2021. « Electricity Price Statistics ». 2021. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics.
- Fariza, Ignacio. 2022. « Los hogares con tarifa regulada pagaron un 72% más por la luz en diciembre que un año antes ». *El País*. 14 janvier 2022. <https://elpais.com/economia/2022-01-14/los-hogares-con-tarifa-regulada-pagaron-un-72-mas-por-la-luz-en-diciembre-que-un-ano-antes.html>.
- Faruqui, Ahmad, et Neil Lessem. 2012. « The-Brattle-Group-“Managing-the-costs-and-benefits-of-dynamic-pricing.pdf ». 2012. <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/04f6b84c-d839-4cc5-9f4b-35f9e321c3c5/The-Brattle-Group-%C2%80%C2%93-Managing-the-costs-and-benefits-of-dynamic-pricing.PDF>.
- Florence School of Regulation. 2020. « Electric Vehicles and Sustainable Development in Spain ». Florence School of Regulation. 12 février 2020. <https://fsr.eui.eu/electric-vehicles-and-sustainable-development-in-spain/>.
- . 2020. « The Swedish Experience with Dynamic Retail Tariffs ». Florence School of Regulation. 17 novembre 2020. <https://fsr.eui.eu/the-swedish-experience-with-dynamic-retail-tariffs/>.

- Fowlie, Meredith, Catherine Wolfram, C. Anna Spurlock, Annika Todd, Patrick Baylis, et Peter Cappers. 2017. « Default Effects and Follow-On Behavior: Evidence from an Electricity Pricing Program ». w23553. Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w23553>.
- Harding, Matthew, Kyle Kettler, Carlos Lamarche, et Lala Ma. 2021. « The Environmental and Social Benefits of Dynamic Pricing », 55.
- IRENA. 2020. « Dynamic Line rating ». 2020.
- Le Monde.fr. 2021. « Avec la hausse des coûts, les fournisseurs alternatifs d'énergie en difficulté », 19 octobre 2021. https://www.lemonde.fr/economie/article/2021/10/19/avec-la-hausse-des-couts-les-fournisseurs-alternatifs-d-energie-en-difficulte_6098964_3234.html.
- Matisoff. 2020. « A review of barriers in implementing dynamic electricity pricing to achieve cost-causality ».
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación*. Vol. BOE-A-2014-3376. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2014/03/28/216>.
- Ofgem. 2021. « Infographic: Bills, Prices and Profits ». Ofgem. 2021. <https://www.ofgem.gov.uk/publications/infographic-bills-prices-and-profits>.
- Olonina, Svetlana, et Shokhrukh Pulatov. 2018. « Switching behavior in the Norwegian electricity retail market ». 2018. <https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/bitstream/handle/11250/2560892/masterthesis.PDF?sequence=1&isAllowed=y>.
- OMIE. 2022. « OMIE ». 2022. <https://www.omie.es/en>.
- Percebois, Jacques. 2017. « Transition(s) électrique(s) - Éditions Odile Jacob ». www.odilejacob.fr. 2017. https://www.odilejacob.fr/catalogue/sciences-humaines/economie-et-finance/transition-s-electrique-s-_9782738139146.php.
- Pettersen, Ekern, et Willumsen. 2011. « Mapping of selected markets with Nodal pricing or similar systems ». https://publikasjoner.nve.no/report/2011/report2011_02.pdf.
- « ¿Qué es el Bono Social? » 2021. Endesa. 2021. <https://www.endesa.com/es/te-ayudamos/bonosocial/bono-social>.
- Raikar, Santosh, et Seabron Adamson. 2020. « Locational Marginal Pricing - an overview | ScienceDirect Topics ». 2020. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/locational-marginal-pricing>.
- Redondo, Jaime. 2015. « PFC_Jaime_Redondo_Morais.pdf ». https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/25546/PFC_Jaime_Redondo_Morais.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- REE. 2022. « Voluntary price for the small consumer (PVPC) | Red Eléctrica de España ». 2022. <https://www.ree.es/en/activities/operation-of-the-electricity-systemvoluntary-price-small-consumer-pvpc>.
- « Tempo EDF 2022 : couleur du jour et lendemain, calendrier, tarif ». 2019. Kelwatt.fr. 5 juillet 2019. <https://www.kelwatt.fr/guide/tempo>.
- « The Power Market ». 2021. Energifakta Norge. 2021. <https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>.
- UE. 2021. *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Tackling Rising Energy Prices: A Toolbox for Action and Support*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A660%3AFIN&qid=1634215984101>.
- « UK Enshrines New Target in Law to Slash Emissions by 78% by 2035 ». 2021. GOV.UK. 2021. <https://www.gov.uk/government/news/uk-enshrines-new-target-in-law-to-slash-emissions-by-78-by-2035>.
- Williamson, Craig, et Kelly Marrin. 2014. « Peak Time Rebate's Dirty Little Secret », 10.
- Wodon, Quentin, et Diego Angel-Urdinola. 2007. « Do utilities subsidies reach the poor ».

