



CIRANO

Allier savoir et décision

Structures tarifaires et spirale de la mort : État des lieux des pratiques de tarification dans la distribution d'électricité résidentielle

TIMOTHÉ BEAUFILS

PIERRE-OLIVIER PINEAU

2018S-27
CAHIER SCIENTIFIQUE

CS

2018s-27

**Structures tarifaires et spirale de la mort :
État des lieux des pratiques de tarification dans la
distribution d'électricité résidentielle**

Timothé Beaufils, Pierre-Olivier Pineau

Série Scientifique
Scientific Series

Montréal
Août/August 2018

© 2018 Timothé Beaufils, Pierre-Olivier Pineau. Tous droits réservés. *All rights reserved.* Reproduction partielle permise avec citation du document source, incluant la notice ©. *Short sections may be quoted without explicit permission, if full credit, including © notice, is given to the source.*



Centre interuniversitaire de recherche en analyse des organisations

CIRANO

Le CIRANO est un organisme sans but lucratif constitué en vertu de la Loi des compagnies du Québec. Le financement de son infrastructure et de ses activités de recherche provient des cotisations de ses organisations-membres, d'une subvention d'infrastructure du gouvernement du Québec, de même que des subventions et mandats obtenus par ses équipes de recherche.

CIRANO is a private non-profit organization incorporated under the Quebec Companies Act. Its infrastructure and research activities are funded through fees paid by member organizations, an infrastructure grant from the government of Quebec, and grants and research mandates obtained by its research teams.

Les partenaires du CIRANO

Partenaires corporatifs

Autorité des marchés financiers
Banque de développement du Canada
Banque du Canada
Banque Laurentienne du Canada
Banque Nationale du Canada
Bell Canada
BMO Groupe financier
Caisse de dépôt et placement du Québec
Énergir
Hydro-Québec
Innovation, Sciences et Développement économique Canada
Intact Corporation Financière
Investissements PSP
Ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation
Ministère des Finances du Québec
Mouvement Desjardins
Power Corporation du Canada
Rio Tinto
Ville de Montréal

Partenaires universitaires

École de technologie supérieure
HEC Montréal
Institut national de la recherche scientifique
Polytechnique Montréal
Université Concordia
Université de Montréal
Université de Sherbrooke
Université du Québec
Université du Québec à Montréal
Université Laval
Université McGill

Le CIRANO collabore avec de nombreux centres et chaires de recherche universitaires dont on peut consulter la liste sur son site web.

Les cahiers de la série scientifique (CS) visent à rendre accessibles des résultats de recherche effectuée au CIRANO afin de susciter échanges et commentaires. Ces cahiers sont écrits dans le style des publications scientifiques. Les idées et les opinions émises sont sous l'unique responsabilité des auteurs et ne représentent pas nécessairement les positions du CIRANO ou de ses partenaires.

This paper presents research carried out at CIRANO and aims at encouraging discussion and comment. The observations and viewpoints expressed are the sole responsibility of the authors. They do not necessarily represent positions of CIRANO or its partners.

ISSN 2292-0838 (en ligne)

Structures tarifaires et spirale de la mort : État des lieux des pratiques de tarification dans la distribution d'électricité résidentielle*

Timothé Beaufilets[†], Pierre-Olivier Pineau

Résumé

Le développement des technologies décentralisées remet en question la place des réseaux dans le marché de l'électricité. Les structures tarifaires standards, principalement basées sur la quantité d'énergie consommée, ne sont désormais plus adaptées, et entraînent des risques de baisse de revenus pour les opérateurs de réseaux. Les consommacteurs, une nouvelle classe d'utilisateurs qui investit dans les technologies de production et de stockage à domicile, continuent de bénéficier des avantages du réseau sans en payer une juste part. Ce phénomène, connu sous le nom de « spirale de la mort », est susceptible d'avoir des conséquences très néfastes sur la stabilité financière des opérateurs de réseau, et contrevient au principe d'équité censé guider la conception des structures tarifaires. Face à la nécessité de changer la composition du prix de l'électricité, on observe une grande hétérogénéité de pratiques autour du monde. Le marché européen, entièrement dégroupé entre producteurs, organismes de transmission, distributeurs et fournisseurs d'énergie, connaît une grande variété de structures tarifaires, avec des prises de position très marquées en faveur de l'une ou l'autre des alternatives. En Amérique du Nord, si la diversité des statuts des opérateurs de distribution complique les comparaisons, l'introduction de nouveaux modes de tarification semble pour l'instant très marginale, et les tarifs volumétriques sont encore largement dominant. Finalement, ce rapport dresse un état des lieux succins des défis que doivent affronter les opérateurs de réseaux électriques, et propose un aperçu des réponses proposées autour du monde à ces divers enjeux. Il pourra apporter des points de repères sur les pratiques déjà en place, afin d'éclairer les acteurs impliqués dans la définition des politiques tarifaires.

Abstract

Increasing penetration of decentralized energy resources (DER) is currently disrupting distribution grid's monopoly. Basic tariff structures, mostly based on energy charges, are being outdated. Prosumers, a new class of residential ratepayers being both producers and consumers of electricity keep using the grid while their financial contribution is decreasing, causing tariff rises and inequities among users. This phenomenon, known under the term of "utility death spiral", represents a major threat to utilities' profitability. To tackle those new challenges, Distribution System Operators (DSOs) must improve their rate policies. In

* Ce rapport a été produit sous la supervision de Pierre-Olivier Pineau, Fellow CIRANO, professeur titulaire, Département de sciences de la décision, et titulaire de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal. Ce rapport a aussi été publié dans la série rapports d'étude et les cahiers de recherche de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie à HEC Montréal, energie.hec.ca.

[†] Étudiant à CentraleSupélec. Stage de projet de recherche – HEC Montréal / CIRANO.

Europe, each utility is unbundled, allowing high flexibility in setting rates design. This results in a lot of different grid tariff structures applied, some of them being particularly daring. In North America, the situation is particularly unclear due to the heterogeneity of actor's nature. Though, most utilities still seem to rely mostly on volumetric and fixed charges. Finally, this report aims to offer a global overview of the current challenges faced by grid utilities, and on how some DSOs are trying to move forward. By doing so, we hope that rate politics' stakeholders will have a broader vision on the range of decent practices.



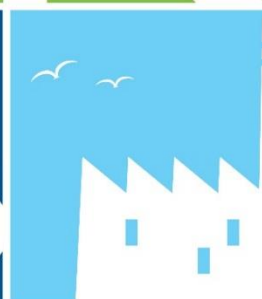
Rapport d'étude

N° 02 | 2018

**Structures tarifaires et spirale
de la mort : État des lieux des
pratiques de tarification dans
la distribution d'électricité
résidentielle**

Timothé **BEAUFILS**

Pierre-Olivier **PINEAU**



Avant-Propos

Ce rapport a été produit dans le cadre d'un projet de recherche au CIRANO sous la direction de Pierre-Olivier Pineau, titulaire de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie à HEC Montréal. Il est associé à un autre rapport du même auteur, publié par la Chaire sous l'intitulé « Structures tarifaires et spirale de la mort - Technologies décentralisées et stabilité des revenus dans la distribution d'électricité résidentielle » en juillet 2018. Le travail lié à la conception de ces deux rapports fait l'objet d'une soumission à la publication dans la revue *Utilities Policy*.

Table des matières

Résumé	i
Abstract	i
Avant-Propos	ii
Revue de littérature : la spirale de la mort	1
Généralités	1
Les nouvelles caractéristiques de la filière	3
Électrification de nouveaux secteurs	3
Décentralisation	3
Digitalisation	4
Synthèse	5
Illustration : la spirale de la mort	5
Revue des structures tarifaires.....	8
Les principes d'une tarification efficace.....	8
Méthodes de tarification.....	10
Composante fixe.....	10
Composante énergétique.....	10
Composante de puissance.....	13
De la simplicité à la précision	14
Etat des lieux des pratiques tarifaires des distributeurs.....	16
Intégration de la filière et construction prix de l'électricité.....	16
Données.....	17
Europe	17
Australie.....	25
Amérique du Nord.....	25
Synthèse	26
Annexes	28
Principes de Bonbright	28
Attributs liés au revenu	28
Attributs liés aux coûts.....	28
Attributs liés à la pratique	29
Grilles Tarifaires.....	29

Italie.....	29
France.....	29
Exemples de facture.....	30
Italie.....	30
France.....	31
Quebec.....	31
Bibliographie.....	33

Revue de littérature : la spirale de la mort

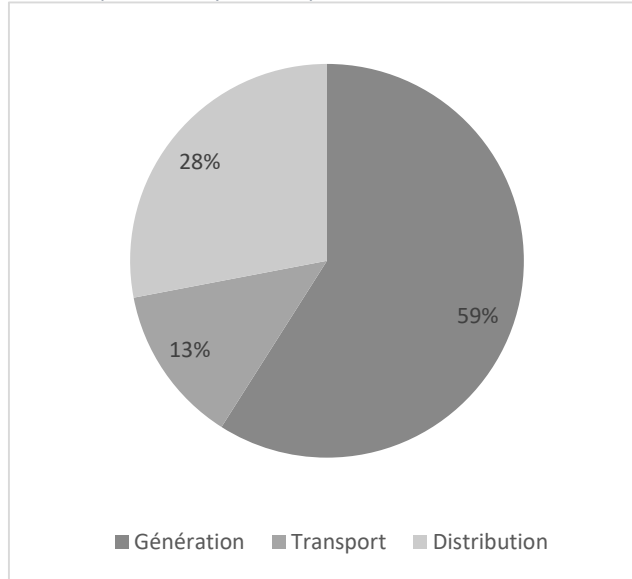
Généralités

Bien que très largement développée dans les sociétés modernes, l'électricité est un vecteur énergétique particulièrement complexe à maîtriser. Difficile à stocker, l'électricité ne peut se transporter sur de grandes distances qu'à haute tension, la rendant inutilisable telle qu'elle pour les applications courantes. En conséquence, la filière électrique est génériquement divisée en trois étapes : production, transport et distribution. Le transport regroupe usuellement les opérations de transport de l'électricité à haute tension, sur des distances importantes, tandis que la distribution recouvre les opérations locales de livraison, à basse tension. Transport et distribution sont toutefois couramment regroupés sous le terme de «réseau électrique». A ces trois phases techniques s'ajoute généralement la fourniture, qui se charge de commercialiser l'ensemble des 3 opérations aux clients.

Au niveau mondial, on observe une très grande hétérogénéité des acteurs en charge de l'une ou l'autre de ces étapes, tant en termes de statut que d'intégration. Par exemple, en Europe, la création du marché européen de l'énergie a entraîné la séparation des opérateurs des différentes étapes : les entreprises responsables de la production, du transport, de la distribution et de la fourniture d'électricité doivent être indépendantes les unes des autres. En Amérique du Nord, le marché est bien plus hétérogène, puisqu'il n'existe pas de règle fédérale, que ce soit aux Etats-Unis ou au Canada. Certains territoires sont ainsi desservis par des acteurs largement intégrés verticalement – comme le Québec -, alors que des règles similaires aux règles européennes s'exercent ailleurs, comme au Texas. De même, les acteurs européens du marché de l'électricité sont tous privés (avec cependant un engagement fort de l'Etat dans certains pays), alors que différents gouvernements en Amérique du nord sont encore les uniques actionnaires de plusieurs entreprises, comme c'est le cas au Québec. Cependant, quelle que soit l'organisation de la filière, les opérateurs de réseaux d'électricité sont toujours en situation de monopole local : chaque zone géographique est toujours desservie par un unique réseau électrique. Afin de limiter les abus liés à cette situation de monopole naturelle, les opérateurs de réseaux sont encadrés par des autorités régulatrices, liées à l'Etat par les lois les établissant.

Le prix de l'électricité payé par l'utilisateur final doit permettre de rémunérer tous les acteurs de la filière. Dans ce qui suit, nous nous intéresserons en particulier à la rémunération des opérateurs de distribution, et dans une moindre mesure de transport. En fonction de la structure du marché, la notion de coût d'accès au réseau est plus ou moins explicite. Dans les pays où la filière électricité est concurrentielle, les opérateurs de distribution et de transport proposent une grille de tarification explicite, qui s'ajoute au prix final de l'électricité, indépendamment du fournisseur choisi par le consommateur. Au contraire, dans les pays où l'industrie électrique est verticalement intégrée, il est fréquent qu'aucun prix de distribution ne soit explicitement facturé. Le recouvrement des coûts du réseau se fait alors *via* le revenu unique perçu par le fournisseur à travers le prix final de l'électricité.

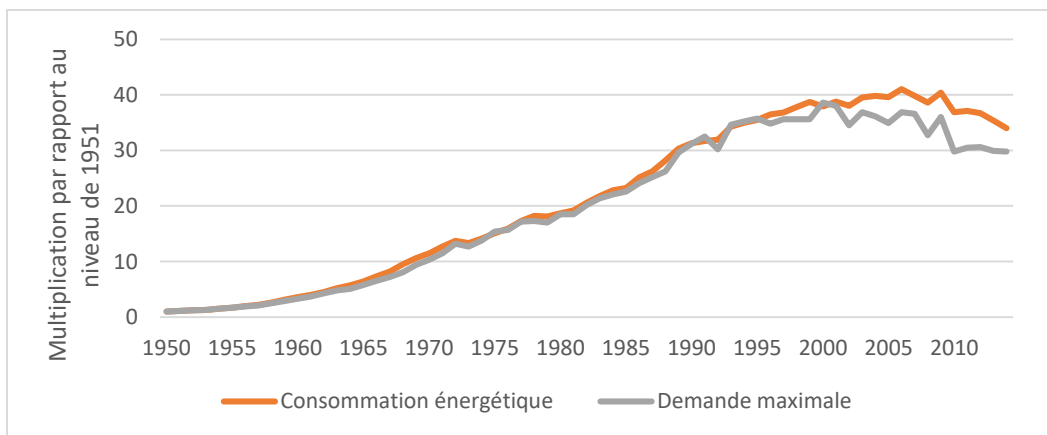
Figure 1 - Composition moyenne du prix de l'électricité aux Etats-Unis, 2017



Source : (U.S. Energy Information Administration, 2018)

Au total, les coûts de réseau représentent plus de 40% du coût final de l'électricité aux USA (U.S. Energy Information Administration, 2018). Pour une grande partie, ces frais sont directement liés aux infrastructures physiques déployées (Baughman & Bottaro, 1976). Le dimensionnement de ceux-ci ne dépend que peu du volume d'énergie transporté, mais plutôt de la pointe de consommation que le réseau doit pouvoir supporter, du nombre de clients à desservir et de la puissance maximale que le réseau doit supporter (Fares & King, 2017). Au contraire, les frais de production sont très liés au volume d'énergie produit, à cause des frais variables plus importants (frais de carburants et main d'œuvre). Cependant, dans la seconde moitié du XX^e siècle, consommation énergétique et demande maximale ont suivi une croissance presque identique.

Figure 2 - Évolution des niveaux de consommation énergétique et de demande maximale à Tokyo 1951 – 2015
Source : (TEPCO, 2018)



Dans un contexte où puissance et énergie semblent corrélés, il apparaît globalement équivalent d'utiliser la puissance appelée ou la consommation énergétique pour facturer

l'électricité. Cependant, les évolutions récentes des marchés de l'électricité amènent à remettre en question la validité de ce postulat.

Les nouvelles caractéristiques de la filière

Le début du XXI^e siècle marque une rupture dans l'organisation de la filière électrique. Le Forum Economique Mondial attribue cette rupture à 3 facteurs technologiques (World Economic Forum, 2017) :

- L'électrification de nouveaux secteurs
- La digitalisation des réseaux
- La décentralisation des ressources énergétiques

Électrification de nouveaux secteurs

La signature de l'Accord de Paris en 2015 suppose la limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans les pays signataires, afin de limiter le réchauffement climatique à moins de 2°C par rapport au niveau préindustriel (UN, 2015). Pour remplir cet objectif, l'électrification des secteurs les plus polluants s'affiche comme un prérequis, dans la mesure où l'électricité provient de source non-émettrice de GES (Williams, et al., 2012). En particulier, l'électrification du secteur des transports est une priorité, et pourrait avoir un impact important sur les profils de charge des consommateurs (UI-Haq, Cecati, & El-Saadany, 2018). De même, le remplacement progressif des systèmes de chauffage aux combustibles fossiles par du chauffage électrique imposera des contraintes supplémentaires importantes sur les réseaux électriques (Lund, 2018).

La nécessité de la lutte contre le dérèglement climatique se traduira donc dans les prochaines années par l'électrification de plusieurs secteurs émetteurs de GES. Cela pourrait se traduire par une augmentation globale de la consommation électrique. Dans ce cas, des investissements seront nécessaires pour permettre le renforcement des réseaux de transport et de distribution.

Décentralisation

En plus d'augmenter la charge globale, certaines technologies, dites décentralisées, sont susceptibles de changer le rôle même des réseaux dans la filière électrique. Le terme de technologie décentralisée s'oppose à l'organisation verticale historique de la filière électrique. Jusqu'au début du XXI^e siècle, l'industrie électrique présentait en effet une structure pyramidale. La production électrique était concentrée dans quelques centrales, permettant des économies d'échelle, puis « descendait » jusqu'aux consommateurs.

Cependant, l'essor de technologies de production à l'échelle d'un foyer remet en question ce postulat. Par exemple, les technologies photovoltaïques (PV) sont déjà compétitives dans certains marchés pour une utilisation à l'échelle domestique, et d'autres innovations comme le stockage domestique, les outils de contrôle de charge ou les voitures électriques sont vouées à être rapidement adoptées dans les prochaines années (Costello, Major Challenges of Distributed Generation for State Utility Regulators, 2015). D'une part, certaines de ces technologies sont intermittentes, et pourraient avoir des conséquences négatives sur la stabilité des réseaux (Veldhuis, Leach, & Yang, 2018). D'autre part, de consommateur passif, tout usager

est susceptible de devenir un producteur-consommateur actif, produisant et consommant en fonction conditions du marché. Le néologisme *prosumer*, qu'on peut traduire par *consommacteur*, illustrent bien ce changement de statut (Parag, 2015).

Le développement des technologies décentralisées remet ainsi en question la place des acteurs de la distribution dans l'industrie électrique, au fur et à mesure que la dépendance des usagers au réseau se réduit. Dans le cas le plus extrême, il devient même possible pour certains usagers d'envisager s'affranchir totalement de la connexion au réseau (RMI, 2014). Ce type de comportement n'apparaît pour l'instant que comme une possibilité, mais pourrait bien se concrétiser dans les années à venir, si les coûts de connexion au réseau venaient à devenir trop importants pour les consommateurs. Une telle éventualité est un risque important pour les distributeurs. Une diminution du nombre d'usagers connectés au réseau les obligerait à partager les coûts entre un nombre plus réduit de clients, et donc à augmenter les prix de distribution (Fares & King, 2017). Une telle augmentation inciterait d'autant plus les consommateurs à se déconnecter, ce qui augmenterait encore les prix. Un cercle vicieux s'installerait, appelé «spirale de la mort».

Un tel phénomène serait d'autant plus dommageable que la déconnexion massive des consommateurs est sous-optimale à l'échelle du réseau. Convenablement mise en réseaux, les technologies décentralisées présentent au contraire de nombreux avantages en termes d'optimisation (RMI, 2015; Clastres, 2011; Fathabadi, 2015; Aliasghari, Mohammadi-Ivatloo, Alipour, Abapour, & Zare, 2018). Pour cela, au lieu de la simple fonction de distribution unilatérale de l'électricité, les réseaux doivent devenir des *smart grid*, des infrastructures capables de supporter des flux d'énergie et d'information multidirectionnels (Farhangi, 2010).

Digitalisation

L'optimisation du réseau dans le cadre du développement des technologies décentralisées est justement permise par l'essor des technologies de l'information et des communications (TICs). En particulier, l'essor des outils de mesure avancés et des technologies de contrôle automatisé de la demande permettent d'envisager à terme de nouvelles façons d'optimiser la charge du réseau (Reka & Dragicevic, 2018).

Aujourd'hui déjà, la généralisation des compteurs avancés donne aux usagers de nouveaux outils pour comprendre et maîtriser leur demande. Ils couvrent 40% des connexions américaines, et l'UE vise un taux d'équipement de 72% dès 2020 (Pérez-Arriaga & Knittel, 2016). Ces nouveaux types de compteur permettent de suivre en temps réel la consommation électrique d'un foyer, ouvrant le champ à des structures tarifaires plus précises. Ainsi, il devient désormais possible d'envoyer des signaux de prix en temps réel, pour optimiser l'utilisation du réseau.

Les compteurs avancés permettent de plus de collecter des données de consommation plus nombreuses et plus précises, améliorant la connaissance des habitudes de consommation des usagers (World Economic Forum, 2017). A plus long terme, les technologies de maîtrise automatisée de la demande devraient jouer un rôle majeur dans la gestion des réseaux. L'objectif de ces technologies est d'optimiser la consommation des appareils ménagers, afin de limiter les pics de puissance, de reporter une partie de la consommation vers les heures creuses,

ou de stabiliser le fonctionnement des réseaux (Muhssin, Cipcigan, Sami, & Obaid, 2018; Li, Chiu, & Sun, 2017; Stimonaris, et al., 2016; Gelazanskas & Gamage, 2014).

Finalement, le développement du numérique dans les technologies liées à la mesure, à la communication et au contrôle de la demande électrique permettent d'envisager de nouvelles façons pour le grand public de consommer l'électricité. Globalement, cet ensemble de technologie permet de mieux comprendre comment l'électricité est consommée, et donne des moyens d'agir de façon pertinente sur la consommation en temps réel. Ces technologies donneront de nouvelles possibilités aux usagers pour agir sur leur consommation.

Synthèse

Ainsi, le contexte technologique et environnemental oblige à remettre en question le statut des distributeurs d'électricité. Les réseaux de distribution continueront à être une infrastructure indispensable à la filière électrique et les nouveaux usages nécessiteront même des investissements considérables dans le réseau. D'une part, parce que l'électrification de nouveaux secteurs industriels est susceptible d'entraîner une augmentation de la consommation globale d'électricité; d'autre part, car les technologies décentralisées n'atteindront leur plein potentiel qu'en étant convenablement interconnectées; et enfin parce que la digitalisation du réseau, nécessaire au développement des technologies décentralisées, nécessite déjà des efforts d'investissement.

Cependant, cette nécessité de renforcer les réseaux de distribution se fait dans un contexte de redéfinition profonde de leur rôle. La décentralisation des technologies de production transforme la structure horizontale de la distribution en un réseau horizontal, où les flux d'énergie et d'information doivent pouvoir se croiser. De plus, les nouvelles technologies d'information et de communication, associées aux technologies décentralisées, permettent aux usagers de réduire leur dépendance au réseau. Des signaux de prix mal dirigés pourraient amener les utilisateurs à privilégier des comportements individuellement favorables, mais globalement contre-productifs (Schittekatte, Momber, & Meeus, 2018). Ainsi, d'une position de monopole locale indiscutable, les opérateurs de réseau voient désormais poindre le spectre de la concurrence de l'autoconsommation.

Les acteurs de la distribution d'électricité se voient donc mis en difficulté par deux mouvements apparemment opposés. D'une part, ils doivent faire face à de nouveaux investissements pour assurer la stabilité du réseau et permettre l'émergence de technologies intelligentes permettant son optimisation. D'autre part, leur modèle de rémunération traditionnel est remis en question par l'émergence de la concurrence liée à l'autoconsommation. Cette équation nécessite une remise en question profonde du modèle économique des acteurs de la distribution, vers un rôle plus inclusif et flexible (Kind, 2015).

Illustration : la spirale de la mort

Dans beaucoup de marchés, la temporalité des causes disruptives énoncées plus haut ne se manifesteront que dans plusieurs années. Cependant, le phénomène de spirale de la mort peut être compris comme un signe avant-coureur des transformations qu'auront à affronter les opérateurs de distribution dans les prochaines années.

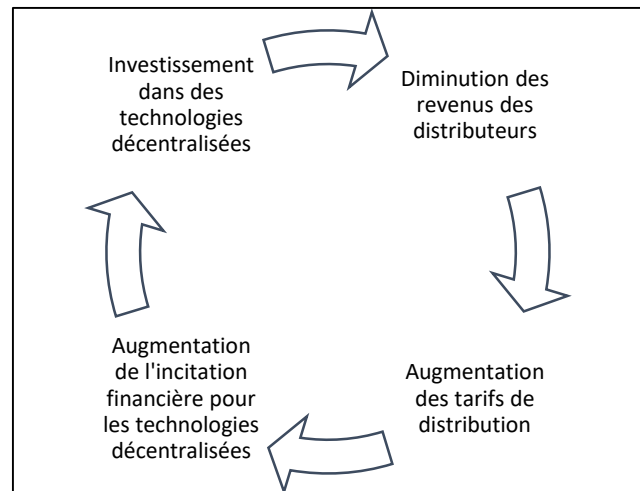
Le terme de spirale de la mort (*Death Spiral of utilities* en anglais) décrit un phénomène dans lequel l'augmentation des coûts pour les acteurs du marché de l'électricité entraîne une augmentation des prix qui, si elle se traduit par une diminution de la consommation, peut elle-même causer une diminution du revenu, sans diminution significative des coûts. Ce terme est ainsi utilisé depuis les années 80, et contient un risque important lié à la stabilité financière des acteurs du marché de l'électricité. Si les 30 dernières années n'ont pas vu la concrétisation de ce risque, les nouvelles conditions de marché réactualisent cependant cette possibilité (Costello & Hemphill, Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality, 2014).

Le regain d'intérêt autour du phénomène de spirale de la mort vient de la rencontre entre des structures tarifaires peu représentatives des coûts et le développement des technologies décentralisées. Le mécanisme sous-jacent fait depuis deux ans l'objet d'une littérature croissante visant à modéliser les relations entre augmentation des tarifs et développement des technologies décentralisées (Castaneda, Franco, & Dyer, Evaluating the effect of technology transformation on the electricity utility industry, 2017; Hutchinson, Gibson, & Phaweni, 2016; Castaneda, Jimenez, Zapata, Franco, & Dyer, 2017; Kubli, 2016). Dans les faits, les technologies décentralisées, au premier rang desquelles le PV, permettent aux consommateurs de réduire leur consommation énergétique, sans nécessairement réduire les pics de puissance qui dimensionnent les coûts de réseau. Dans de nombreux pays, la facturation de l'électricité se faisant encore principalement en fonction du volume

d'énergie consommé¹, de nombreux distributeurs voient ainsi leur revenu diminuer, alors que les coûts associés à la livraison de l'électricité ne diminuent pas. Afin d'assurer le financement du réseau, les opérateurs de distribution se voient donc dans l'obligation d'augmenter les prix de réseau. Cette augmentation se répercute sur les prix de l'électricité, laquelle fournit une incitation financière supplémentaire aux consommateurs pour réduire leur consommation énergétique, entretenant ainsi le phénomène d'érosion des revenus. Ce phénomène pourrait en théorie mener

jusqu'à la déconnexion du réseau des utilisateurs (RMI, 2015). Dans les faits cependant, le rythme de développement et le potentiel PV semblent trop faibles pour faire peser un risque massif à court terme pour les opérateurs de distribution (Muaafa, et al., 2017; Laws, Epps, Peterson, & Wanjiru, 2017). Cependant, certains pays semblent déjà être exposés à ce phénomène. C'est par exemple le cas de l'Australie, où les tarifs de l'électricité ont augmenté de 112% en seulement 5 ans, principalement à cause du développement PV et des tarifs peu représentatifs des coûts (Simshauser P. , 2016).

Figure 3 - Description du phénomène de spirale de la mort



¹ Voir la seconde partie du présent rapport

Fondamentalement, le phénomène de spirale de la mort se manifeste par l'émergence de subventions dites « croisées » entre les consommateurs standards et les *consommacteurs*. Les technologies décentralisées permettent aux *consommacteurs* de reporter une partie de leurs coûts de réseaux vers les utilisateurs standards (Picciarellon, Vergara, Reneses, Frias, & Söder, 2015; Strielkowski, Streimikiené, & Bilan, 2017). Ainsi, la valeur créée par les technologies décentralisées est inégalement répartie entre les différentes classes d'utilisateurs. Il semble nécessaire de considérer l'adoption de nouvelles structures tarifaires pour assurer une contribution juste au réseau pour chaque type d'utilisation (Ferlder & Athawale, 2014; Kirsch & Morey, 2015; Kind, 2015; Tayal, 2016).

Revue des structures tarifaires

Cette partie est structurée en trois sections principales. La première explicite brièvement les grands principes théoriques qui soutiennent la construction des structures tarifaires. Une seconde partie explore les grands types de structures tarifaire, et rappelle les propriétés qui leurs sont habituellement prêtés. Enfin, la dernière partie décrit les tendances principales dans les structures tarifaires actuellement appliquées en Australie, en Europe et en Amérique du Nord.

Les principes d'une tarification efficace

Si le document présent s'intéresse en particulier aux distributeurs d'électricité, une part importante de la littérature sur la tarification d'électricité ne s'intéresse pas de façon exclusive à ce segment de l'industrie électrique. Cela provient en effet de la structure historiquement très intégrée verticalement des entreprises de fourniture d'électricité, et qui prévaut encore aujourd'hui dans de nombreux pays. Cependant, les principes essentiels de tarification s'appliquent autant pour le prix final de l'électricité que pour la contribution au prix du réseau.

Le rôle très majoritaire de la demande maximale en puissance dans les coûts de distribution fait consensus dès la fin du 19^{ème} siècle (Hopkinson, 1892). Cependant le débat sur la tarification de la fourniture d'électricité est toujours d'actualité. Au milieu du 20^{ème} siècle, deux ensembles de travaux ont posé des fondations théoriques à ces débats. Ceux-ci figurent encore aujourd'hui de référence pour la plupart des acteurs de la tarification électrique.

Ainsi, au sortir de la seconde guerre mondiale, les travaux de Boîteux au sein d'Électricité de France (EdF), la compagnie nationale française d'électricité, adossent le montant des tarifs sur le concept de coûts marginaux à long terme (Boîteux & Stasi, 1952). C'est-à-dire qu'il s'agit de faire payer au consommateur le coût que sa consommation induit sur le réseau, en prenant en compte une possible réorganisation du réseau et de la production à long terme. Ce faisant, le prix intègre une dimension dynamique : le consommateur paye plus si son usage du réseau est plus coûteux ou s'il est susceptible de nécessiter des modifications futures de l'infrastructure. En adossant le tarif de l'électricité sur les coûts réels, l'intérêt individuel du consommateur rejoint l'intérêt collectif, puisque le client est incité à adopter un comportement individuel responsable. Plus qu'un moyen de recouvrir les coûts de l'industrie, l'outil tarifaire devient donc un vecteur d'information, qui influence le comportement du consommateur.

La seconde contribution importante au cadre théorique de la tarification de l'électricité consiste en 8 principes qui définissent les caractéristiques souhaitables de la structure tarifaire d'un fournisseur de service public (Bonbright, Principles of Public Utility Rates, 1961), augmentés à 10 lors d'une réédition en 1988 (Bonbright, Danielsens, & Kamerschen, Principles of Public Utility Rates, Second Edition, 1988). Les différentes notions évoquées sont souvent reformulées par les auteurs qui les utilisent, en fonction du contexte et des priorités qui en découlent. Dans notre cas, nous regrouperons les 10 principes en 5 notions assez communément admises dans la littérature (Faruqui, Hanser, & Lessem, Best Practices in Tariff Design, 2016) :

- L'efficacité économique : les tarifs doivent viser à l'optimisation de l'utilisation présente et future du réseau, tout en autorisant l'innovation.

- L'équité : à utilisation égale du réseau, des consommateurs doivent payer des prix égaux. Dans la mesure du possible, il faut éviter les subventions d'une classe d'utilisateur à une autre.
- L'adéquation des revenus et leur stabilité : les revenus recouverts par les tarifs doivent pouvoir être anticipés par le distributeur, et en volume suffisant pour permettre le bon fonctionnement du réseau au présent et à l'avenir, ainsi que la rémunération raisonnable du capital.
- La stabilité des tarifs : du côté du consommateur, les changements de tarifs doivent être prévisibles et limités, pour permettre l'adoption de comportements cohérents.
- La satisfaction du consommateur : la structure tarifaire doit être compréhensible pour le consommateur, facile à appliquer et libre de controverse sur son interprétation.

A travers ces principes, un apport important de Bonbright sur le sujet de la tarification de la distribution d'électricité est la notion selon laquelle la construction d'une structure tarifaire n'est pas un exercice entièrement objectif. Au contraire, une place importante est laissée à l'appréciation des décideurs, qui peuvent prioriser l'un ou l'autre de ces principes en fonction du contexte. Par exemple, la notion de simplicité est souvent citée comme étant prioritaire, pour des questions de technologies, de maîtrise des coûts, d'acceptation sociale ou d'intelligibilité pour le consommateur. Ainsi, des choix politiques peuvent amener à sacrifier l'équité en faveur d'une certaine égalité, pouvant s'apparenter à une justice sociale. Par exemple, de nombreux distributeurs n'appliquent pas de distinction sur la situation géographique du client, quand bien même celle-ci peut avoir un impact important sur les coûts induits sur le réseau.

De plus, les notions énoncées ci-dessus poursuivent des objectifs souvent contradictoires. En particulier, la nécessité d'avoir une structure relativement simple peut considérablement limiter l'efficacité de la structure tarifaire. En effet, une structure tarifaire très granulaire permettra d'envoyer des signaux de prix géographiquement et temporairement très ciblés. Cependant, elle pourra être compliquée à implémenter, et les consommateurs pourraient ne pas avoir les réactions espérées s'ils ne comprennent pas les signaux de prix qui leur sont envoyés (Rocky Mountain Institute, 2014). Toute décision quant à la nature de la structure tarifaire à mettre en place est donc par nature le fruit d'un arbitrage, entre sa pertinence et sa simplicité.

En résumé, les travaux de Boîteux ont généralisé la méthode qui consiste à appuyer le prix de l'électricité sur les coûts de production et de distribution, et les principes de Bonbright offrent un cadre permettant de définir la pertinence d'un modèle tarifaire. A eux deux, ces auteurs ont offert un cadre théorique satisfaisant pour construire des modèles de revenus pour les distributeurs d'électricité. De plus, tous les travaux s'accordent à dire qu'il n'existe pas de structure tarifaire idéale (Brown, Faruqui, & Grausz, 2015; Fridgen, Kahlen, Ketter, Rieger, & Thimmel, 2018). Les politiques de prix à implémenter sont nécessairement le fruit d'un arbitrage entre les caractéristiques souhaitables, et de compromis liés au contexte politique et

économique. En particulier, le poids accordé aux différents principes de tarification dépend du contexte et des priorités locales (Picciariello, Reneses, Frias, & Söder, 2015).

Méthodes de tarification

Dans les faits, l'essentiel structures tarifaires résidentielles sont basées sur une, deux, ou trois composantes parmi les suivantes : une composante fixe, une composante énergétique (ou volumétrique), et une composante en puissance (ou en demande). Dans un nombre très limité de pays, une composante réactive peut également être ajoutée au prix. Cette dernière grandeur mesure la puissance soutirée par les composantes réactives d'une installation, laquelle est responsable de pertes en ligne plus importantes. Elle se décompte en VAR (Volt-Ampère Réactif). En raison de sa complexité et de son utilisation très marginale, ce type de composante n'est pas approfondi dans cette étude.

Les principes exposés dans les paragraphes suivants sont très généraux. Ils s'inspirent en partie d'une série de rapports de référence sur la tarification de l'électricité, édités par divers auteurs et institutions (Faruqui, Hanser, & Lessem, Best Practices in Tariff Design, 2016; Faruqui, Hledik, & Lessem, Smart by Default, 2014; Honkapuro, et al., 2017; Rocky Mountain Institute, 2014; KPMG, 2016; Kolokathis, Hogan, & Jahn, 2018; Lazar & Gonzales, 2015; Mandatalova, Massimiano, Verreth, & Gonzalez, 2014; Similä, Koreneff, & Kekkonen, 2011; Nieto, 2016).

Composante fixe

La composante fixe du prix de l'électricité est une somme dont le consommateur s'acquitte régulièrement (habituellement mensuellement), quelle que soit sa consommation. Elle regroupe souvent des frais liés aux coûts administratifs du distributeur, aux relevés de compteur, à la facturation... Elle peut être définie uniformément pour une classe d'utilisateur, ou peut varier selon certaines caractéristiques : localisation géographique, nombre de chambres, situation socio-économique du souscripteur, énergie de chauffage, type de compteur...

Si ce mode de facturation présente une simplicité et une stabilité évidente – tant pour le consommateur que pour l'opérateur -, il est très limité en termes d'efficacité et d'équité (Jahn, 2017). En effet, les clients n'ont pas d'incitation à réduire leur consommation et leur coût par rapport aux réseaux, et deux consommateurs aux usages très différents pourront être facturés la même somme. Cependant, la très grande majorité des opérateurs recouvrent au moins une partie de leurs coûts administratifs par des frais fixes (Faruqui & Leyshon, 2017).

Composante énergétique

La composante énergétique (ou volumétrique) du prix dépend de la quantité d'énergie consommée par le client, mesurée en kilowattheure (kWh). Elle peut être statique ou dynamique. Dans le cas statique, le prix par kilowattheure est le même en tout temps. Dans le cas dynamique, le prix est susceptible de varier selon l'heure de la journée, la saison ou même en temps réel. Toutes ces tarifications ont un effet incitatif sur la consommation énergétique des clients. Une tarification statique présente l'avantage d'être mesurable avec un compteur standard, qui ne fait qu'additionner la consommation, peu importe quand elle survient. De plus, la consommation totale d'électricité étant relativement stable dans le temps, les revenus permis

par ce mode de tarification sont relativement faciles à anticiper pour les opérateurs. Deux types de tarification statique existent.

- *Flat Rate* : il s'agit de la formule de tarification la plus simple, où l'énergie est facturée à un prix constant quelle que soit l'heure de la journée ou de la saison. Facile à mettre en place, elle a longtemps été majoritaire dans la plupart des pays, en étant associée à une composante fixe. Cependant, elle ne correspond pas à la structure des coûts de distribution, et peut aboutir à d'importantes subventions croisées entre différentes classes d'utilisateurs (Simshauser P. , 2014). Ainsi, sous ce mode de tarification, les utilisateurs réduisant leur consommation globale d'énergie sans réduire leur appel maximal en puissance voient leur facture diminuer fortement, sans que le coût qu'ils fassent subir au réseau ne décroisse. Ce phénomène entraîne une augmentation des prix, qui se reporte sur les consommateurs n'ayant pas pu réduire leur consommation, entretenant ainsi le phénomène de « spirale de la mort » décrit précédemment.
- *Block Rates* : une formule à blocs peut être croissante ou décroissante, voir l'une puis l'autre. Il s'agit de mettre en place des paliers de consommation, pour lesquels les prix de l'énergie varient. Ainsi, dans le cas d'un tarif à paliers croissants, le prix du kWh augmente avec la quantité consommée par le client, ce qui incite à limiter la consommation énergétique. Cette structure encourage davantage les consommateurs à réduire leur consommation électrique, mais présente les mêmes inconvénients que la structure à prix fixe. Elle peut par contre s'avérer très intéressante pour protéger les utilisateurs à faible revenus, en proposant par exemple les premiers blocs de kWh à faible prix.

Au contraire, les tarifications dynamiques permettent de faire varier le prix de l'énergie dans le temps. Ils nécessitent donc des compteurs avancés, pour permettre de distinguer le moment de consommation de l'énergie. En contrepartie, ils permettent d'intégrer au coût de l'électricité des signaux de prix quant aux coûts réels de l'électricité.

- *Time of use* : la mise en place d'un tel tarif consiste à définir des périodes temporelles fixes, désignées comme heures de pointe et heures creuse, et de faire varier le prix de l'énergie d'une période à l'autre, en augmentant le prix de l'énergie en heure de pointe et en le diminuant en heure creuse. Il est également possible de faire varier les prix et les plages temporelles d'une saison à une autre. Cette formule permet donc d'inciter à la diminution de la consommation sur des plages horaires prédéfinies. Ainsi, le consommateur dispose d'une information du coût de sa consommation sur le réseau. Cependant, ce mode de tarification peut causer des effets pervers en déplaçant simplement les pics de consommation en marge des périodes de pointe. Un tel report de la consommation peut alors entraîner une sous-rémunération de l'opérateur, puisque la plus grande partie de l'électricité est alors consommée en heure creuse, à un tarif réduit.
- *Critical Peak Pricing* : une formule en pic critique fonctionne sur le même principe qu'un Time of Use. Cependant, l'opérateur dispose en plus de la possibilité de définir avec un délai relativement court (de l'ordre d'une journée) des journées critiques. Lors de ces journées, le prix de la consommation en heure de pointe est majoré à un tarif supérieur

à son tarif habituel en heure de pointe. Ce principe de tarification permet donc de donner un signal de prix particulièrement fort en cas de pointe exceptionnelle sur le réseau. Elle demande en revanche de disposer de moyens pour communiquer ces heures de pointe au consommateur. Pour cette raison, les opérateurs qui proposent ce type de tarification le font sur une base de volontariat (tarif *opt-in*). De plus, pour rendre l'opération acceptable pour les consommateurs, l'opérateur propose un tarif régulier plus faible que le tarif normal, pour compenser l'augmentation du tarif en période critique.

- *Rebate Peak Pricing* : le principe de rabais de pointe est analogue à celui de tarification en pointe critique, à la différence qu'il se traduit par une diminution de la facture pour les clients acceptant de diminuer leur consommation en cas de pic de consommation sur le réseau. L'importance de cette réduction est le plus souvent liée à l'importance de la réduction de la consommation.
- *Real Time Pricing* : une tarification en temps réel consiste à proposer au consommateur un prix de l'électricité variant en temps réel, selon les conditions du marché. Ce type de tarification requiert l'installation d'un compteur avancé, mais également d'un moyen de communication en temps réel, voir même de dispositifs de contrôle automatique de la demande. En théorie, une telle tarification permettrait de participer à l'optimisation en temps réel du réseau. Cependant, en l'absence de dispositifs de gestion automatique de la demande, sa mise en application paraît aujourd'hui complexe à gérer pour le consommateur, et coûteuse à déployer.

L'intérêt des principes de tarification dynamique est de permettre de donner au consommateur une indication temporelle du coût qu'il induit sur le réseau. Le but est en effet de dissuader la consommation d'électricité par des tarifs plus importants au moment des pics de consommation. Les clients ont donc intérêt à déplacer dans la mesure du possible leur consommation vers les heures creuses, par exemple la nuit. Les tarifs dynamiques fixés à l'avance, principalement le ToU, voient cependant leur efficacité dépendre de la volatilité de l'occurrence des pics de consommation. Ils incluent donc le risque de simplement déplacer de quelques heures le pic de consommation, sans le réduire quantitativement, et en réduisant le revenu collecté (Beaufils, 2018).

De nombreux distributeurs ont déjà fait l'expérience de tarifs dynamiques, principalement sous la forme de ToU ou de CPP. De nombreuses études ont été menées pour quantifier leur effet sur le pic de consommation, et les conclusions sont assez hétérogènes. Une revue de littérature menée en 2012 semble tout de même indiquer que les consommateurs sont globalement plutôt prompts à répondre aux signaux de prix (Faruqui, Hledik, & Palmer, Time-Varying and Dynamic Rate Design, 2012), avec des diminutions du pic de consommation pouvant approcher 10% de réduction du pic de consommation global pour un tarif ToU. Certaines expérimentations de CPP ont même permis de diminuer de plus de 30% la consommation instantanée maximale, avec des effets d'autant plus marqués que le rapport entre le prix en heure de pointe et le prix en heure creuse est important. A noter tout de même que les expériences de CPP ont été menées sur des bases de volontariat. Enfin, l'émergence de technologie de maîtrise automatique de la demande devrait permettre de faciliter la mise en place de tels tarifs, et d'en augmenter l'efficacité.

Cependant, les tarifs dynamiques ne semblent pas résoudre les problèmes de subventions croisées liées au développement de l'autoconsommation (Simshauser P. , 2014). De plus, les reports de consommation vers les heures creuses sont difficiles à anticiper, et sont susceptibles d'augmenter la volatilité des revenus pour les opérateurs.

Composante de puissance

Une composante de puissance se base sur une mesure de la puissance électrique consommée ou souscrite par le client, mesurée en kiloVolt-Ampère (kVA) ou en kiloWatt (kW). Bien que ce mode de mesure ait accompagné la naissance de l'industrie électrique, il a progressivement été remplacé par les composantes volumétriques dans les tarifs résidentiels. Les clients commerciaux font encore souvent face à une telle composante, et encore plus les clients industriels. Cependant, les mutations récentes des caractéristiques de la demande électrique ont entraîné un regain d'intérêt autour des composantes en puissance (Hledik, Rediscovering Residential Demand Charges, 2014).

Dans le cas d'une composante en puissance souscrite, la mise en place ne requiert pas nécessairement la présence d'un dispositif de comptage avancé, mais peut consister à l'installation d'un disjoncteur chez le client. Ce disjoncteur coupe mécaniquement l'électricité chez le client en cas de dépassement instantané de la puissance souscrite. Le changement du plafond de puissance souscrite nécessite l'intervention d'un électricien, et se traduit par une modification de la valeur d'une ou plusieurs composantes du prix. Si le client dispose d'un compteur avancé, l'opérateur pourra choisir de ne pas couper l'approvisionnement en cas de dépassement de la puissance souscrite, mais simplement de facturer un supplément pour le dépassement de puissance.

Dans le cas où la composante de puissance est liée à la puissance maximale soutirée par le client sur le réseau, un compteur avancé est nécessaire pour mesurer la demande maximale. Celle-ci est le plus souvent calculée en moyennant la consommation d'énergie sur un temps court (de quelques minutes à une heure), mais peut aussi être considérée de façon instantanée. Il est également possible d'effectuer une moyenne les plusieurs pics de consommation, pour limiter la volatilité de la facture. Une autre variable d'ajustement est la période de facturation du maximum de puissance : le pic pourra être mesuré annuellement, mensuellement ou même quotidiennement. Enfin, il est possible de mesurer la puissance soutirée au réseau uniquement lors des heures de pointe, ou encore a posteriori au moment du pic de consommation locale.

Les options en tarification de puissance souscrite présentent une stabilité et une simplicité importante. En effet, quelle que soit la puissance réellement consommée, l'opérateur de distribution est assuré d'être rémunéré au niveau de puissance souscrit (lequel est nécessairement supérieur à la puissance maximale effectivement appelée). De plus, les démarches liées au changement du niveau de puissance souscrit permettent au distributeur de pouvoir anticiper les évolutions de la consommation d'un usager particulier. En contrepartie, les démarches à effectuer freinent l'incitation aux consommateurs à réduire effectivement leur pic de puissance. Cependant, la coupure du courant en cas de dépassement de la puissance autorisée est un inconvénient important pour l'utilisateur.

La tarification en puissance mesurée donne plus de responsabilité au consommateur final que la tarification en puissance souscrite. En contrepartie, un tel tarif demande un travail de communication important auprès de la clientèle pour être bien compris, et pour éviter des usages ponctuellement très coûteux pour le consommateur. Le choix d'une tarification sur le pic de consommation coïncident (c'est-à-dire au moment où le réseau local subit son pic de puissance) est techniquement et socialement difficile à mettre en place : techniquement parce que la définition du moment où un pic local est atteint est complexe, notamment sur la question du maillage utilisée ; et socialement, car une telle facturation se fait a posteriori, et ne permet donc pas au consommateur de pouvoir agir en pleine connaissance de cause sur sa consommation.

Les modes de tarification en demande présentent globalement l'intérêt d'être plus représentatifs des coûts du réseau que les tarifs volumétriques (Nijhuis, Gibescu, & Cobben, 2017), à condition que le pic de consommation du ménage coïncide avec le pic du réseau (Brown & Sappington, 2018). En particulier, il semblerait que ce mode de facturation soit particulièrement efficace pour réduire les subventions croisées entre les utilisateurs équipés de technologies décentralisées et les autres utilisateurs (Simshauser P. , 2016). De plus, le passage à un mode de tarification en puissance ne semble pas avoir d'impact démesuré sur les consommateurs aux revenus les plus limités (Hledik & Greenstein, The distributional impacts of residential demand charges, 2016). Enfin, il semblerait que les structures tarifaires en puissances soient perçues comme plus équitables que les structures volumétriques (Neuteleers, Mulder, & Hindriks, 2017)

Certains auteurs ont au contraire un avis très critique sur ce principe de tarification (Lazar & Gonzales, 2015). D'abord, parce que les profils de consommation peuvent être très différents d'un client à un autre. Or, un client dont le pic de consommation est différent du pic de consommation local a une incidence sur les coûts de distribution très inférieure à un client produisant des pics de consommation coïncidents. En outre un consommateur ayant une puissance moyenne proche de sa puissance d'appel maximal payera autant qu'un consommateur qui aura un pic de consommation très supérieur à sa puissance moyenne ; les consommateurs n'ont donc pas d'incitation à globalement économiser de l'énergie – à moins qu'une composante volumétrique soit aussi présente. Enfin, il peut être difficile pour le consommateur de réduire sa facture d'électricité sous cette politique de tarification, car les pics de consommation sont des événements ponctuels.

De la simplicité à la précision

On constate que les récentes évolutions technologiques concernant les technologies des compteurs électriques et d'informations ouvrent le champ à un nombre très important de méthodes de facturation de la distribution électrique. Il est d'ailleurs à noter que toutes ces technologies peuvent être déclinées à divers niveaux de mailles géographiques ou temporelles, ou être juxtaposées l'une à l'autre pour toujours plus rapprocher la tarification du coût réel supporté par le réseau.

Tableau 1- Synthèse des modes de tarification pouvant être combinés

Composante	Grandeur physique mesurée	Infrastructure nécessaire	Sensibilité Horaire	Effet incitatif
Charge Fixe	Aucune	Aucune	Non	Aucun
Puissance souscrite	Puissance - kW	Disjoncteur	Non	Puissance maximale autorisée
Puissance maximale soutirée	Puissance - kW	Compteur avancé	Non	Puissance maximale appelée
Puissance maximale coïncidente	Puissance - kW	Compteur avancé	Oui	Puissance appelée en heure de pointe
Flat Rate	Énergie - kWh	Compteur basique	Non	Consommation d'énergie
Block Rate	Énergie - kWh	Compteur basique	Non	Consommation d'énergie
Time of Use	Énergie - kWh	Compteur avancé	Oui	Consommation en heure de pointe
Critical Peak Pricing	Énergie - kWh	Compteur avancé - Moyen de communication	Oui	Consommation en heure de pointe
Real Time Pricing	Énergie - kWh	Compteur avancé - Moyen de communication avancé	Oui	Consommation en heure de pointe

Cependant, si l'augmentation de la granularité permet de faire des progrès substantiels pour l'efficacité et l'équité des tarifs, un tel mouvement rentre en opposition avec le principe de simplicité. D'une part, une structure tarifaire trop complexe risque de ne pas être intelligible pour le client, ne lui permettant donc pas d'adapter son comportement en conséquence. D'autre part, l'augmentation de la granularité du tarif peut être complexe à mettre en œuvre logistiquement, et entraîne des coûts supplémentaires. Dans des cas extrêmes, ceux-là peuvent même annuler les bénéfices offerts par une plus grande précision. En outre, l'importance de la lisibilité des signaux de prix dans les défis actuels du secteur invite à considérer avec prudence les structures tarifaires les plus complexes. Par exemple, en l'état actuel des usages et des possibilités techniques, une tarification en temps réel ne paraît pas pertinente, car elle serait trop complexe pour influencer le comportement de la majorité des consommateurs résidentiels.

Finalement, étant donnée la littérature disponible au sujet des structures tarifaires de distribution d'électricité, deux faits retiennent particulièrement l'attention :

- Les structures tarifaires volumétriques statiques sont peu représentatives des coûts de réseau.
- Pour augmenter la représentativité des coûts, deux modes de tarification alternatifs semblent aujourd'hui en concurrence : l'introduction d'une composante en puissance ou la mise en place d'un ToU.

Etat des lieux des pratiques tarifaires des distributeurs

Tout autour du monde, les réseaux de distribution d'électricité diffèrent par des caractéristiques techniques et organisationnelles. En particulier, pour comparer les pratiques tarifaires de rémunération des réseaux de distribution d'électricité, il est essentiel de comprendre leur place dans la filière électricité.

Intégration de la filière et construction prix de l'électricité

Historiquement, la plupart des entreprises de fourniture d'électricité sont intégrés verticalement, assumant la production, la transmission, la distribution et la vente de l'électricité au client. Dans ce modèle, encore très présent en Amérique du Nord, l'ensemble des coûts qui forment le prix de l'électricité sont supportés par le même opérateur. C'est par exemple le cas de la société Hydro-Québec. Quel que soit leur statut –privé, public ou mixte -, ces entreprises sont donc en situation de monopole sur plusieurs maillons de la chaîne de valeur, et sont le plus souvent sous le contrôle d'une Autorité de Régulation indépendante.

Cependant, de nombreuses juridictions ont fait le choix d'ouvrir la production et la fourniture d'électricité à la concurrence. C'est par exemple le cas en Californie, en Australie ou dans l'Union Européenne. Cependant, les réseaux de transmission et de distribution, en tant que « biens de club¹», ne sont pas concernés par cette mise en concurrence, et restent en situation de monopole ; les entreprises en concurrence ne s'occupant donc que des fonctions de vente et éventuellement de production de l'électricité. Afin d'assurer l'équité de la concurrence, les distributeurs doivent proposer un accès indiscriminé à leur réseau, quel que soit le fournisseur d'électricité. Toujours dans cette optique, l'Union Européenne impose que les distributeurs d'électricité d'une taille suffisante soient des entités administrativement et financièrement indépendantes des fournisseurs d'énergie. Dans ce mode d'organisation de la filière électricité, des acteurs différents supportent les coûts du réseau et ceux de la production et de la vente de l'électricité.

Cette différence est fondamentale dans le processus de construction des prix : dans un modèle concurrentiel, le prix de l'électricité est formé par la contribution du fournisseur et par la contribution des gestionnaires de réseau (distribution et transmission), indépendamment les uns des autres. Ainsi, l'opérateur de distribution impose un prix de réseau, qui s'ajoute au prix de la production pour construire le prix final de l'électricité. Dans cette configuration, il est donc possible d'isoler la composante de la distribution dans le prix final de l'électricité. Au contraire, les structures verticalement intégrées proposent généralement une tarification unique de l'électricité, qui ne laisse pas apparaître la composition du prix. Cette distinction est essentielle pour pouvoir comparer les pratiques tarifaires à l'internationale. Dans l'étude qui suit, les tarifs liés uniquement à la distribution ont été retenus lorsqu'ils étaient disponibles. Dans de nombreux cas cependant, le tarif présenté correspond au prix final de l'électricité.

¹ Un « Bien de Club » se définit comme « un bien collectif dont la consommation respecte le principe de non-rivalité mais qui a la possibilité d'être rendu excluable » (Wikipedia, s.d.). En d'autres termes, il s'agit d'un bien dont plusieurs utilisateurs peuvent faire usage en même temps, et dont il est possible de réserver l'usage à certains utilisateurs (ici, les clients contractuellement et physiquement reliés au réseau)

Données

La diversité des organisations structurelles complique l'accès aux structures tarifaires rémunérant les distributeurs d'électricité. Ainsi, la relative homogénéité du cadre réglementaire de l'Union Européenne permet d'accéder facilement à des agglomérats exhaustifs de données sur les politiques tarifaires de distribution. Au contraire, la gestion décentralisée de la politique énergétique aux Etats-Unis ne permet pas un aperçu exhaustif des pratiques ayant cours, puisque les différents états présentent aujourd'hui des niveaux très variables de libéralisation de leur réseau. Ainsi, l'objectif de l'étude suivante n'est pas de viser un examen exhaustif de l'état actuel des pratiques de tarification dans le monde entier, mais simplement de mettre en évidence la diversité des structures tarifaires aujourd'hui en application, ainsi que d'en étudier les principales dynamiques.

Nous étudions donc de façon globale les structures tarifaires proposées sur le continent européen, en nous attardant spécifiquement sur des pays proposant des structures particulièrement originales. L'Australie étant un pays particulièrement atteint par la problématique de la spirale de la mort, les dynamiques actuelles en termes de tarification y sont ensuite évoquées. Enfin, l'intérêt est porté sur la compréhension de la situation globale en Amérique du Nord, à travers des agglomérats de données récents.

Europe

La construction du marché européen de l'énergie, débutée en 1996, vise à mutualiser le parc énergétique du continent dans un marché libre unique (European Commission, 2018). Cet objectif est poursuivi en harmonisant progressivement l'ensemble des réseaux énergétiques du continent. A l'heure actuelle, cela se traduit par la nécessité, dans l'ensemble des pays membres :

- De mettre en place les conditions pour la libre concurrence de fourniture de l'énergie
- De désintégrer verticalement les entreprises du secteur
- De mettre en place des commissions de régulation indépendantes.

En conséquence, le marché européen présente aujourd'hui une relative homogénéité sur les termes de la distribution d'énergie. Un rapport publié en 2015 pour la Direction Générale de l'Energie de la Commission Européenne procède justement à une comparaison approfondie des structures tarifaires des distributeurs d'électricité des 28 pays de l'Union Européenne, afin d'en identifier les tendances et de mettre en avant les bonnes pratiques observées (AF-Mercados, REF-E, Indra, 2015). Il est à noter que si le rapport date de 2015, la plupart des données ne datent que de l'année 2012. En absence de référence contraire, toutes les données exposées dans les paragraphes suivants sont issues de ce document. Les cas des pays présentant des structures particulièrement originales ont été mis à jour avec les données disponibles en mars 2018.

Statut des distributeurs

Si tous les distributeurs européens présentent la caractéristique commune d'être dégroupés du reste de l'industrie, ils conservent tout de même une hétérogénéité importante en termes de taille et de régulation. Ainsi, le nombre de distributeurs par pays varie d'un à plusieurs centaines. En Allemagne, les distributeurs sont la plupart du temps des entreprises

communales publiques, et sont au nombre de 883, dont 103 desservent plus de 100 000 utilisateurs. Au contraire, le réseau français est très centralisé. Si 148 distributeurs sont présents sur le territoire, Enedis, l'opérateur issu de la dissolution de l'entreprise historique EDF, couvre environ 95% du territoire. La situation est à peu près similaire en Italie, avec Eni.

Cette diversité se retrouve d'ailleurs au niveau de la régulation en place. Ainsi, le mécanisme de définition des prix de distribution est centralisé dans 15 pays européens, dont la France, l'Italie, l'Autriche ou le Portugal. Dans ces pays, l'autorité indépendante de régulation définit donc les prix que l'ensemble des distributeurs facturent au fournisseur ou au client. L'Espagne est le seul pays où les tarifs de distribution sont encore directement établis par le gouvernement. Dans les autres pays, l'autorité de régulation ou l'état fixe les grands principes de tarification, et valide les grilles tarifaires proposées par les opérateurs.

Enfin, la définition même des frontières entre distribution et transport ne fait pas l'objet d'un consensus européen. Les entreprises de distribution italiennes opèrent ainsi à des niveaux de tension atteignant 200 kV, alors que ce niveau est limité à 20 kV en France (Pérez-Arriaga, Ruester, Schwenen, Batlle, & Glachant, 2013).

Segmentation des tarifs résidentiels

Les principes de réfectivité des coûts dans les tarifs obligent les opérateurs à distinguer des classes d'utilisateurs, en fonction de leurs caractéristiques de consommation. Ainsi, les gros consommateurs industriels ont des besoins et des coûts très différents des clients résidentiels ou des petits commerces, d'où des tarifs différents. Si la définition des classes d'utilisateurs ne change fondamentalement pas grand-chose pour le client, elle peut cependant être un facteur de lisibilité pour les clients, et de coûts administratifs pour les opérateurs.

Le niveau de tension desservi est un critère utilisé dans tous les pays de l'échantillon où des données sont disponibles. C'est même le seul critère au Danemark, en Estonie, en Slovaquie et en Roumanie. A titre d'exemple, en France, 2 domaines de tension sont définis sur les réseaux publics de niveaux alternatifs : entre 50 V et 1 kV (domaine BT, basse tension), et entre 1 kV et 50 kV (domaine HTA, haute tension alternatif) (ENEDIS, 2018). Autrement, un second critère de segmentation est la puissance souscrite, utilisé dans 13 des 23 pays pour lesquels les données sont disponibles. Ainsi, aux Pays-bas, au Portugal ou en Espagne, la tension et la puissance souscrite définissent à eux deux l'ensemble des classes d'utilisateur. Les tarifs français distinguent comme cela 3 types de consommateur selon la tension et la puissance souscrite : HTA, BT avec une puissance supérieure à 36 kVA, et BT avec une puissance inférieure à 36 kVA. 12 pays utilisent d'autres critères, comme la consommation d'énergie annuelle (Malte, Finlande), le type de compteur installé (France, Autriche, Allemagne), ou le statut des consommateurs (Irlande, Italie) pour définir les groupes tarifaires. Une segmentation basée sur le type de connexion (voltage, puissance et type de compteur) présente des avantages de simplicité administrative, puisqu'elle associe à chaque type de connexion un tarif unique, et ne demande pas de vérification administrative du statut des clients.

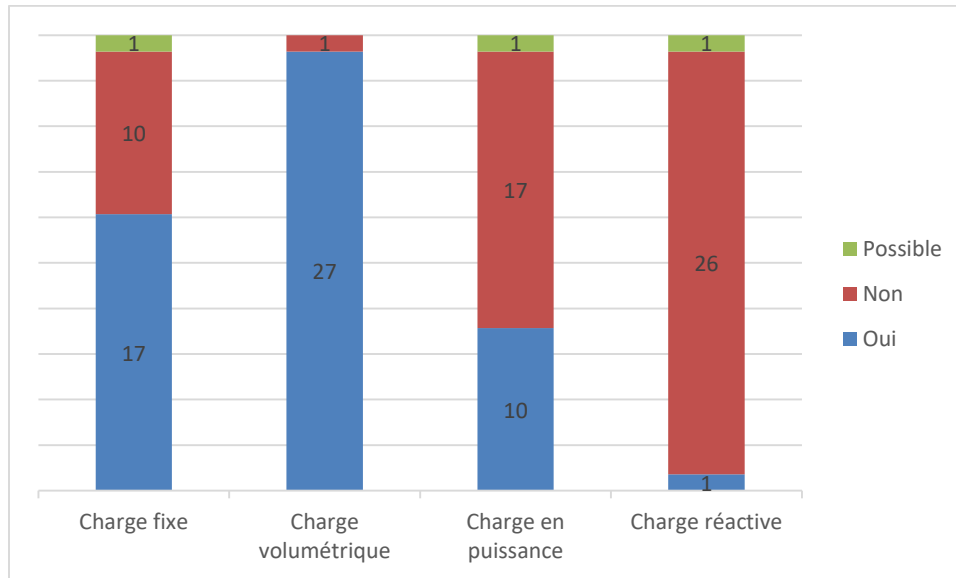
Composantes de prix

Les règles de fixation des tarifs ne sont pas homogènes au niveau européen. De même, au sein des pays pour lesquels l'autorité de régulation n'est pas responsable de la définition des

tarifs, on peut observer des différences importantes d'un distributeur à un autre. Malgré tout, la plupart des pays présentent des structures tarifaires par défaut assez homogènes.

Le graphique suivant indique, pour chaque type de charge, le nombre de pays européens où les distributeurs appliquent une composante de ce type dans leur structure tarifaire.

Figure 4 - Composantes des structures tarifaires résidentielles en Europe



Source : (AF-Mercados, REF-E, Indra, 2015), Agences de Régulation Nationales

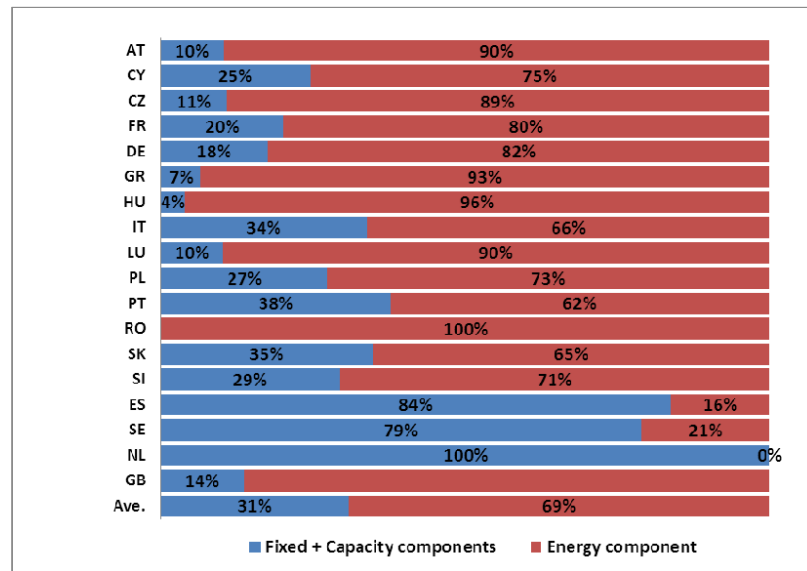
A l'exception des Pays-Bas, tous les tarifs de distribution européens disposent d'une composante énergétique. 16 pays facturent une composante fixe aux consommateurs, mais selon des modalités différentes : elle est par exemple uniforme en Italie ou au Danemark, mais dépend du lieu d'habitation pour l'Allemagne ou en Autriche. 10 pays européens appliquent également une composante selon la puissance souscrite. A noter que la majorité des pays qui appliquent une charge sur la demande souscrite (5) n'appliquent pas de charge fixe. Enfin, une composante réactive s'applique sur les tarifs résidentiels irlandais, et chez certains distributeurs hongrois.

En termes de tarification dynamique, les distributeurs de 12 pays proposent des tarifications ToU, soit près de la moitié de l'échantillon. Certains pays proposent des horaires de pointe différenciés par zones géographiques. L'Autriche semble avoir la tarification la plus complexe : les pays est divisé en 15 zones géographiques, et subdivisées en 4 tranches horaires (heures de pointe et heures creuse, été et hiver). Les consommateurs sont facturés selon la puissance mesurée et l'énergie consommée. En absence de dispositif de comptage de la puissance, une charge fixe s'ajoute au prix. La puissance maximale est mesurée sur un quart d'heure. (E-Control, 2018)

Enfin, quelques pays appliquent d'autres éléments de tarification, liés aux pertes en ligne, en Hongrie et en Slovaquie, ou des charges fixes liées à la location des compteurs électriques.

Cette diversité des structures tarifaires se traduit par le poids très variable du volume d'énergie dans le tarif de distribution total. Le reste du tarif est alors composé de la combinaison d'une charge fixe et d'une charge liée à la demande en puissance. Le graphique suivant présente donc le poids respectif des charges liées à la consommation énergétique et aux charges fixes ou en demande, pour un client résidentiel moyen dans une partie des pays de l'Union Européenne.

Figure 5 - Part de la composante fixe dans les tarifs résidentiels de distribution
Calcul pour un consommateur moyen, avec une consommation annuelle de 3500 kWh et 6 kW de puissance souscrite



Source : (AF-Mercados, REF-E, Indra, 2015)

Ainsi, dans trois pays européens, plus de la moitié du tarif de distribution consiste en une charge fixe ou une composante en puissance. En particulier, ce taux atteint 100% aux Pays-Bas, et 79% en Suède. En Espagne, seuls 16% des coûts sont couverts par une composante volumétrique, et tout le reste du tarif correspond à une charge en demande. Au contraire, les tarifs roumains dépendent uniquement de la consommation énergétique du client, et la plupart des distributeurs présentent des tarifs encore majoritairement tournés vers la mesure du volume d'énergie consommé.

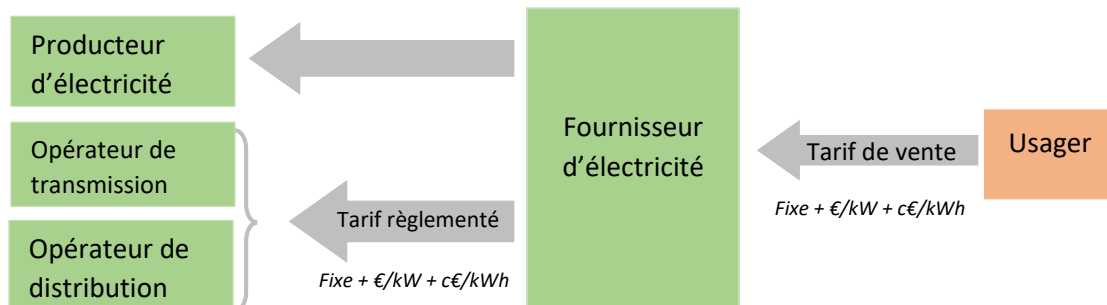
La tendance d'évolution des tarifs, est à l'augmentation radicale de la part liée à la demande maximale, et à la généralisation des tarifs dynamiques. Par exemple, les Pays-Bas ont supprimé la composante volumétrique du tarif de distribution d'électricité en 2009, afin de réduire les coûts administratifs. De même, la part de la composante en demande a très fortement augmenté en Espagne en 2013-2014, supprimant la part fixe du tarif et déterminant désormais la quasi-totalité des revenus des distributeurs. Au Portugal, les tarifs prennent déjà en compte une charge fixe liée à la demande et une charge volumétrique dynamique. Ces transformations sont d'ailleurs encouragées par les travaux de plusieurs instituts de recherche et de syndicats, comme Eurelectric, GEODE ou le CIRED (Eurelectric, 2016) (GEODE, 2013) (Mandalova, Massimiano, Verreth, & Gonzalez, 2014). Les motivations évoquées incluent la volonté de mieux refléter les coûts dans les tarifs, afin d'assurer une plus grande stabilité aux tarifs et aux revenus.

Il est utile de rappeler ici qu'en Europe, les tarifs de distribution ne constituent qu'une partie du prix payé par le consommateur, qui s'ajoute ou s'intègre aux prix de fourniture et de transmission. Même dans le cas où le prix de distribution ne comporte pas de composante volumétrique, les prix finaux de l'électricité présentent toujours une composante volumétrique (éventuellement dynamique), liée à l'achat d'énergie produite par les producteurs d'électricité. En conséquence, tous les consommateurs européens disposent toujours d'une incitation à économiser l'énergie totale consommée. Dans les cas des pays proposant une charge sur la puissance souscrite, le tarif finalement facturé au consommateur s'apparente donc le plus souvent en un tarif en deux ou trois parties, présentant une charge en puissance, une charge volumétrique et éventuellement une charge fixe. Dans certains pays, les coûts de distribution ne sont pas explicitement facturés au client, mais sont intégrés dans un tarif global. C'est le cas de la France. Au contraire, en Italie, le coût de distribution apparaît directement sur la facture d'électricité.

Exemple d'intégration indirecte des coûts de distribution : la France

En France, le tarif d'acheminement de l'électricité (TURPE), qui regroupe le transport et la distribution, est fixé de façon pluriannuelle par l'état. Ce tarif d'acheminement dépend, pour les clients résidentiels, de la puissance souscrite (en kW), et de l'énergie consommée (en kWh),

Figure 6 - Flux Financier entre les acteurs de la filière électricité dans le cas d'une tarification groupée, exemple de la France



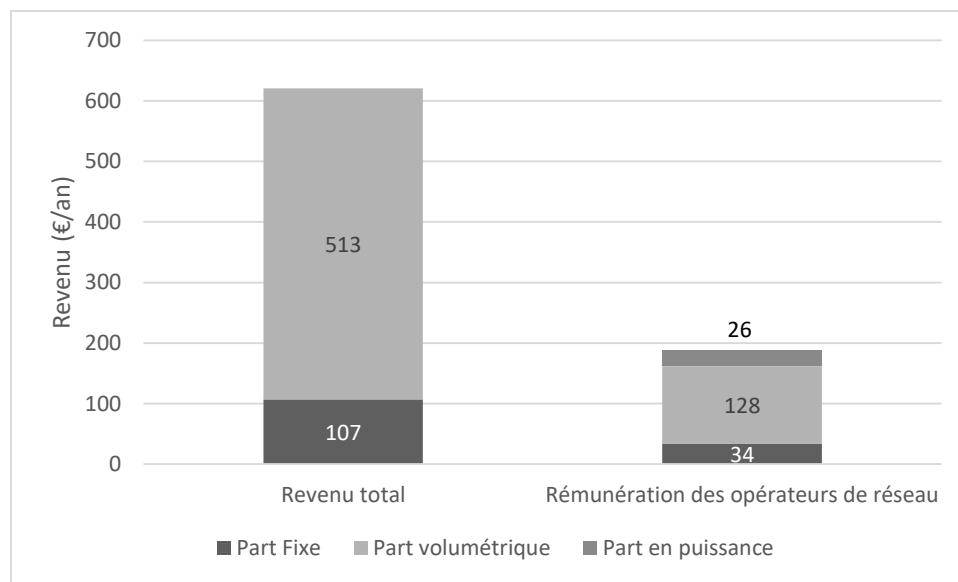
différenciée selon l'horaire et la saison pour les clients équipés d'un compteur avancé (ENEDIS, 2018). Le coefficient appliqué à la puissance est pondéré en fonction de la durée d'utilisation, qui est obtenue en divisant la consommation énergétique par la puissance souscrite, et par la possession ou non d'un compteur avancé. De fait, la part relative des tarifs volumétriques dépend du type de compteur équipé. Si le consommateur dispose d'un compteur avancé, la part de la puissance sera réduite mais la part volumétrique du prix sera par défaut calculée de façon dynamique. Enfin, une part fixe est ajoutée, prenant en compte divers frais administratifs et taxes. Le tarif de rémunération du distributeur est donc issu d'un calcul complexe qui est facturé au fournisseur d'énergie. Il tend vers une plus grande différenciation de l'horaire par le recours systématique au ToU dès que possible, en contrepartie d'une diminution de la part liée à la puissance souscrite.

Cependant, le tarif de distribution n'apparaît pas sur la facture des consommateurs résidentiels, puisqu'il est intégré aux prix définis librement par les fournisseurs d'électricité, comme décrit dans la figure 5. Le client règle donc une facture unique au fournisseur, selon ses

principes de facturation propres. C'est ensuite le fournisseur lui-même qui rémunère le distributeur du client selon le calcul décrit précédemment.

Si les fournisseurs d'énergie sont libres de proposer leurs propres tarifs, l'État définit encore un tarif réglementé pour la fourniture d'énergie (rémunérant donc l'ensemble des acteurs de la filière), qui est aujourd'hui le tarif le plus répandu chez les consommateurs. Ce tarif est composé d'une part fixe relativement faible liée à la puissance souscrite, et d'une composante énergétique fixe dans le temps. Le choix de souscription de la puissance se fait par bandes de 3 kW, et plus la puissance souscrite est importante, plus le prix unitaire de l'énergie décroît (EdF, 2018). La Figure 4 décompose la facture payée par un client résidentiel moyen, et le revenu que touchent les opérateurs de réseau pour le même usage. La grille tarifaire détaillée est décrite en annexe.

Figure 7 - Composition du revenu total et du revenu lié au réseau pour un client résidentiel moyen en France
Consommation énergétique annuelle de 3 500 kWh, Puissance souscrite : 6kW



Sources : (EdF, 2018) (ENEDIS, 2018), conception par l'auteur

Le client final paye donc un prix à deux composantes simples, majoritairement basé sur l'énergie consommée, alors que le distributeur est rémunéré par un calcul complexe, pour lequel la part de la puissance souscrite est importante. Ce modèle présente donc une simplicité pour le consommateur tout à fait satisfaisante, tout en autorisant au distributeur une granularité importante. Cependant, les signaux de prix liés à la puissance souscrite ne parviennent que de façon partielle au consommateur. On peut également souligner la complexité administrative de ce système pour le fournisseur d'électricité. En effet, les tarifs mis en place doivent prendre en compte le fait que les autres acteurs de la filière doivent être rémunérés selon d'autres critères que la consommation volumétrique.

A noter également que la France a été l'un des premiers pays à mettre en place, dès les années 70, une offre de *Critical Peak Pricing* optionnelle, l'option Tempo (EdF, 2018). Disponibles pour les consommateurs ayant souscrits plus de 9 kVA, cette offre distingue trois

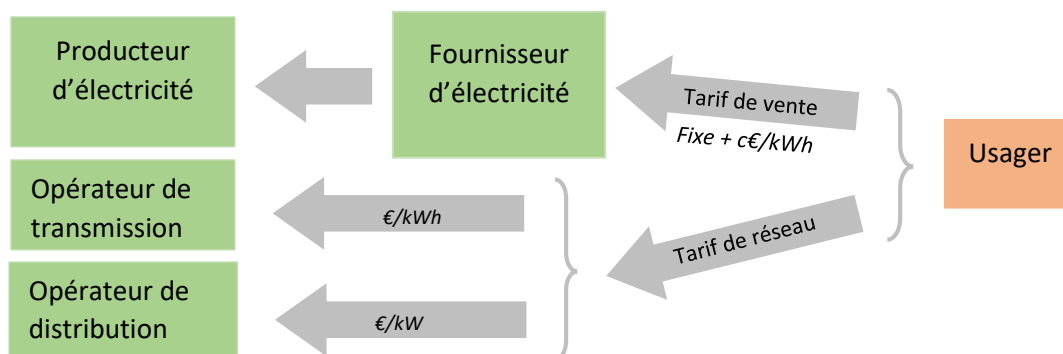
types de journées, chacune désignée par une couleur, et chaque journée est divisée en heures creuses (de 22h à 6h) et en heures de pointe (6h à 22h). Les jours bleus désignent 300 jours par an, où l'électricité est moins chère qu'au tarif réglementé. Les jours blancs concernent 43 jours par an, répartis durant l'hiver, lors desquels le tarif est supérieur aux jours bleus, en particulier en heure de pointe. Enfin, 22 journées sont définies comme des journées rouges. En journée rouge, le tarif de pointe est environ 3 fois plus élevé qu'en heure creuse, d'où un effet incitatif très fort. De plus, les structures tarifaires françaises pourraient évoluer à moyen terme, puisqu'il existe une volonté politique forte d'équiper tous les ménages du pays de compteurs avancés, en vue de définir des tarifs dynamiques par défaut.

Exemple d'intégration directe des coûts de distribution : l'Italie

En Italie, les tarifs de distribution de l'électricité sont également définis par l'autorité régulatrice de l'énergie, et sont uniformes dans tout le pays. Cependant, à la différence de la France, le tarif de distribution italien n'est pas intégré au tarif de fourniture de l'électricité. Ainsi, les clients italiens peuvent choisir librement un fournisseur d'électricité, mais ils ne lui payent que la vente et la production d'électricité, qui représente environ la moitié de la facture énergétique moyenne. Le reste de la facture est donc composé des frais réglementés de réseau d'une part, et de taxes d'autre part (Enel Italia, 2018).

Étant donnée la complexité de la construction de la facture italienne, pour le consommateur, l'évolution des tarifs de distribution appliqués a suivi un processus progressif de simplification, qui est en train d'aboutir par le déploiement de nouveaux tarifs de distribution qui sera en vigueur partout à l'horizon 2019. Les anciens tarifs étaient basés sur l'énergie consommée, leur prix dépendant de la puissance maximale souscrite et étant organisé par bloc de consommation. Désormais, le coût de distribution de l'énergie est simplement composé d'une part fixe, d'une part proportionnelle à la puissance souscrite par bandes de 0,5 kW, et d'une part proportionnelle liée à l'énergie consommée. La composante énergétique permet de recouvrir les frais de transport, la composante en demande les frais de distribution, et la composante fixe les coûts de commercialisation et de mesure. Afin d'assurer le succès de cette réforme, l'État italien accompagne notamment les ménages pour les aider à définir la puissance souscrite qui leur est la plus avantageuse (ARERA, 2018).

Figure 8 - Flux Financiers entre les acteurs de la filière électricité dans le cas d'une facturation dégroupée. Exemple de l'Italie à l'issue de la réforme tarifaire

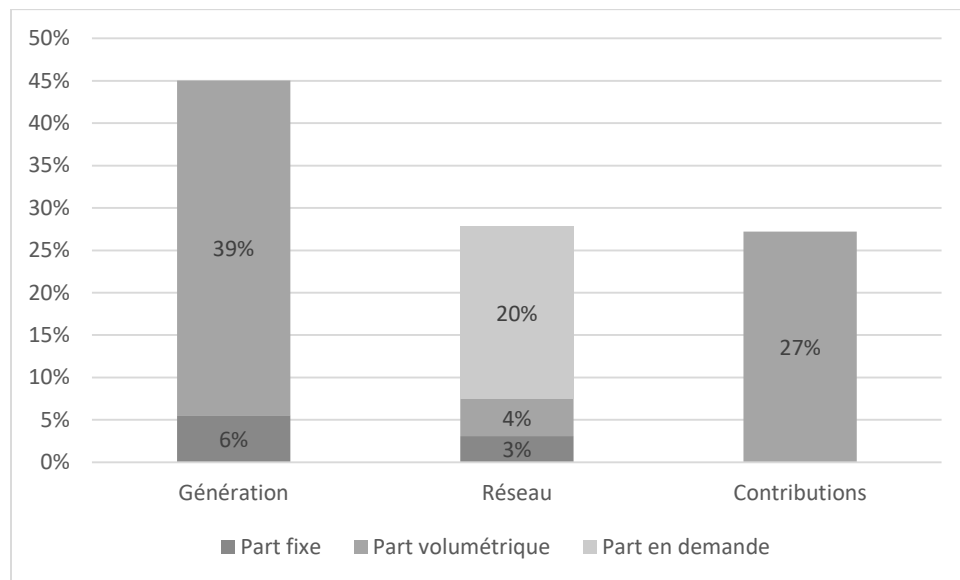


Ainsi, le consommateur italien paye aujourd'hui une facture d'électricité composée de trois parties :

- Vente et production d'électricité, calculée selon les critères du fournisseur
- Distribution et transport de l'énergie, somme d'une composante fixe, volumétrique et en puissance, et déterminée au niveau national
- Taxes, impôts, et contributions diverses fixées par les autorités publiques

Comme en France, le gouvernement italien propose encore un tarif règlementé stabilisé. La grille tarifaire détaillée est fournie en annexe. Le poids des différentes composantes pour un client résidentiel moyen est représenté dans la Figure 5.

Figure 9 - Composition du prix hors taxe de l'électricité pour un consommateur résidentiel italien au 1er avril 2018
Consommation annuelle de 3500 kWh, puissance souscrite : 6 kW



Source : (ARERA, 2018), conception par l'auteur

Ce mode de facturation offre la possibilité au consommateur de comprendre son impact sur les différents acteurs de la chaîne de valeur de l'électricité, et peut lui servir à identifier quel paramètre de sa consommation influe sur l'une ou l'autre partie de sa facture. Cependant, il est particulièrement complexe à aborder, puisqu'il fait coexister plusieurs méthodes de calcul, associées aux différentes étapes de fourniture de l'électricité.

Du point de vue des opérateurs, ce système présente plusieurs avantages. D'abord, les coûts de distribution sont recouverts par une charge en puissance, donc stable et prévisible, et à priori plutôt représentative de la structure des coûts sur le réseau. Ensuite, à la différence du modèle français, le modèle italien permet aux différents acteurs de la chaîne de valeur de recouvrir leurs coûts de façon totalement indépendante.

Synthèse européenne

Les structures tarifaires des distributeurs européens manifestent une grande diversité. Si les structures volumétriques semblent encore majoritaires, on constate que plusieurs pays ont mis en place des politiques ambitieuses pour augmenter la part des charges liées à la demande dans le prix de l'électricité. C'est notamment le cas de l'Espagne, des Pays-Bas ou de l'Italie.

D'autres pays orientent au contraire leur politique tarifaire vers une généralisation des tarifs dynamiques. C'est par exemple le cas de la France ou de l'Autriche.

En général, on observe, par les prises de position des acteurs du milieu et par les structures tarifaires récemment mises en place, un mouvement global vers l'augmentation de la granularité des tarifs. Les structures tarifaires basées sur la demande en puissance et sur des principes de tarification dynamique semblent en passe de faire disparaître les tarifs volumétriques uniformes sur tout le continent.

Australie

Ouvert à la concurrence au cours des années 90, le secteur électrique australien est particulièrement touché par le phénomène de spirale de la mort. Le territoire est divisé en trois réseaux indépendants : le National Electricity Market (NEM) pour l'est et le sud, le Western Australian System à l'ouest et le Northern Territory system au nord, le NEM étant de loin le plus important du pays. A l'exception des territoires du nord, les fonctions de fourniture et de distribution sont dégroupées dans tout le territoire, et les organismes de distribution sont de statut varié en fonction de l'état. Aujourd'hui encore, la grande majorité des opérateurs de distribution australiens proposent des tarifs par défaut construits sur une composante volumétrique, même si un nombre croissant d'entreprise propose désormais des options de tarifications dynamiques ou avec une composante en puissance. Les utilisateurs sont distingués sur des critères de tension de connexion et de temps d'usage (rapport entre l'énergie consommée et la puissance maximale) (Sakhrani & Parsons, 2010).

Cependant, face aux difficultés ces derniers années rencontrées par les industries, une vaste réforme tarifaire est en cours. L'ENA (Association des Réseaux Australiens), regroupant l'ensemble des distributeurs et transporteurs du pays, a ainsi récemment publié une étude réalisée par le cabinet KPMG pour diriger cette réforme (KPMG, 2016). L'objectif est de pouvoir mettre en place une réforme progressive pour adopter des tarifs plus transparents des coûts de réseau, sans compromettre l'adoption de nouvelles technologies. Sans prendre position, le rapport évoque les tarifications dynamiques et la prise en compte de la demande comme les principales pistes de solution.

Amérique du Nord

Le continent nord-américain présente une très grande hétérogénéité dans l'organisation des filières électriques. En effet, au Canada et aux États-Unis, la question énergétique est du ressort des états et des provinces, et les gouvernements fédéraux ne proposent pas de cadre régulateur global. Le terme *utility*, omniprésent dans la littérature nord-américaine, peut autant caractériser des fournisseurs, des distributeurs, ou des structures verticalement intégrées. De même, les marchés de l'électricité présentent de grandes hétérogénéités de statuts : si le marché de l'électricité texan est aujourd'hui libéralisé sur des principes comparables aux principes européens, la plupart des provinces canadiennes et près de la moitié des états américains ont un marché de l'électricité monopolistique (Regulatory Assistance Project, 2011). Cette diversité se retrouve également dans le statut des entreprises, publiques, privées ou mixtes.

Actuellement, les structures tarifaires composées d'une charge fixe et d'une composante volumétrique semblent très majoritaires dans toute l'Amérique du Nord. Dans l'échantillon de 31 entreprises analysés par un balisage (Langlois-Bertrand & Pineau, 2018), tous présentaient une structure par défaut composée d'une charge fixe et d'une composante volumétrique. Beaucoup d'entre eux présentaient une structure par bloc, et près d'un tiers opéraient des distinctions saisonnières sur le prix de l'électricité. Si des tarifs dynamiques sont aujourd'hui proposés par plus d'un tiers des entreprises américaines, en 2018, seuls 4% des consommateurs y avaient souscrits (U.S Energy Information Administration, 2018). A noter que dans les états où la fourniture d'énergie est libéralisée, la contribution du prix à la distribution est isolée de la contribution de la production. Cette première est généralement facturée par un prix au kWh, parfois par tranche de consommation.

Cependant, certains fournisseurs d'électricité semblent aujourd'hui en train de faire évoluer leurs pratiques. C'est par exemple le cas dans tout l'Ontario (Canada), où les tarifs ToU sont maintenant appliqués par défaut à l'intégralité des clients, ou encore dans les pratiques de certains distributeurs de plusieurs états américains (APS et SRP en Arizona, OG&E en Oklahoma, Pepco, BGE dans le Maryland). A noter qu'en Ontario, les tarifs de distribution sont séparés de la vente d'électricité, et seront recouverts à partir de 2019 par une charge fixe (Ontario Energy Board, 2018). Concernant les tarifs en puissance, ils sont pour l'instant très marginaux. En 2016, seulement 19 fournisseurs d'électricité en proposaient, dans 14 états différents, avec des taux d'adhésion souvent inférieurs à 1% (Faruqui, Hanser, & Lessem, Best Practices in Tariff Design, 2016). Ces chiffres sont à comparer aux 3 790 compagnies d'électricité reconnues par l'EIA (Energy Information Administration, soit l'Agence d'Information sur l'Énergie). Plusieurs fournisseurs lient aussi la contribution fixe du prix à la taille de la connexion. Cependant, les tailles d'ampérages proposées sont souvent de l'ordre de la centaine d'ampères, et ne permettent donc pas une gestion suffisamment granulaire de la puissance souscrite pour un consommateur résidentiel. Enfin, en 2015, deux entreprises proposaient en option une tarification en temps réel.

En Amérique du Nord, le grand nombre d'acteurs sur le marché de l'électricité ne semble pas se traduire par une grande variété dans les structures tarifaires utilisés. La plupart des fournisseurs d'électricité proposent encore des tarifs volumétriques uniformes, associés à des charges fixes homogènes. On observe cependant une dynamique importante en faveur des tarifs dynamiques, mais qui est loin encore de faire l'unanimité parmi les entreprises et les régulateurs. Enfin, les tarifs liés à la puissance semblent extrêmement marginaux en Amérique du Nord.

Synthèse

L'étude des pratiques tarifaires ayant cours en Amérique du Nord et en Australie laissent apparaître une relative homogénéité des pratiques. Bien que les tarifs volumétriques homogènes soient unanimement considérés comme peu représentatifs des coûts, ils forment encore la structure tarifaire la plus représentée sur ces deux continents. Au contraire, les pays européens présentent une très forte diversité de tarifs de distribution. De nombreux pays ont implémenté des structures tarifaires incluant par défaut une composante liée à la demande,

dynamique, ou même réactive. Certains pays ont même presque supprimé la part volumétrique du tarif.

Tableau 2 - Synthèse des différentes combinaisons tarifaires observées

Pays	Entreprise	Fonction Rémunérée	Facturation	Composante			Tarification dynamique
				Fixe	Volumétrique	En demande	
Canada (QC)	HydroQuebec	Toutes	Groupée				
Canada (ON) ¹	Régulateur	D	Séparée				
Canada (ON)	HydroOne	F	Séparée				
Australie	WesternPower	D	Séparée				
US (Texas)	Toutes	F	Séparée				
Italie	Régulateur	T+D	Séparée				
France	Régulateur	T+D	Groupée				
France	EdF	Toutes	Groupée				
Espagne	Régulateur	T+D	Séparée				
Pays-Bas	Régulateur	T+D	Séparée				
Bulgarie	Régulateur	D	Séparée				
Autriche	Régulateur	T+D	Séparée				

Sources : Régulateurs nationaux ou entreprises citées
D : Distribution; T : Transport; F : Fourniture
Mis à jour en avril 2018

Les dynamiques d'évolution dans l'une ou l'autre de ces zones géographiques semblent tout de même s'orienter vers les mêmes directions, puisqu'il existe un mouvement global de réduction de la part de l'énergie dans le calcul du coût de distribution. Ce mouvement semble cependant diverger quant à la méthode à utiliser pour remplacer les structures fixes désuètes. Cette question fait écho au débat académique, qui met en balance les méthodes de tarification dynamique aux méthodes de tarification de la puissance, sur fond d'exigence de lisibilité.

Finalement, les évolutions de la place des distributeurs d'électricité dans l'industrie obligent les acteurs du marché à faire évoluer les structures de tarification en place. Les structures en deux parties, basées sur une forte composante volumétrique homogène et sur une faible composante fixe, sont aujourd'hui fortement remises en question pour leur difficulté à recouvrir l'ensemble des coûts de façon stable, et pour leur iniquité. Cependant, la remise en question de ces tarifs s'avère complexe, puisqu'il est nécessaire de conserver une structure tarifaire simple tout en augmentant sa réflectivité des coûts. De nombreux pays européens ont déjà mis en place des réformes tarifaires ambitieuses, alors que ces réformes en sont encore au stade de projet en Amérique du Nord et en Australie. Les directions prises par ces réformes

¹ A partir de 2019 (Ontario Energy Board, 2018)

s'orientent en priorité vers deux pôles : la tarification de la demande souscrite et la mise en place de tarification dynamique simples, de type ToU.

Le phénomène de spirale de la mort met en évidence l'existence potentielle de mouvements autoentretenus impliquant les revenus des distributeurs et les usages de consommations des clients. Au moment où de nombreux régulateurs envisagent de modifier leur structure tarifaire, il semble donc pertinent d'essayer de qualifier le comportement en termes de revenus de ces structures tarifaires, en fonction de l'évolution de la demande électrique résidentielle.

Annexes

Principes de Bonbright

Les 10 principes dits « de Bonbright » sont répartis dans 3 catégories, et décrivent les propriétés désirables d'une bonne tarification (Bonbright, Danielsén, & Kamerschen, *Principles of Public Utility Rates*, Second Edition, 1988) :

Attributs liés au revenu

1. Efficacité à recouvrir le revenu requis sur le principe d'une rémunération juste de l'opérateur, sans aucune augmentation socialement indésirable de la base tarifaire et avec un niveau de service désirable en termes de qualité et de sécurité.
2. Stabilité et prévisibilité du revenu, avec un minimum de charges imprévues, très dommageables pour les entreprises.
3. Stabilité et prévisibilité des tarifs eux-mêmes, avec un minimum de charges imprévues, très dommageable pour les clients et avec un aspect de continuité historique. (Du type « la meilleure taxe est l'ancienne taxe »)

Attributs liés aux coûts

4. Efficacité statique pour les classes tarifaires et les blocs tarifaires, pour décourager l'utilisation dispendieuse du service tout en promouvant tous les usages justifiés et en toute quantité :
 - a. Sous contrôle de la quantité totale de service offerte par l'entreprise
 - b. Sous contrôle des usages relatifs des différents types de service par les consommateurs (en pointe versus en creux, ou service de haute qualité versus service de basse qualité)
5. Réflectivité de l'ensemble des coûts présent et futurs, particuliers et sociaux causés par la provision d'un service (i.e., de toutes les internalités et externalités)
6. Justice des tarifs particuliers dans la répartition du total des coûts de services entre les différents usagers, afin d'éviter l'arbitraire, les caprices, et d'atteindre l'équité dans les trois dimensions
 - a. Horizontale (Egale traitement)
 - b. Verticale (Inégal traitement)
 - c. Anonyme (Aucune demande d'un consommateur ne peut être détournée non économiquement d'un titulaire par un entrant potentiel)

7. Evitement de toute discrimination non nécessaire dans les relations tarifaires afin qu'elles soient, dans la mesure du possible, purement compensatoires (i.e., libre de toute subvention d'une classe de consommateur à l'autre)
8. Efficience dynamique pour promouvoir l'innovation et la réponse économique aux changements dans les structures d'offre ou de demande

Attributs liés à la pratique

9. Les attributs pratiques et liés à la simplicité, la sécurité, la simplicité de paiement, l'économie dans la collection, l'intelligibilité, l'acceptabilité publique, et la faisabilité dans l'application
10. Liberté de controverse et interprétation appropriée

Grilles Tarifaires

Italie

Tableau 3 - Grille Tarifaire italienne pour un consommateur résidentiel au tarif règlementé, en vigueur du 1er avril au 30 juin 2018

Source : (ARERA, 2018)

Composante		Production			Transport, Distribution et gestion du compteur	Autres Contributions
		Mono-Horaire	Bi-Horaire			
			Heure pleine	Heure creuse		
Energie (€/kWh)	De 0 à 1 800 kWh	0.06909	0.07294	0.06727	0.00786	0.028904
	Au-dessus de 1 800 kWh	0.07280	0.07665	0.07098		0.069972
Fixe (€/an)		34.7998			19.32	-
Puissance (€/kW/an)		-			21.2934	-

France

Tableau 4 - Grille tarifaire français pour un consommateur résidentiel au tarif règlementé, au 1er février 2018

Source : (EdF, 2018)

Puissance souscrite (kVA)	Option Base		Option Heures creuses		
	Part fixe (€/mois)	Prix du kWh (€/kWh)	Part fixe (€/mois)	Prix du kWh (€/kWh)	
				Heures pleines	Heures creuses
3	5.74	0.1555	-	-	-
6	8.92	0.1467	10.06	0.1593	0.1244
9	10.42	0.1483	12.25		
12	11.96	0.1483	14.26		
15	13.50	0.1483	16.12		
18	-	-	17.83		

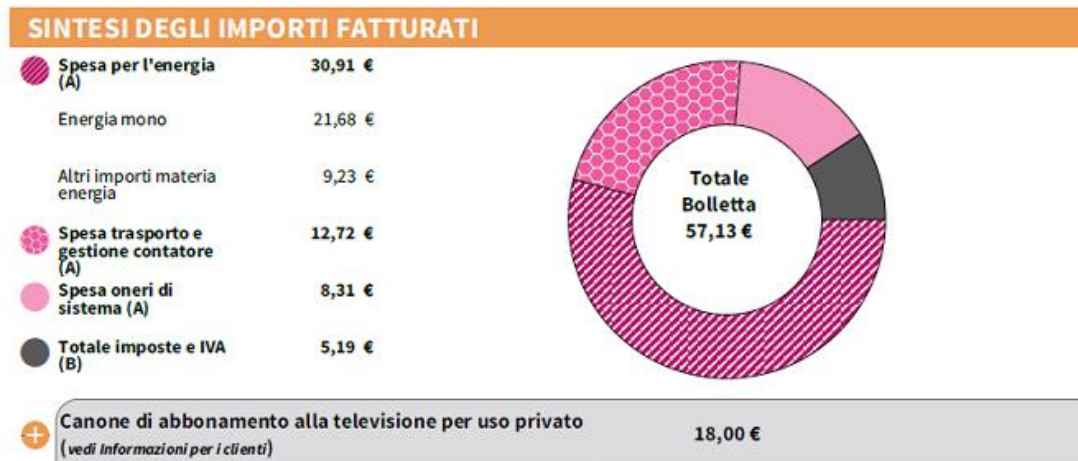
A noter que les coûts de distribution sont inclus dans le tarif règlementé décrit ci-dessus.

Exemples de facture

Italie

Figure 10 - Détail d'une facture type bimensuelle pour un client résidentiel pour Enel Energia, en Italie

Source : (Selectra, 2018)



Le détail de la répartition des coûts pour un consommateur résidentiel italien apparaît directement sur la facture. La section *Spesa per l'energia* correspond à la rémunération du fournisseur et des producteurs, et son calcul dépend de l'offre souscrite auprès du fournisseur. Dans le cas illustré ici, il s'agit d'un tarif volumétrique statique. La section *Spesa trasporto e gestione contatore* concerne la rémunération du réseau (transport et distribution), calculée selon les règles fixées par l'autorité de régulation, dépendant de la puissance souscrite et de la consommation énergétique. La section *Spesa oneri di sistema* regroupe des contributions diverses, fixées par l'autorité de régulation, permettant notamment de subventionner le développement des énergies renouvelables. Enfin, la section *Totale imposte et IVA* intègre les impôts et taxes touchées par l'État sur la vente de l'électricité.

France

Figure 11 -Détail de la facture bimensuelle d'un client résidentiel chez Edf, en France
Source : (Selectra, 2018)

Document à conserver 5 ans Page 2/4

Détail de la facture du 21/12/2016 N°32363072840

Votre contrat Electricité
"Tarif Bleu" - 06 kVA - Option Base - Compteur électronique n°462

			Prix €HT/mois	Montant €HT	TVA	
Abonnement						
Base - 06kVA - du 22/12/16 au 18/02/17			6,50	13,00	5,5%	
Total Abonnement (dont acheminement 8,30 €)				13,00		
	Relevé début	Relevé fin	Conso kWh	Prix €HT/kWh	Montant €HT	TVA
Consommation						
Base - 06kVA - du 22/10/16 au 21/12/16	1161 (Client)	1479 (Client)	318	0,0887	28,21	20,0%
Total Consommation (dont acheminement 11,13 €)			318		28,21	
			Conso kWh	Prix du kWh	Montant €HT	TVA
Taxes et Contributions						
Taxe sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE)			318	0,00956	3,04	20,0%
Contribution au Service Public d'Electricité (CSPE)			318	0,02250	7,16	20,0%
Contribution Tarifaire d'Acheminement Electricité (CTA)					2,24	5,5%
Total Taxes et Contributions					12,44	
Total Electricité hors TVA					53,65	

Le détail d'une facture électrique française standard se fait sur le type de charge plutôt que sur le service rémunéré. Ainsi, la section *Abonnement* désigne la partie fixe du prix (qui dépend de la puissance souscrite). La contribution au réseau est mentionnée sous le titre *acheminement*. La partie *Consommation* regroupe les parts variables du prix. La seule variable affichée est l'énergie consommée, en kWh. Une fois de plus, l'encore *dont acheminement* désigne la part du prix rémunérant les réseaux de transport et de distribution. Enfin, la part *Taxes et Contributions* détaille l'ensemble des autres contributions au prix.

Quebec

Figure 12 - Détail d'une facture type bimensuelle d'un consommateur résidentiel au Québec
Source : (HydroQuébec, 2018)

Facture du jj mm aaaa
Pour la période du AAAA-MM-JJ au AAAA-MM-JJ au tarif domestique D pour 63 jour(s)

Redevance d'abonnement (Voir la définition au verso.)	63 jour(s) x Montant \$	Montant \$
Consommation	5 000 kWh	Montant \$
Les XX premiers kWh par jour	1 890 kWh x Montant \$	Montant \$
Le reste de la consommation	3 110 kWh x Montant \$	Montant \$
	Sous-total	Montant \$
N° TPS : 11944 9775 RT0001	TPS (%)	Montant \$
N° TVQ : 1000042605 TQ0020	TVQ (%)	Montant \$
	Montant à payer au plus tard le jj mm aaaa	Montant \$

Au Québec, HydroQuébec intègre tous les services liés à l'électricité, de la production à la distribution. L'entreprise collecte donc l'ensemble des revenus, et la répartition entre les différents services est faite en interne. La facture québécoise est donc particulièrement simple pour le consommateur. La section *Redevance d'abonnement* décrit la part fixe du prix, et la section consommation regroupe les éléments du prix liés à la consommation énergétique, en kWh. Celle-ci est divisée en deux items, car les tarifs résidentiels sont divisés en blocs, les

premiers kWh consommés étant moins chers que les suivants. Enfin, les taxes fédérales et provinciales sont ajoutées au prix.

Bibliographie

- AF-Mercados, REF-E, Indra. (2015). *Study on tariff design for distribution systems*. European Commission, Directorate-General for Energy; Directorate B-Internal Energy Market.
- Aliasghari, P., Mohammadi-Ivatloo, B., Alipour, M., Abapour, M., & Zare, K. (2018, June 10). Optimal scheduling of plug-in electric vehicles and renewable micro-grid in energy and reserve markets considering demand response program. *Journal of Cleaner Production*(186), pp. 293-303. doi:10.1016/j.jclepro.2018.03.058
- ARERA. (2018, April 3). *Condizioni economiche per i clienti del Servizio di maggior tutela*. Récupéré sur <https://www.arera.it/it/dati/condec.htm>
- ARERA. (2018). *Potenza del Contatore, Agevolazioni e Maggiore Scelta*. Récupéré sur <https://www.arera.it/allegati/consumatori/17potenzacont.pdf>
- ARERA. (2018). *Tariffe trasmissione, distribuzione e misura - clienti domestici*. Récupéré sur <https://www.arera.it/it/elettricita/d2d3.htm>
- Baughman, M., & Bottaro, D. (1976, May). Electric Power Transmission and Distribution Costs and their Allocation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 782-790. doi:10.1109/T-PAS.1976.32161
- Beaufils, T. (2018). *Structures tarifaires et Spirale de la mort, Technologies décentralisées et stabilité des revenus*. Montréal: HEC Montreal.
- Boîteux, M., & Stasi, P. (1952). Sur la détermination des prix de revient de développement dans un système interconnecté de production-distribution. *Union Internationale des Producteurs et Distributeurs de l'Energie Electricque*.
- Bonbright, J. (1961). *Principles of Public Utility Rates*. New York: Columbia University Press.
- Bonbright, J., Danielsen, A., & Kamerschen, D. (1988). *Principles of Public Utility Rates, Second Edition*. Arlington, Virginia: Public Utilities Reports Inc.
- Brown, D. P., & Sappington, D. E. (2018). On the role of maximum demand charges in the presence of distributed generation resources. *Energy Economics*(69), pp. 237-249.
- Brown, T., & Faruqui, A. (2014). *Structure of Electricity Distribution Network Tariffs: Recovery of Residual Costs*. Australian Energy Market Commission. The Brattle Group.
- Brown, T., Faruqui, A., & Grausz, L. (2015, December). Efficient tariff structures for distribution network services. *Economic Analysis and Policy*, 48, pp. 139-149. doi:10.1016/j.eap.2015.11.010
- Castaneda, M., Franco, C. J., & Dyner, I. (2017, December). Evaluating the effect of technology transformation on the electricity utility industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, pp. 341-351. doi:10.1016/j.rser.2017.05.179

- Castaneda, M., Jimenez, M., Zapata, S., Franco, C. J., & Dyner, I. (2017, November). Myths and facts of the utility death spiral. *Energy Policy*, *110*, pp. 105-116. doi:10.1016/j.enpol.2017.07.063
- Clastres, C. (2011, September). Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives. *Energy Policy*, pp. 5399-5408. doi:10.1016/j.enpol.2011.05.024
- Costello, K. W. (2015, April). Major Challenges of Distributed Generation for State Utility Regulators. *The Electricity Journal*, *28*, pp. 8-25. doi:10.1016/j.tej.2015.03.002
- Costello, K. W., & Hemphill, R. C. (2014, December). Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality. *The Electricity Journal*, *27*, pp. 7-26. doi:10.1016/j.tej.2014.09.011
- Council of European Energy Regulators. (2017). *Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guideline of Good Practice*.
- E-Control. (2018). *Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich*. Récupéré sur https://www.e-control.at/documents/20903/388512/BGBLA_2017_II_398.pdf/0c950677-bb80-ef7d-66d3-a3c1b3f33abf
- E-Control. (2018). *Price Composition*. Récupéré sur <https://www.e-control.at/en/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung>
- EdF. (2018). *Grille de prix de l'offre de fourniture d'électricité "Tarif Bleu"*. Récupéré sur EdF Particuliers: https://particulier.edf.fr/content/dam/2-Actifs/Documents/Offres/Grille_prix_Tarif_Bleu.pdf
- ENEDIS. (2018, Janvier 1). *Plaquette tarifaire TURPE 5*. Récupéré sur http://www.enedis.fr/sites/default/files/plaquette_tarifaire_turpe-5.pdf
- Enel Italia. (2018). *Electricity Offerings*. Récupéré sur Enel Italia: <https://www.enel.it/en/luce-e-gas/luce/offerte/e-light>
- Eurelectric. (2016). *Network Tariffs*. Position Paper.
- European Commission. (2018). *Integrated energy markets for European households and businesses*. Récupéré sur <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers>
- Fares, R. L., & King, C. W. (2017, June). Trends in transmission, distribution and administration costs for U.S. investor-owned electric utilities. *Energy Policy*, *105*, pp. 354-362. doi:10.1016/j.enpol.2017.02.036
- Farhangi, H. (2010, March). The Path of the Smart Grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 18-28. doi:10.1109/MPE.2009.934876
- Faruqui, A., & Leyshon, K. (2017). Fixed charges in electric rate design: A survey. *The Electricity Journal*, pp. 32-43.

- Faruqui, A., Hanser, P., & Lessem, N. (2016). Best Practices in Tariff Design. *Cost of Service and Tariff Design Workshop*. The Brattle Group, The Lantau Group.
- Faruqui, A., Hledik, R., & Lessem, N. (2014, August). Smart by Default. *Fortnightly Magazine*. Récupéré sur <https://www.fortnightly.com/fortnightly/2014/08/smart-default>
- Faruqui, A., Hledik, R., & Palmer, J. (2012). *Time-Varying and Dynamic Rate Design* (éd. Global Power Best Practice). The Brattle Group, The Regulatory Assistance Project.
- Fathabadi, H. (2015, October). Utilization of electric vehicles and renewable energy sources used as distributed generators for improving characteristics of electric power distribution systems. *Energy*(90), pp. 1100-1110. doi:10.1016/j.energy.2015.06.063
- Ferlder, F. A., & Athawale, R. (2014, July). The Life and Death of the Utility Death Spiral. *The Electricity Journal*, 27, pp. 9-16. doi:10.1016/j.tej.2014.06.008
- Fridgen, G., Kahlen, M., Ketter, W., Rieger, A., & Thimmel, M. (2018, January 15). One rate does not fit all: An empirical analysis of electricity tariffs for residential microgrids. *Applied Energy*, 210, pp. 800-814. doi:10.1016/j.apenergy.2017.08.138
- Gelazanskas, L., & Gamage, K. A. (2014, February). Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction. *Sustainable Cities and Society*, 11, pp. 22-30. doi:10.1016/j.scs.2013.11.001
- GEODE. (2013). *GEODE Position Paper on the Development of the DSO's Tariff Structure*. GEODE Working Group Tariffs.
- Hledik, R. (2014). Rediscovering Residential Demand Charges. *The Electricity Journal*.
- Hledik, R., & Greenstein, G. (2016, August). The distributional impacts of residential demand charges. *The Electricity Journal*, pp. 33-41.
- Honkapuro, S., Haapaniemi, J., Haakana, J., Lassila, J., Partanen, J., Lummi, K., . . . Järventausta, P. (2017). Development options and impacts of distribution tariff structures. *LUT Scientific and Expertise Publications*.
- Hopkinson, J. (1892). *On the cost of electric supply*. The Edison Illuminating Company of Detroit.
- Hutchinson, J., Gibson, E., & Phaweni, T. (2016). Utility Pricing Death Spiral. *Mathematics in Industry Study Group* (pp. 53-71). Johannesburg: University of Witwatersrand.
- HydroQuébec. (2018). *Comment lire votre facture*. Récupéré sur HydroQuébec Affaires: <http://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/comptes-factures/comprendre-facture/comment-lire-facture.html>
- Jahn, A. (2017). Are Fixed Charges an Answer to Tariff Design Challenges. Berlin: The Regulatory Assistance Project.
- Kind, P. H. (2015). *Pathway to a 21st Century Electric Utility*. Ceres.

- Kirsch, L. D., & Morey, M. J. (2015, April). Pricing Retail Electricity in a Distributed Energy Resources World. *The Electricity Journal*, 28, pp. 112-121. doi:10.1016/j.tej.2015.03.004
- Kolokathis, C., Hogan, M., & Jahn, A. (2018). *Cleaner, Smarter, Cheaper: Network tariff design for a smart future*. The Regulatory Assistance Project.
- KPMG. (2016). *Electricity Network Tariff Handbook*. ENA.
- Kubli, M. (2016). Grid Financing Strategies In The Death Spiral: A Simulation Based Analysis Of Grid Tariff Designs. *39th International Association for Energy Economics International Conference*. Bergen.
- Langlois-Bertrand, S., & Pineau, P.-O. (2018, June). Pricing the transition: Empirical evidence on the evolution of electricity rate structures in North America. *Energy Policy*, 117, pp. 184-197.
- Laws, N. D., Epps, B. P., Peterson, S. O., & Wanjiru, K. (2017, January 1). On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. *Applied Energy*(185), pp. 627-241. doi:10.1016/j.apenergy.2016.10.123
- Lazar, J., & Gonzales, W. (2015). *Smart Rate Design for a Smart Future*. Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project. Récupéré sur <http://www.raponline.org/documents/download/id/7680>
- Li, D., Chiu, W.-Y., & Sun, H. (2017). *Microgrid, Advanced Control Methods and Renewable System Integration*. (M. S. Mahmoud, Éd.) doi:10.1016/B978-0-08-101753-1.0007-3
- Lund, H. (2018, May 15). Renewable heating strategies and their consequences for storage and grid infrastructures comparing a smart grid to a smart energy systems approach. *Energy*, pp. 94-102. doi:10.1016/j.energy.2018.03.010
- Mandatalova, P., Massimiano, M., Verreth, D., & Gonzalez, C. (2014). Network Tariff Structure for a Smart Energy System. *CIREN Workshop*. Rome.
- Muaafa, M., Adjali, I., Bean, P., Fuentes, R., Kimbrough, S. O., & Murphy, F. H. (2017, Decembre). Can adoption of rooftop solar panels trigger a utility death spiral? A tale of two U.S cities. *Energy Research & Social Science*, 34, pp. 154-162. doi:10.1016/j.erss.2017.06.041
- Muhssin, M., Cipcigan, L., Sami, S. S., & Obaid, Z. A. (2018, June). Potential of demand side response aggregation for the stabilization of the grids frequency. *Applied Energy*, 220, pp. 643-656. doi:10.1016/j.apenergy.2018.03.115
- Neuteleers, S., Mulder, M., & Hindriks, F. (2017, September). Assessing fairness of dynamic grid tariffs. *Energy Policy*, 108, pp. 111-120. doi:10.1016/j.enpol.2017.05.028
- Nieto, A. (2016, May). Optimizing prices for small-scale distributed generation resources: A review of principles and design elements. *The Electricity Journal*, pp. 31-41.

- Nijhuis, M., Gibescu, M., & Cobben, J. F. (2017). Analysis of reflectivity & predictability of electricity network tariff structures for household consumers. *Energy Policy*, pp. 631-641.
- Ontario Energy Board. (2018). *Understanding your electricity bill*. Récupéré sur <https://www.oeb.ca/rates-and-your-bill/electricity-rates/understanding-your-electricity-bill>
- Parag, Y. (2015). Beyond energy efficiency: A 'prosumer market' as an integrated platform consumer engagement with the energy system. *ECEEE 2015 Summer Study on Energy Efficiency*. doi:10.13140/RG.2.1.4727.5921
- Pérez-Arriaga, I., & Knittel, C. (2016). *Utility of the future An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. Boston: MIT Energy Initiative.
- Pérez-Arriaga, I., Ruester, S., Schwenen, S., Batlle, C., & Glachant, J.-M. (2013). *From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs*. European University Institute. THINK.
- Picciarellon, A., Vergara, C., Reneses, J., Frias, P., & Söder, L. (2015, December). Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers. *Utilities Policy*, 37, pp. 23-33. doi:10.1016/j.jup.2015.09.007
- Picciariello, A., Reneses, J., Frias, P., & Söder, L. (2015). Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies. *Electric Power Systems Research*, pp. 370-376.
- Regulatory Assistance Project. (2011). *Electricity Regulation In the US: A Guide*. Montpelier, VT.
- Reka, S. S., & Dragicevic, T. (2018, August). Future effectual role of energy delivery: A comprehensive review of Internet of Things and smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, pp. 90-108. doi:10.1016/j.rser.2018.03.089
- RMI. (2014). *The Economics of Grid Defection*. Boulder, CO, US: Rocky Mountain Institute.
- RMI. (2015). *The Economics of Load Defection*. Boulder, CO, US: Rocky Mountain Institute.
- Rocky Mountain Institute. (2014). *Rate Design For The Distribution Edge*. Boulder, Colorado.
- Sakhrani, V., & Parsons, J. (2010). *Electricity Network Tariff Architectures, A Comparison of Four OECD Countries*. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Schittekatte, T., Mombert, I., & Meeus, L. (2018, February). Future-proof tariff design: Recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back. *Energy Economics*, pp. 484-498. doi:10.1016/j.eneco.2018.01.028
- Selectra. (2018, March 30). *Como leggere la bolletta di Enel Energia mercato libero*. Récupéré sur [Luce-gas.it](http://luce-gas.it).
- Selectra. (2018, January). *Comprendre ma facture EDF: toutes les infos à connaître*. Récupéré sur Fournisseurs électricité: <https://www.fournisseurs-electricite.com/edf/facture>

- Similä, L., Koreneff, G., & Kekkonen, V. (2011). *Network tariff structures in Smart Grid Environment*. VTT.
- Simshauser, P. (2014). *Network Tariffs: Resolving Rate Instability and Hidden Subsidies*. Working Paper, AGL Applied Economics and Policy Research.
- Simshauser, P. (2016). Distribution networks prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfer through demand tariffs. *Energy Economics*, pp. 108-122.
- Stimonaris, D., Kollatou, T., Tsiमितros, D., Zehir, M. A., Batman, A., Bagriyanik, M., . . . Dialynas, E. (2016, July). Demand-side management by integrating bus communication technologies into smart grids. *Electric Power Systems Research*, pp. 251-261. doi:10.1016/j.espr.2016.02.026
- Strielkowski, W., Streimikienė, D., & Bilan, Y. (2017, September). Network charging and residential tariffs: A case of household photovoltaics in the United Kingdom. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, pp. 461-473. doi:10.1016/j.rser.2017.04.029
- Tayal, D. (2016, August). Disruptive forces on the electricity industry: A changing landscape for utilities. *The Electricity Journal*, pp. 13-17. doi:10.1016/j.tej.2016.08.004
- Tenne-T. (2018). Récupéré sur Tariffs: <https://www.tennet.eu/electricity-market/dutch-market/tariffs/>
- TEPCO. (2018). *GDP and Power Demand*. Récupéré sur TEPCO Illustrated: <http://www.tepco.co.jp/en/corpinfo/illustrated/power-demand/gdp-demand-e.html>
- U.S Energy Information Administration. (2018). *Electric power sales, revenue, and energy efficiency from EIA-861 detailed data files*. Récupéré sur EIA: <http://www.eia.gov/electricity/data/eia861>
- U.S. Energy Information Administration. (2018, February). *Annual Energy Outlook 2018*.
- Ul-Haq, A., Cecati, C., & El-Saadany, E. (2018, April). Probabilistic modeling of electric vehicle charging pattern in a residential distribution network. *Electric Power Systems Research*, pp. 126-133. doi:10.1016/j.epsr.2017.12.005
- UN. (2015). Accord de Paris. Paris.
- Veldhuis, A. J., Leach, M., & Yang, A. (2018, April). The impact of increased decentralised generation on the reliability of an existing electricity network. *Applied Energy*, 215, pp. 479-502. doi:10.1016/j.apenergy.2018.02.009
- Verhaeghe, C. (2016). Distribution charges: review of experiences on tariff structure and new challenges. *EPRG Spring Seminar*. Cambridge: FTI CL Energy.
- Williams, J. H., DeBenedictis, A., Ghanadan, R., Mahone, A., Moore, J., Morrow, W. R., . . . Torn, M. (2012, January 06). The Technology Path to Deep Greenhouse Gas Emissions Cuts by 2050: The Pivotal Role of Electricity. *Science*, 335, pp. 53-59. doi:10.1126/science.1208365

World Economic Forum. (2017). *The Future of Electricity: New Technologies Transforming the Grid Edge*.

Yon, G. (2014). L'économicité d'EDF: La politique tarifaire d'Electricité de France et la reconstruction de l'économie nationale, de la nationalisation au milieu des années 1960. *Politix*, pp. 91-115.