

Le défi de la production décentralisée d'électricité
en droit de la concurrence :
analyse des marchés belge, français et américain (USA)
Le cas de la régulation tarifaire pour l'utilisation du réseau de distribution

Mémoire réalisé par
Antoine Gérard

Promoteur(s)
Paul Nihoul

Année académique 2016-2017
Master en droit



Plagiat et erreur méthodologique grave

Le plagiat entraîne l'application des articles 87 à 90 du règlement général des études et des examens de l'UCL.

Il y a lieu d'entendre par « plagiat », l'utilisation des idées et énonciations d'un tiers, fussent-elles paraphrasées et quelle qu'en soit l'ampleur, sans que leur source ne soit mentionnée explicitement et distinctement à l'endroit exact de l'utilisation.

La reproduction littérale du passage d'une oeuvre, même non soumise à droit d'auteur, requiert que l'extrait soit placé entre guillemets et que la citation soit immédiatement suivie de la référence exacte à la source consultée.*.

En outre, la reproduction littérale de passages d'une oeuvre sans les placer entre guillemets, quand bien même l'auteur et la source de cette oeuvre seraient mentionnés, constitue une erreur méthodologique grave pouvant entraîner l'échec.

* A ce sujet, voy. notamment <http://www.uclouvain.be/plagiat>.

***** Remerciements *****

Je remercie tout d'abord le Pr. Paul Nihoul pour la motivation qu'il a insufflée à ce travail ainsi que pour ses conseils avisés ayant accompagné la rédaction.

C'est une véritable chance d'avoir intégré le séminaire sous sa supervision. Je félicite d'ailleurs chacun des étudiants de ce groupe et les remercie d'avoir partagé le fruit de leur travail.

Enfin, je tiens à remercier ma famille ainsi que mes amis pour le soutien et l'aide qu'ils m'ont apporté durant 5 ans.

Partie I. Le défi de la production décentralisée.....	1
Introduction	1
Contexte factuel.....	3
Sous-section 1. La production décentralisée d'électricité	3
Sous-section 2. Le secteur de l'électricité	7
Partie II. La régulation de la production décentralisée	9
Section 1. Union européenne	9
§1. L'Union de l'énergie.....	9
§2. Le cadre communautaire pour une régulation du secteur de l'électricité	10
§3. Les autorités de régulation nationales.....	11
§4. Accès des tiers au réseau : un droit d'accès	13
§5. Principes tarifaires	14
§6. Le cadre communautaire futur en matière de production décentralisée d'électricité	15
§7. Conclusion en matière d'accès et de tarification	17
Section 2. Belgique	18
Sous-section 1. Fédéral.....	18
§1. Libéralisation et régionalisation.....	18
§2. La transposition de la Directive électricité dans la loi du 8 janvier 2012.....	19
§3. Le cadre fédéral pour une régulation du secteur de l'énergie	20
§4. Accès aux réseaux.....	22
Sous-section 2. Flandre.....	22
§1. L'accès au réseau (Nettoegang)	23
§2. Tarification.....	24
§3. La répartition des coûts du réseau.....	24
Sous-section 3. Wallonie	29
§1. Accès au réseau.....	30
§2. Tarification.....	31
§3. La répartition des coûts du réseau.....	32
Sous-section 4. Bruxelles	39
§1. Accès au réseau.....	39
§2. Tarification.....	40
§3. La répartition des coûts du réseau.....	42

Sous-section 5. Synthèse des régimes applicables en Flandre, en Wallonie et à Bruxelles-Capitale.....	44
Section 3. France.....	45
Sous-section 1. Le cadre français pour une régulation du secteur de l'énergie.....	45
§1. Le Code de l'énergie.....	45
§2. Compétence réglementaire du Gouvernement.....	46
§3. L'indépendance du régulateur.....	46
Sous-section 2. L'accès au réseau.....	47
Sous-section 3. Les tarifs d'accès au réseau.....	49
§1. TURPE 5.....	50
§2. L'autoconsommation.....	51
Section 4. États-Unis.....	55
Sous-section 1. Le cadre américain pour une régulation du secteur de l'énergie.....	55
§1. Le cadre législatif en matière d'énergie.....	56
§2. Les agences de régulations indépendantes.....	57
§3. Fondement anglo-saxon de la régulation sectorielle.....	59
Sous-section 2. Accès au réseau et obligation d'achat.....	59
§1. Éligibilité des unités de production décentralisées.....	59
§2. Impact du développement de la production d'énergie renouvelable.....	61
Sous-section 2. Tarification.....	62
Sous-section 3. Méthode tarifaire.....	62
§1. <i>Feed-in tariffs</i>	63
§2. <i>Net metering</i>	63
Section 5. Conclusions.....	67
§1. Éléments de comparaison tirés des régimes belges, français et américains.....	67
§2. Indépendance de l'autorité de régulation.....	69
§3. Réflexion critique sur le rôle du droit de la concurrence et de la régulation sectorielle.....	72
Bibliographie.....	73
A. Législation.....	73
1. Union européenne.....	73
2. Belgique.....	74
3. France.....	75

4. États-Unis d'Amérique.....	75
B. Jurisprudence	76
3. États-Unis d'Amérique.....	76
C. Doctrine.....	77
D. Divers.....	79
1. Autres	79
2. Sources électroniques	80

Partie I. Le défi de la production décentralisée

Introduction

La production décentralisée d'électricité, à l'instar de tout phénomène disruptif, pose de nouvelles questions dans l'état actuel du marché¹. Au niveau de la distribution d'électricité, la problématique touche particulièrement la réglementation tarifaire applicable. La première partie de cette étude dépeint le contexte factuel (Partie I).

L'approche de la présente étude se veut comparative des régimes tels que mis en place et discutés en Belgique et en France – eu égard particulièrement au droit communautaire – ainsi qu'aux États-Unis. Elle s'attachera à étudier le cadre de la régulation *ex ante* pour chacune de ces juridictions. Bien que certaines situations factuelles soient relativement différentes, nous soulignerons les tendances qui s'en dégagent ainsi que leurs motivations (Partie II).

Il s'agit avant tout de cartographier un état des lieux du régime juridique applicable sous l'angle particulier du droit de la concurrence. Le point de départ de l'étude repose sur une situation concrète suivante : la distribution (comme le transport) de l'électricité est assumée exclusivement par un gestionnaire de réseau unique. Il semblait particulièrement intéressant de mener un questionnement approfondi sur un sujet récent et pertinent pour l'avenir au regard de ce constat.

À travers la problématique de l'accès au réseau et des tarifs qui en découlent, nous souhaitons en outre traiter d'un sujet plus général. La question de l'indépendance du régulateur, vis-à-vis de l'industrie, mais aussi envers le pouvoir politique pose certaines questions. D'une part, une libéralisation effective du marché de l'électricité requiert une autorité suppléant à la concurrence, sans intervention politique. D'autre part, l'autonomie du régulateur allant *crescendo*, il arrive un moment où celui-ci prend des décisions que d'aucuns pourraient qualifier de politiques. Cette responsabilité est directement corrélée aux liens qu'il

¹ Voy. not. P. KIND, "Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business", Edison Electric Institute (EEI), 2013, <http://www.eei.org/ourissues/finance/documents/disruptivechallenges.pdf> (consulté le 17 juillet 2017), p. 7: "*Recent technological and economic changes are expected to challenge and transform the electric utility industry. These changes (or "disruptive challenges") arise due to a convergence of factors, including: falling costs of distributed generation and other distributed energy resources (DER); an enhanced focus on development of new DER technologies; increasing customer, regulatory, and political interest in demand-side management technologies (DSM); government programs to incentivize selected technologies; the declining price of natural gas; slowing economic growth trends; and rising electricity prices*". L'EEI est la fédération des gestionnaires de réseau privés américains.

entretient avec les institutions démocratiques. L'exemple relatif à la régulation tarifaire qui est étudié par la présente souhaite adresser cette tension en lame de fond.

Nous serons donc attentifs dans notre exposé à relever certains principes de la régulation sectorielle. L'indépendance s'inscrit en thème principal, mais il va de pair avec le principe de responsabilité (au sens *accountability*) devant les institutions démocratiques en vertu du mandat législatif dont ils sont investis. Le régulateur doit aussi être guidé, entre autres, par des objectifs de transparence, de progressivité, de proportionnalité et d'égalité². Dans le cadre communautaire, celui-ci est également soumis au principe de subsidiarité.

En définitive, notre étude porte essentiellement sur l'accès au réseau électrique pour ses utilisateurs ainsi qu'à leur contribution tarifaire pour l'utilisation qu'ils font de ce réseau. En réalité, cette analyse nous emmène dans l'appréciation de deux notions primordiales en droit de la concurrence. En premier lieu, l'accès au réseau représente sur le marché libéralisé de l'électricité la liberté de choix pour les consommateurs. Ce choix porte sur le fournisseur d'énergie, mais aussi plus récemment sur la possibilité pour le consommateur de se rendre « actif » sur le marché électrique. En second lieu, l'enjeu de la répartition tarifaire des coûts du réseau sur les utilisateurs porte sur la notion d'équité. Il ressort du rôle de l'autorité de régulation de peser les intérêts divergents des acteurs du secteur.

² Concernant les principes de « bonne régulation », Voy. not. R. BALDWIN, M. CAVE ET M. LODGE, « Understanding Regulation : Theory, Strategy, and Practice », 2^e éd., Oxford, 2012, pp. 15-53.

Contexte factuel

1. Partant du principe que le droit ne peut se départir des faits s’y rapportant, nous développerons dans un premier temps le contexte factuel dans lequel s’inscrit la production décentralisée (Sous-section 1). Si cette partie se veut concise, il semble néanmoins que l’on ne puisse se résoudre à faire l’économie de certains points techniques propres au secteur de l’électricité (Sous-section 2).

Sous-section 1. La production décentralisée d’électricité

2. Le terme « production décentralisée » (*distributed generation*, ci-après abrégée *DG*)³ sur lequel s’appuie la présente étude désigne la production d’énergie électrique à l’aide d’installations de petite capacité, raccordées au réseau électrique à des niveaux de tension peu élevée : basse ou moyenne tension⁴. Généralement, ces productions sont issues soit de la cogénération⁵, soit de sources d’énergie renouvelable : l’énergie éolienne, l’énergie résultant de la biomasse, l’énergie solaire, la micro cogénération, le petit hydraulique⁶.

Dans le cadre de cette étude juridique, nous retiendrons les unités de production décentralisée telles que définies dans les textes légaux étudiés. Elles y sont définies sur base de la capacité maximale de production des installations et de leur raccordement au réseau de distribution.

Si le cadre réglementaire ne retient généralement que ces deux critères, nous concentrerons notre attention principalement sur deux axes (non déterminant pour la législation).

Premièrement, nous viserons principalement la production issue du photovoltaïque, qui est la source décentralisée la plus exploitée à l’heure actuelle, et singulièrement en Belgique⁷. L’approche développée au travers de cet exemple n’en reste pas moins transposable aux autres sources de production décentralisée.

³ La *DG* est également désignée sous le terme anglais de *distributed energy resources* ou *DER*.

⁴ La Directive électricité circonscrit la notion aux « centrales de production reliées au réseau de distribution ». Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l’électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, *J.O.*, L 211, du 14 août 2009, p. 55 (ci-après la « Directive électricité »), art. 2, pt. 31.

⁵ La "cogénération" est "la production simultanée, dans un seul processus, d’énergie thermique et électrique et/ou mécanique". Dir. (UE) n°2012/27 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l’efficacité énergétique, modifiant les dir. 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les dir. 2004/8/CE et 2006/32/CE, *O.J.*, L 315, 14 novembre 2012, p. 1, article 2, 30).

⁶ T. BAUWENS, « Socio-technical lock-in and the alignment framework : the case of distributed generation technologies », *C.R.N.I.*, 2015, vol. 16, Intersentia, pp. 157-159.

⁷ « La Belgique se caractérise par un parc photovoltaïque représenté majoritairement par des petites installations (< 10 kilowatts crête, c’est-à-dire la puissance d’une installation photovoltaïque), dites résidentielles. Sur les 398.000 installations, 98% sont résidentielles et représentent 61% de la puissance installée totale », <http://www.apere.org/fr/observatoire-photovoltaique> (dernière consultation 29 juillet 2017).

Deuxièmement, notre approche adoptera plus particulièrement le point de vue d'un producteur résidentiel. De manière accessoire, nous élargirons notre recherche au nouveau modèle français de production collective, rassemblant plusieurs particuliers. Les développements de la présente étude restent néanmoins pertinents concernant la production décentralisée des entreprises. Actuellement, de plus en plus de structures adoptent une politique d'autoproduction dans le cadre de leur responsabilité sociétale. Les régimes légaux étudiés retenant comme critère la capacité maximale de l'installation, aucune distinction n'est opérée à l'égard de la qualité juridique de son propriétaire. Il est cependant possible qu'en pratique, les tarifs appliqués à ces entreprises relèvent d'une autre classe (commerciale ou industrielle) que celles envisagées dans cette étude.

3. Les exploitants d'une unité décentralisée, qu'il s'agisse de particuliers ou d'entreprises, sont à la fois producteurs et consommateurs d'électricité. La doctrine ainsi que les acteurs du secteur de l'énergie ont dénommé ces exploitants « *prosumers* ». Ces activités de production et de consommation ne s'exercent la plupart du temps pas en même temps⁸. En pratique, s'agissant par exemple du photovoltaïque, le pic de production a lieu aux heures les plus ensoleillées tandis que la consommation est plus importante le matin et en soirée. À défaut de solution de stockage local de cette énergie, le prosumer utilise le réseau de distribution comme « tampon ». Lorsque sa consommation est inférieure à sa production, il y injecte le surplus d'électricité. Lorsque ses besoins sont supérieurs à ce qu'il produit, il prélève du réseau l'énergie nécessaire de façon plus classique. On considère dans cette mesure que le prosumer utilise le réseau « deux fois » (ou dans deux directions)⁹.

4. La première question que posent ces *prosumers* se profile en termes d'accès au réseau électrique. En effet, l'utilisation du réseau est conditionnée par son accès. Ce dernier est garanti pour les *prosumers*, selon des critères particuliers à chaque juridiction. Le droit d'accès mérite d'être relevé car il constitue un confort dont ne bénéficient pas aussi facilement les installations de production classiques. Un des premiers défis que ces dernières doivent remporter – et dont sont exemptes les installations de *DG* – est la permission d'accéder à l'infrastructure du réseau afin d'écouler l'électricité produite.

⁸ Le taux d'autoconsommation synchrone (c.-à-d. la partie du temps pendant laquelle le prosumer consomme en temps réel l'électricité qu'il produit) est généralement évalué aux alentours de 35 %.

⁹ Voy. D. VERHOEVEN, « Note : L'arrêt « Touche Pas à Mes Certificats Verts » : un regard wallon tantôt novateur, tantôt novice sur le contentieux des tarifs de distribution d'électricité », *RDIR*, 2015, vol. 4, pp. 461-465.

Le thème de l'accès au réseau est une notion large. Dans le cadre déjà limité de la production décentralisée, nous étudierons en particulier la réglementation tarifaire. Cependant, d'autres points tels que les pratiques d'interconnexion au réseau peuvent constituer autant d'obstacles à l'accès au réseau et se révéler déterminants dans la pratique. On pense notamment aux frais, aux exigences techniques ainsi qu'au délai nécessaire afin de connecter l'installation au réseau.

5. L'objet de cette étude ainsi délimité à l'accès au réseau portera ensuite sur les tarifs qui compensent son utilisation. Le cadre juridique de la régulation des tarifs de distribution sera analysé pour chaque juridiction étudiée. Plus particulièrement, nous comparerons dans quelle mesure les *prosumers* contribuent aux frais de réseau.

Comme le résumant Wouter Geldhof et Cedric Degreef: « *les tarifs de réseau constituent un élément clé sur les marchés libéralisés de l'énergie. Désormais, les opérateurs de réseaux ne peuvent plus discriminer les différents acteurs du marché dans l'accès à leur réseau. Par ailleurs, ces opérateurs sont obligés d'appliquer des tarifs de réseau aux différents utilisateurs, afin de pouvoir exercer leurs missions de maintenance, de gestion et d'investissement*¹⁰ ». Ces frais sont en principe supportés via les tarifs de distribution d'énergie, prélevés sur la facture du consommateur final. La manière dont l'utilisation du réseau est tarifée reflète en réalité un choix de société auquel toutes les juridictions sont confrontées. De même, la solution retenue impacte la facture du consommateur d'électricité.

Si le critère de tarification se base uniquement sur l'énergie nette prélevée sur le réseau – c'est-à-dire la quantité totale d'électricité prélevée dont est déduite la quantité injectée – certains considéreront que les *prosumers* ne contribuent pas suffisamment, dans la mesure où une partie de l'énergie prélevée est compensée par celle injectée. Si par hypothèse, l'injection égale le prélèvement, le *prosumer* ne sera même redevable d'aucune redevance alors que celui-ci est dit avoir utilisé le réseau doublement¹¹.

Car derrière cette politique tarifaire se cache une autre question d'une importance capitale. Si effectivement la méthode de calcul retenue ne permet plus aux gestionnaires de réseau un retour suffisant des coûts engagés pour la gestion du réseau, les investisseurs pourraient ne plus fournir un capital suffisant. Le risque serait alors que les investissements apportés sur le

¹⁰ Librement traduit de W. GELDHOF et C. DEGREEF, « Nettareieven voor elektriciteit en gas: beginselen en rechtskader », *RDIR*, 2014, liv. 2, p. 156.

¹¹ D. VERHOEVEN, « L'arrêt « Touche Pas à Mes Certificats Verts » : un regard wallon tantôt novateur, tantôt novice sur le contentieux des tarifs de distribution d'électricité », *op. cit.*, pp. 461-465.

réseau – *a fortiori* ceux nécessités par une transition vers la production décentralisée – ne suffisent plus à garantir un réseau électrique sûr, fiable et efficace¹².

6. Par conséquent, la tâche de réguler le secteur de l'électricité n'est pas aisée. D'une part, elle repose sur une réglementation complexe, assortie de nombreux principes parfois contradictoires, et notamment en matière tarifaire¹³. D'autre part, le marché de l'électricité est en pleine évolution. L'installation des panneaux photovoltaïques s'est généralisée à un rythme effréné ces dix dernières années¹⁴. Ce développement affecte le mécanisme de contribution des utilisateurs aux coûts du réseau de distribution (*Cfr. infra* pt. 9).

En fin de compte, il conviendra de comprendre pourquoi ces tarifs sont tant discutés par la plupart des observateurs. Cela permettra de situer les réponses apportées aux défis générés par un changement de paradigme ayant modifié le modèle préexistant à la libéralisation.

Car outre ce changement paradigmatique introduit entre autres par la production d'énergie décentralisée, d'autres écueils propres à l'importance économique et politique des tarifs doivent être conciliés. Comme l'indique D. Verhoeven : « *les tarifs de réseaux d'électricité et de gaz naturel représentent un enjeu financier considérable. Par ailleurs, de façon non exhaustive, ils intéressent à la fois les facultés de fonctionnement des gestionnaires de réseau, la sécurité d'approvisionnement en énergie, le financement des collectivités locales, le rendement d'investisseurs financiers, la réalisation de politiques sociales et environnementales, l'ouverture des marchés de l'énergie, le pouvoir d'achat des consommateurs ainsi que la compétitivité des entreprises. Il est donc question d'une coexistence d'intérêts aussi forts que divergents*¹⁵ ». Ce constat semble appeler à relativiser l'intérêt consacré à la production décentralisée dans les débats en matière d'énergie. Si la présente étude n'adressera pas ces intérêts « collatéraux », il est crucial de les conserver à l'esprit afin de comprendre le marché de l'énergie des États étudiés.

¹² La garantie d'un réseau électrique sûr, fiable et efficace est une obligation imposée aux gestionnaires de réseau par la Directive électricité, art. 12 et 25.

¹³ Concernant les principes de régulation tarifaire du secteur de l'électricité : Voy. J. LAZAR, "Electricity Regulation in the US: A Guide", RAP, 2011, (www.raponline.org), p. 47 et s.

¹⁴ La puissance cumulée installée en Belgique est passée de 100MWc (Mégawatt-crête) en 2008 à près de 3500MWc en 2016 (<http://www.apere.org/fr/observatoire-photovoltaïque> (consulté le 12 juillet 2017)). Au total, la capacité PV totale installée dans le monde a bondi de 14.763MW en 2008 à 227.735 MW en 2015 (Annexe 1, IEA PVPS TRENDS 2016 in photovoltaic applications, http://ieapvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/Trends_2016_-_mr.pdf (consulté le 12 juillet 2017)).

¹⁵ D. VERHOEVEN, « Régulation des tarifs de transport et de distribution » in *Actualités du droit de l'énergie : la transposition du "troisième paquet énergétique" européen dans les lois "électricité" et "gaz"*, D. RENDERS (dir.) et R. BORN, Bruxelles, Bruylant, 2013, p 303.

Sous-section 2. Le secteur de l'électricité

7. Le secteur de l'énergie, et singulièrement en matière d'électricité, de par son organisation en réseau et les économies d'échelles auxquelles il donne lieu, se prête fortement à des pratiques restrictives de concurrence. En effet, certains opérateurs jouissent d'une puissance particulière sur le marché du fait de leur monopole naturel. Certains de leurs comportements unilatéraux doivent par conséquent être encadrés. Lorsque le marché est libéralisé, l'accès à cette infrastructure essentielle peut être négocié avec son gestionnaire. Dans certains cas, la volonté d'établir un marché concurrentiel conduit l'autorité publique à organiser l'accès sur une base tarifaire, afin de réduire les discriminations¹⁶.

8. Les gestionnaires du réseau de distribution (GRD) sont établis en monopoles répartis territorialement ; ils sont en fait les seuls à pouvoir prester les services relatifs à leur réseau dans une région déterminée (mais ont l'obligation « universelle » de desservir tous les utilisateurs)¹⁷. Nous verrons que cette branche d'activité est soumise à régulation. En résumé, il s'agit d'imposer aux GRD l'obligation de fournir un service raisonnablement adéquat à tout utilisateur du réseau localisé dans ce territoire, et ce de manière non discriminatoire. Le tarif les indemnifiant doit par ailleurs être établi sur base du coût de la fourniture de ce service augmenté d'un retour raisonnable sur investissement.

À ce titre, on mesure toute la complexité du rôle attribué à l'autorité de régulation. « *Garantir un service fiable à un coût raisonnable implique de trouver un équilibre entre les intérêts des investisseurs du réseau, les consommateurs d'énergie, et l'économie tout entière [...]. L'évolution de la technologie offre de nouvelles opportunités, mais crée également de nouveaux challenges*¹⁸ ». Car en réalité, le succès des installations de production décentralisée n'est pas partagé par tous.

9. Certains gestionnaires de réseau ont exprimé la crainte que la pénétration de la production décentralisée ne sape les fondations financières du système électrique. Cet argument se fonde sur la prémisse que tous les utilisateurs du réseau doivent contribuer à son financement de manière égale. Or selon les gestionnaires de réseau, les mécanismes actuels applicables à la production décentralisée ne compensent pas les frais des services qui sont

¹⁶ Pour une approche économique, Voy. J. PERCEBOIS, « Énergie et théorie économique : un survol », *Rev. éco. pol.*, vol. 3, Dalloz, 2001, pp. 815-860.

¹⁷ J. LAZAR, "Electricity Regulation in the US: A Guide", *loc. cit.*, p. 3-6.

¹⁸ *Ibid.*, p. 104.

offert (back-up, injections d'électricité, etc.)¹⁹. Ils appellent en retour à pouvoir réclamer des *prosumers* une part équitable, afin de récupérer l'investissement réalisé comme le garantit la loi. Nombre d'entre eux cherchent donc à revoir les méthodologies tarifaires afin d'augmenter les charges fixes dues par les prosumers pour leur accès au réseau²⁰

En effet, les revenus des gestionnaires de réseau diminuent concomitamment avec l'installation de production décentralisée. Cependant, cette rémunération est essentielle à la modernisation du réseau électrique afin de concrétiser la transition énergétique.

Une inquiétude fréquemment soulevée à ce sujet est que la différence pèse sur le reste des consommateurs, qui ne peuvent se permettre ou ont choisi de ne pas installer de *DG*. La littérature a dénommé le cercle vicieux qui peut en découler « *death spiral* »²¹. Certains consommateurs d'énergie se sentent floués et avancent qu'ils subsidient injustement les propriétaires d'installations décentralisées. Si ces derniers ne contribuent pas suffisamment aux frais de réseau, ce surcoût est reporté sur les consommateurs non producteurs²².

Les producteurs d'énergie décentralisée font quant à eux valoir que leur participation au système électrique engendre des gains supérieurs²³ aux tarifs réclamés aux utilisateurs et qu'ils sont par conséquent sous-compensés pour les services qu'ils fournissent²⁴. S'ils ne nient pas utiliser le réseau distribution, certains affirment subventionner le réseau, considérant qu'ils y apportent plus de valeur qu'ils n'en reçoivent en compensation.

10. En réponse à cette évolution, le rôle du régulateur est de mettre en balance les intérêts des parties prenantes. La plupart des autorités remettent en cause l'opportunité d'un mécanisme de compensation établi à une époque où la pénétration de la production décentralisée était plus faible. Aussi, les autorités de régulation cherchent à mettre en œuvre

¹⁹ J. DIEPART ET W. GELDHOF, « La répartition des coûts du réseau : la bataille judiciaire continue », *RDIR*, 2016, vol. 1, p. 96.

²⁰ Voy. not. P. KIND, « Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business », *loc. cit.*, pp. 7- 13 et 25.

²¹ Voy. not. « Traditionally-Structured Electric Utilities In A Distributed Generation World », *Nova L. R.*, 2014, vol. 38, spéc. pp. 496- 504.

²² Les défenseurs de la production décentralisée opposent généralement à ces arguments que le gestionnaire de réseau devrait chercher à réduire les coûts du réseau et profiter des avantages que peuvent apporter la *DG*. Alors que les investissements des autoproducteurs dans une installation remplacent ceux effectués par le gestionnaire du réseau, les économies de coûts bénéficient aux autres consommateurs. J. MIGDEN-OSTRANDER et J. SHENOT, « Designing Tariffs for Distributed Generation Customers », The Regulatory Assistance Project (RAP), 2016, www.raponline.org (consulté le 18 juillet 2017), pp. 13-14.

²³ Voir notamment la notion de « coûts évités » (développée *infra* aux pt. points 48 et 86 et s.). L'autoconsommation, directement injectée sur le réseau de distribution, éviterait certains frais : énergie et capacité sur le réseau, ainsi qu'aux niveaux de production, distribution, transport et des transactions.

²⁴ Le débat est aujourd'hui vivace et ses partisans s'opposent régulièrement dans la presse et lors des débats télévisés.

une méthode de tarification qui, d'une part compense équitablement les *prosumers* en considération de la valeur qu'ils apportent au réseau électrique, et d'autre part fait supporter aux utilisateurs une contrepartie juste pour l'utilisation du réseau.

Comme le constate l'ONG Regulatory Assistance Project : « *The regulator's challenge in this time of transition is to support policies that use the legacy systems wisely while nurturing the evolution of the systems that will facilitate the transition to a far more efficient, environmentally benign transactive electricity sector*²⁵ ».

Partie II. La régulation de la production décentralisée

Section 1. Union européenne

§1. L'Union de l'énergie

11. La production décentralisée d'électricité s'inscrit plus largement dans la politique énergétique de l'Union européenne²⁶. Celle-ci s'est fixé pour ambition de se maintenir à la pointe de l'industrie du renouvelable. Dans le cadre de la stratégie Europe 2020, elle a adopté le « Paquet sur le climat et l'énergie »²⁷, dont l'un des principaux objectifs vise à porter à 20% la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'UE²⁸.

On relève que l'Union de l'énergie – déjà primordiale pour la commission précédente – reste une priorité de la Commission Juncker²⁹ ³⁰. Le « Paquet hiver » présenté le 30 novembre 2016 sous l'intitulé « Une énergie propre pour tous les Européens » place l'environnement et les consommateurs au cœur de l'Union de l'énergie (*Cfr. infra* pt. 19). Cette proposition composée de onze textes adapte aux enjeux actuels du marché de l'électricité le « Paquet

²⁵ C. LINVILL, J. SHENOT et J. LAZAR, « Designing Distributed Generation Tariffs Well : Fair Compensation in a Time of Transition », RAP, 2013, www.raponline.org (consulté le 5 mai 2016), p. 4.

²⁶ Article 194 TFUE.

²⁷ Le Paquet Énergie-Climat comporte quatre textes adoptés le 23 avril 2009 : 3 directives (2009/28/CE, 2009/29/CE et 2009/31/CE) et une décision (n°406/2009/CE). Il est également associé à deux textes adoptés simultanément : le règlement n°443/2009 et la directive 2009/30/CE.

²⁸ Communication de la Commission du 3 mars 2010, « Europe 2020: Une stratégie pour une croissance intelligente, durable et inclusive », C.O.M. (2010), 2020 final.

²⁹ European Commission, Priority, Energy union and climate, “Making energy more secure, affordable and sustainable”, https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate_en (dernière consultation le 20 mai 2017).

³⁰ Communication de la Commission du 30 novembre 2016, « Une énergie propre pour tous les Européens », C.O.M. (2016), 860 final. Voir aussi les propositions concernant l'organisation du marché consistant en une refonte de la Directive électricité *cfr. infra* pt. 18.

énergie » du 13 juillet 2009 (*Cfr. infra* pt. 12). Le nouveau cadre législatif qui en résultera se veut le socle de la politique énergétique européenne pour les années 2020-2030³¹.

§2. Le cadre communautaire pour une régulation du secteur de l'électricité

12. Préalablement à la construction de l'Union de l'énergie, l'Union européenne avait entamé en 1999 un processus d'ouverture du marché de l'électricité (ainsi que du gaz), en application de directives de 1996 et de 1998³². Celles-ci visaient à permettre aux concurrents des opérateurs historiques d'accéder au réseau électrique, considéré comme infrastructure essentielle, dans des conditions non discriminatoires. La directive de 2003³³ imposa aux États membres ce régime d'accès aux tiers de manière réglementée ainsi que la désignation d'organes compétents chargés d'exercer les fonctions d'autorités de régulation. En matière de gestion du réseau, elle exigea une séparation légale et fonctionnelle (*unbundling*) à compter de juillet 2004 pour le réseau de transport et de juillet 2007 pour le réseau de distribution. Faisant suite à ces directives, le « troisième paquet énergie » adopté en 2009 a renforcé l'indépendance des gestionnaires de réseau ainsi que des autorités de régulation sectorielles³⁴.

Les activités du secteur ont par conséquent été scindées en distinguant différents acteurs économiques : les producteurs d'électricité, le gestionnaire du réseau de transport (GRT), les gestionnaires de réseau de distribution (GRD), et les fournisseurs. Les producteurs produisent l'électricité et l'injectent dans le réseau. Le GRT assure le transport du producteur vers les réseaux de distribution. En principe, le rôle des GRD est d'assurer la distribution de l'électricité à partir du réseau de transport jusqu'au consommateur final. Enfin, les fournisseurs achètent et revendent l'énergie au consommateur final.

L'*unbundling* a abouti à la libéralisation de la production et de la fourniture. *A contrario*, les secteurs du transport et de la distribution – monopoles naturels – font l'objet d'une régulation par des autorités nationales indépendantes.

³¹ . P-A LIENHARDT et A. RAMBAUD, «La Commission européenne présente sa réforme du marché européen de l'électricité», *E.E.I. Rev. mens. Lexisnexis*, 2017, pp. 34-35.

³² *Voy.* particulièrement Dir. (CE) n°96/92 du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, *J.O.*, L 027 du 30/01/1997 p. 20.

³³ *Voy.* Dir. (CE) n°2003/54 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la dir. (CE) n°96/92, *J.O.*, L 176 du 15 juillet 2003, p. 37.

³⁴ *Voy.* not. MARTY F., « L'unbundling dans le secteur électrique : quelques réflexions sur les remèdes structurels dans le cadre d'un marché oligopolistique », Documents de travail OFCE, 2009, pp. 1-55.

§3. Les autorités de régulation nationales

A. Indépendance du régulateur

13. Au terme du « troisième paquet énergie », chaque État membre devait désigner une autorité de régulation nationale (ARN) pour le secteur de l'électricité³⁵ (et du gaz).

Si le principe imprimé par la directive est que « les régulateurs [...] disposent d'une indépendance totale par rapport aux autres intérêts publics ou privés », « ceci n'empêche ni l'exercice d'un contrôle juridictionnel ni l'exercice d'un contrôle parlementaire conformément au droit constitutionnel des États membres³⁶ ».

En outre, cette compétence s'exerce sans préjudice de la faculté d'intervention limitée des autorités publiques en matière tarifaire pour l'édition d'« orientations de politique générale »³⁷. Selon cette interprétation, « une autorité politique reste donc par exemple compétente pour prévoir que, dans l'exercice de sa compétence tarifaire, le régulateur doit tenir compte de l'intérêt présenté par la production décentralisée à partir d'énergie renouvelable³⁸ ».

Enfin, les régulateurs doivent observer plusieurs règles de gouvernance, notamment dans l'exercice de leur compétence tarifaire. En contrepartie de leur indépendance³⁹, ils sont soumis à une « responsabilité⁴⁰ »⁴¹, ainsi qu'aux principes fondamentaux de non-discrimination⁴², de transparence et de motivation⁴³, de la réflectivité des coûts⁴⁴, l'objectif de simplicité des tarifs, la prévisibilité et la stabilité⁴⁵, entre autres⁴⁶.

³⁵ Directive électricité, art. 35, §1^{er}.

³⁶ *Ibid.*, considérant 34.

³⁷ Pour de plus amples précisions, voir D. VERHOEVEN, « Régulation des tarifs de transport et de distribution », *loc. cit.*, p 295.

³⁸ *Ibid.*

³⁹ Directive électricité, art. 35, §§4 et 5.

⁴⁰ Au sens du terme “*accountability*”.

⁴¹ Directive électricité, considérants 33 et 34 et art. 35, §§4 et 5.

⁴² Voir notamment H.T. KRUIJMER, “Non-discriminatory energy system operation: What does it mean?”, *Competition & Reg. Network Indus.*, vol. 12, Intersentia, 2011, n°3, pp. 260-286.

⁴³ Directive électricité, art. 35, §4 et 37, §16.

⁴⁴ Directive électricité, considérant 36.

⁴⁵ J. DIEPART ET W. GELFHOF, « La répartition des coûts du réseau : la bataille judiciaire continue », *op. cit.*, p. 96.

⁴⁶ Voy. J. RENESES, M. PIA RODRIGUEZ et I.-J. PÉREZ-ARRIAGA, « Electricity Tariffs » in *Regulation of the Power Sector*, London, Springer, 2013, pp. 400 et s.

14. Afin de les assister dans leurs missions, le troisième Paquet Énergie fonde une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)⁴⁷. Elle vise principalement à soutenir la réalisation du marché intérieur de l'énergie, conformément aux objectifs de la politique énergétique communautaire⁴⁸. L'agence rassemble les représentants des ARN venant des 28 États membres.

⁴⁷ Règl. (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie, *J.O.*, L 211, du 14 août 2009.

⁴⁸ *Ibid.*, art. 1^{er}, §2.

B. Objectifs et compétences des ARN

15. Dans leur œuvre de régulation du secteur, les autorités nationales doivent rencontrer certains objectifs, au rang desquels l'intégration de la production décentralisée constitue une part importante de la directive n° 72/2009⁴⁹ et *a fortiori* de sa refonte par le Paquet hiver⁵⁰.

En premier lieu, il leur revient de « faciliter l'accès au réseau des nouvelles capacités de production⁵¹ ». Cet accès au réseau (§4. Accès des tiers au réseau) est un prérequis pour l'installation d'unité de production décentralisée afin de soutirer et d'injecter de l'électricité, en particulier sur le réseau de distribution (pour la quasi-totalité des cas résidentiels).

Par ailleurs, cet objectif général passe notamment par la suppression des « obstacles qui pourraient empêcher l'arrivée de nouveaux venus sur le marché et l'intégration de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ». C'est à cette fin que la compétence de fixation de tarifs est attribuée aux ARN par le droit communautaire (§5. Principes tarifaires). En réalité, en fixant les objectifs et compétences des ARN, la directive fixe les bases du cadre réglementaire applicable dans chacun des 28 États membres.

§4. Accès des tiers au réseau : un droit d'accès

16. L'accès au réseau est un prérequis à la libéralisation du secteur de la fourniture. À ce titre, le premier paquet énergie prévoyait déjà un accès non-discriminatoire pour les opérateurs tiers⁵². Le second paquet énergie⁵³ a ensuite mis fin à cet accès « négocié » qui laissait la possibilité aux gestionnaires d'adopter des comportements anticoncurrentiels. L'accès est dorénavant uniquement octroyé sur une base tarifaire, soumise à régulation⁵⁴.

Les réseaux de transport et de distribution font l'objet d'un régime réglementé de « *third-party access* » : l'adoption des tarifs et/ou des méthodologies tarifaires requière l'approbation préalable du régulateur. L'accès régulé permet aux ARN de surveiller les relations contractuelles nouées avec les utilisateurs du réseau. Elles contrôlent notamment les conditions générales et modèles types présentés par les gestionnaires avant leur application.

⁴⁹ Directive électricité, art. 36, en particulier les points d) et e).

⁵⁰ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil du 20 mai 2017 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (refonte), C.O.M. (2016), 864 final/2, art. 58.

⁵¹ Directive électricité, art. 36, e)

⁵² Dir. (CE) n°96/92 du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996, précitée.

⁵³ Dir. (CE) n°2003/54 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003, précitée.

⁵⁴ B. HRABCAKOVA et T. LIPTAK, « EU Legislation on the electricity market : Introducing competition. Interaction between sector-specific regulation and EU competition rules. Third legislative package. », *Common L. Rev.*, vol. 13, 2014, p. 62.

La disposition centrale du mécanisme actuel est contenue à l'article 32 de la troisième Directive électricité. Il bénéficie à tout producteur ou consommateur final, désormais libre d'acheter et de vendre de l'électricité au fournisseur de son choix⁵⁵.

17. En parallèle à la directive 2009/72/CE, le Paquet sur le climat et l'énergie prévoit pour sa part « soit un accès prioritaire, soit un accès garanti au réseau pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables⁵⁶ ». Ce régime particulier fonde les mécanismes de soutien à l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Les États membres ont notamment la possibilité d'instaurer une obligation d'achat de l'énergie issue de sources d'énergie renouvelable à charge des gestionnaires de réseau.

Exceptionnellement, le gestionnaire de réseau peut refuser à l'accès au réseau « s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire ». Ce refus doit être dûment motivé et justifié au regard de critères objectifs et techniquement et économiquement fondés, soumis au contrôle du régulateur. Le rôle des autorités de régulation est de veiller à ce que « ces critères soient appliqués de manière homogène et à ce que l'utilisateur du réseau auquel l'accès a été refusé puisse engager une procédure de règlement des litiges⁵⁷ ». Elles s'assurent aussi que « s'il y a lieu et en cas de refus d'accès, le gestionnaire de réseau de transport ou de distribution fournisse des informations pertinentes sur les mesures nécessaires pour renforcer le réseau⁵⁸ ».

§5. *Principes tarifaires*

18. Dans le respect des objectifs généraux (*Cfr. supra* pt. 15), l'article 37, §1, a) confère comme première mission à l'ARN de « fixer ou approuver, selon des critères transparents, les tarifs de transport ou de distribution ou leurs méthodes de calcul⁵⁹ ». Cette compétence tarifaire est essentielle et exclusive⁶⁰. La directive précise qu'elle est exercée de manière à permettre la réalisation des investissements nécessaires à la viabilité des réseaux⁶¹.

⁵⁵ Directive électricité, art. 2, 12 et 32.

⁵⁶ Dir. (CE) n°28/2009 du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 rel. à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les dir. 2001/77/CE et 2003/30/CE, *J.O.*, 5 juin 2009, p. 16, (ci-après « Directive énergie renouvelable »), article 16, §2, b).

⁵⁷ Directive électricité, art. 32.

⁵⁸ *Ibid.*

⁵⁹ Nous soulignons.

⁶⁰ Note interprétative de la directive n° 72/2009, “The regulatory authorities”, Commission européenne, 22 janvier 2010, p. 12 et 13.

⁶¹ Directive électricité, art. 37, §1^{er}, a), et §6, a).

Au besoin, les autorités de régulation sont habilitées à demander aux gestionnaires de réseaux de modifier leurs conditions, y compris les tarifs ou les méthodes, pour faire en sorte que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire⁶².

Concernant les frais de distribution, les exigences européennes relatives à l'électricité produite de manière décentralisée se trouvent inscrites en substance au considérant n°36 : « Les autorités de régulation nationales devraient pouvoir fixer ou approuver les tarifs, ou les méthodes de calcul des tarifs, sur la base d'une proposition du gestionnaire de réseau de transport ou du ou des gestionnaires de réseau de distribution, ou sur la base d'une proposition agréée par ces gestionnaires et les utilisateurs du réseau. Dans l'exécution de ces tâches, les autorités de régulation nationales devraient veiller à ce que les tarifs de transport et de distribution soient non discriminatoires et reflètent les coûts, et devraient tenir compte des coûts de réseau marginaux évités à long terme grâce à la production distribuée et aux mesures de gestion de la demande⁶³ »⁶⁴.

La Directive énergie renouvelable précise à l'égard de l'électricité produite à partir de ces sources d'énergie que les États membres sont cependant responsables de l'application non discriminatoire des tarifs de transport et de distribution⁶⁵. La tarification doit notamment tenir compte des réductions de coût réalisables grâce au raccordement de l'installation au réseau, qui peuvent découler de l'utilisation directe du réseau basse tension⁶⁶.

§6. Le cadre communautaire futur en matière de production décentralisée d'électricité

19. Plus récemment, la Commission a présenté une proposition de refonte du marché européen de l'électricité. Ce « Paquet hiver » impactera fortement la production décentralisée d'électricité à plusieurs égards. Il ambitionne de favoriser la concurrence, de renforcer l'intégration du marché de l'électricité et de placer le consommateur au cœur de celui-ci. L'orientation actuelle semble promouvoir largement la concurrence, notamment par l'interdiction de principe faite aux États membres d'intervenir dans la fixation des prix⁶⁷ ainsi

⁶² *Ibid.*, art. 37, §10.

⁶³ Nous soulignons.

⁶⁴ Sur la notion de coûts évités, voir la note de bas de page *supra* n°23 ainsi que les développements *infra* pt. 48, 86 et s. Il nous semble cependant que, contrairement à la disposition légale américaine, l'accent soit ici placé sur les effets produits sur le long terme, ce qui réduit en principe l'importance des coûts du réseau. En effet, l'adaptation du réseau à la *DG* implique des frais importants à court terme. Alors que la prise en compte de sa pénétration sur le long terme devrait permettre de réduire les frais de réseau actuels.

⁶⁵ Directive énergie renouvelable, art. 16, §7.

⁶⁶ *Ibid.*, art. 16, §8.

⁶⁷ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil du 20 mai 2017, précitée, art. 5.

que par la fin de la priorité d'injection sur le réseau garantie aux énergies renouvelables. Les installations de production décentralisées pourront cependant toujours être prioritaires⁶⁸.

La création d'une entité européenne des GRD est également de nature à unifier le marché sur le long terme⁶⁹. Celle-ci contribuera notamment à l'« intégration des sources d'énergie renouvelable, de la production distribuée et des autres moyens fournis par le réseau de distribution, comme le stockage de l'énergie⁷⁰ ».

Enfin, l'objectif de la Commission est de « donner le pouvoir au consommateur⁷¹ ». Elle introduit la notion de « client actif »⁷², dans la foulée du régime d'autoconsommation (*Cfr. infra* pt. 73). De nouveaux droits aux bénéfices des consommateurs sont proposés, notamment les mentions obligatoires des factures d'électricité⁷³, le droit à un compteur intelligent⁷⁴ ou encore la gestion des données personnelles^{75 76}.

20. Le Parlement européen s'était auparavant positionné sur les efforts relatifs à la transition énergétique, qu'il définit comme le passage à un système énergétique plus décentralisé⁷⁷. Il estimait en conséquence que « la production d'électricité renouvelable devrait être mieux intégrée dans les systèmes de distribution électrique à tous les niveaux »⁷⁸. À cette fin, le Parlement invitait la Commission et les États membres à favoriser l'autoproduction d'énergie. L'organe législatif souhaitait pour l'Union « un cadre réglementaire clair pour l'autoconsommation d'énergie renouvelable et pour les communautés [...] d'énergie renouvelable, qui tienne compte de tous les avantages lors de la conception des mécanismes de paiement pour la vente de la production excédentaire, l'accès au réseau et son utilisation⁷⁹ ».

⁶⁸ Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil du 20 mai 2017 concernant le marché intérieur de l'électricité (refonte), C.O.M. (2016), 861 final/2, art. 11.

⁶⁹ Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil du 20 mai 2017, précitée, art. 49.

⁷⁰ *Ibid.*, art. 51, §1, (b).

⁷¹ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil du 20 mai 2017, art. 1^{er}.

⁷² *Ibid.*, art. 3.

⁷³ *Ibid.*, art. 18.

⁷⁴ *Ibid.*, art. 20.

⁷⁵ *Ibid.*, art. 23.

⁷⁶ *Voy. not.* P-A LIENHARDT et A. RAMBAUD, «La Commission européenne présente sa réforme du marché européen de l'électricité», *op. cit.*, 2017, pp. 34-35.

⁷⁷ Résolution du Parlement européen du 26 mai 2016 sur une nouvelle donne pour les consommateurs d'énergie, I.N.I. (2015), 2323, pt. 3.

⁷⁸ Résolution du Parlement européen du 23 juin 2016 sur le rapport sur les progrès accomplis dans le secteur des énergies renouvelables, I.N.I., (2016), 2041, pt. 45.

⁷⁹ *Ibid.*, pt. 57.

Concernant les *prosumers*, le Parlement estimait qu'ils « devraient pouvoir accéder au réseau énergétique et au marché de l'énergie à un tarif équitable et ne devraient pas être pénalisés par des taxes ou des redevances supplémentaires ». Il observait « avec préoccupation les initiatives prises par certains États membres pour instaurer des obstacles à l'exercice du droit à l'autoconsommation et à l'autoproduction⁸⁰ ».

21. La réforme alors proposée par la Commission vise à mener à bien cette transition énergétique, notamment en remaniant la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (2009/28/EC)⁸¹.

L'option privilégiée dans l'analyse d'impact est « l'autorisation pour la population d'autoconsommer et de stocker l'électricité produite à partir de sources renouvelables ». Celle-ci prend soin de préciser qu'elle « n'ouvre pas un droit universel à l'autoconsommation »⁸².

En définitive, la directive actuelle énonce comme principe « qu'il convient de permettre le développement des technologies décentralisées qui utilisent des énergies renouvelables [dans des conditions non discriminatoires et sans entraver le financement des investissements d'infrastructure]. Le passage à la production d'énergie décentralisée comporte de nombreux avantages, y compris l'utilisation de sources d'énergie locales, une sécurité d'approvisionnement en énergie locale accrue, des distances de transport écourtées et une réduction des pertes liées au transport d'énergie. Cette décentralisation favorise également le développement des collectivités locales et la cohésion au sein de celles-ci, *via* de nouvelles sources de revenus et la création d'emplois à l'échelon local⁸³ ». La condition de non-discrimination et l'interdiction d'entrave au financement, soulignées ci-dessus, sont des ajouts de la proposition de la Commission⁸⁴.

§7. Conclusion en matière d'accès et de tarification

22. L'accès non discriminatoire au réseau est essentiel dans la mesure où il empêche toute différenciation subjective entre utilisateurs. Une telle distinction pourrait en effet mettre à mal la mise en œuvre d'objectifs prioritaires pour l'Union européenne. Comme nous l'avons

⁸⁰ *Ibid.*, pt. 57.

⁸¹ Proposition de Directive du parlement européen et du Conseil du 23 février 2017 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte), C.O.M. (2016), 767 final.

⁸² *Ibid.*, pt. 3.4, iv.

⁸³ Directive énergie renouvelable, considérant n°6.

⁸⁴ Proposition de Directive du parlement européen et du Conseil du 23 février 2017, considérant 52.

exposé, la production décentralisée d'électricité est l'une des solutions implémentées dans le cadre de l'Union de l'énergie et mérite à ce titre d'être, sinon encouragée, maintenue en concurrence effective sur le marché. Partant, l'organisation du réseau de distribution par leurs gestionnaires, et singulièrement sa tarification, ne peut restreindre son utilisation par les *prosumers* davantage que nécessaire à l'accomplissement de la mission des GRD.

Section 2. Belgique

Sous-section 1. Fédéral

§1. Libéralisation et régionalisation

23. Actuellement, le marché de l'électricité se définit toujours au niveau national. Sa régionalisation partielle n'en a pas perturbé le modèle. C'est cependant sous l'influence du droit européen que s'est produite la libéralisation du marché belge de l'électricité en 2004 (*cfr. supra* pt. 12). Rappelons que l'objectif était de démanteler les entreprises verticalement intégrées pour faciliter le contrôle des autorités de la concurrence et permettre l'accès effectif de tiers au marché.

Les étapes de production et de fourniture d'électricité sont entièrement libéralisées. C'est-à-dire que d'une part, les fournisseurs achètent librement l'électricité aux producteurs et la revendent aux consommateurs finals, utilisant les réseaux de transports et de distribution⁸⁵ pour la livraison. D'autre part, le consommateur final a le libre choix de son fournisseur.

En revanche, l'activité du GRT et l'activité des GRD constituant des monopoles naturels, elles sont soumises à une régulation. À la genèse de la libéralisation, le régulateur public national était la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG)⁸⁶. Depuis l'entrée en vigueur de la 6^e réforme de l'État ayant abouti à la régionalisation partielle du secteur de l'énergie⁸⁷, celle-ci n'a plus pour principale compétence que de réguler le gestionnaire de réseau de transport⁸⁸. Désormais concernant la distribution d'électricité, chaque région a créé

⁸⁵ En Belgique, le réseau de transport est défini comme : « le réseau national de transport d'électricité à très haute tension et à haute tension [...] ». Il se distingue par son haut voltage du réseau de distribution, entendu comme: « tout réseau, opérant à une tension égale ou inférieure à 70 kilovolts, pour la transmission d'électricité à des clients au niveau régional ou local ». Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, *M.B.*, 11 mai 1999, p. 16264, (ci-après « Loi électricité »), art. 2, 7° et 12°.

⁸⁶ Loi électricité, art. 23.

⁸⁷ Le transfert de la compétence tarifaire est visé à l'art. 19 de la L. spéc. du 6 janvier 2014 relative à la Sixième réforme de l'État, *M.B.*, 31 janvier 2014, p. 8641, modifiant l'art. 6, §1^{er}, VII, al. 1, a) de la L. spéc. du 8 août 1980 de réformes institutionnelles, *M.B.*, 15 août 1980, p. 9434 ; *Voy. infra* concernant les dispositions régionales prises en application du transfert de compétence.

⁸⁸ La CREG est en outre notamment compétente en matière de production et stockage d'énergie.

un régulateur pour les GRD : la CWaPE pour la Région wallonne, la VREG pour la Région flamande et BRUGEL pour la Région bruxelloise. L'objectif de cette dévolution de la compétence tarifaire aux Régions était de permettre à celles-ci d'adopter leur propre méthodologie en cohérence avec les autres aspects de la régulation du segment distribution, déjà régionalisé. Au vu des éléments étudiés plus haut concernant les exigences de la troisième directive qui confie la compétence tarifaire exclusivement à un régulateur national indépendant, on ne peut s'empêcher de penser que cette régionalisation constitue un aveu de la mainmise que les autorités politiques entendent maintenir.

Le cadre réglementaire fédéral est toutefois brièvement examiné ci-dessous dans la mesure où : d'une part, il reste directement applicable au secteur du transport ; d'autre part, le régime applicable à la distribution wallonne renvoie actuellement à la loi à titre transitoire.

§2. La transposition de la Directive électricité dans la loi du 8 janvier 2012

24. Dans le but de comprendre les délibérations des autorités de régulation, il faut s'intéresser préalablement au cadre dans lequel s'inscrivent ses décisions tarifaires. Ce carcan vise à garantir la conformité de toute décision prise par un régulateur avec l'intérêt général. La loi du 8 janvier 2012 transposant la directive 2009/72/CE a remanié les dispositions contenues au sein de la loi du 29 avril 1999 (Loi Électricité).

Suite à cette transposition⁸⁹, le régulateur, fédéral comme régional, est désormais astreint au respect de certains objectifs mentionnés dans la directive⁹⁰. Il ne peut donc pas, en matière tarifaire, « *viser uniquement un coût bas sans égard aux mesures et objectifs qualitatifs visés par la directive*⁹¹ ».

25. C'est avec ces lignes directrices, parfois contradictoires, à l'esprit que le régulateur veille à établir sa politique tarifaire. Conformément à l'article 37.6 de la Directive électricité, le législateur belge a doté le régulateur d'une latitude de pouvoir incluant la fixation et l'approbation tant de la méthodologie tarifaire que des tarifs des GRD.

En droit interne, la compétence exclusive du régulateur a été confirmée à plusieurs reprises par la jurisprudence. Elle fut consacrée pour la première fois par la Cour

⁸⁹ Pour une analyse approfondie du respect des exigences de la directive par la loi de transposition, voy. D. VERHOEVEN, « Régulation des tarifs de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel, *loc. cit.*, pp. 283-367.

⁹⁰ Loi électricité, art. 23, §1^{er}, al. 2, *Voy. not. pt. 4^o à 7^o.*

⁹¹ C. DECLERCQ, « La régulation tarifaire », in *Actualités du droit de l'énergie : la transposition du "troisième paquet énergétique" européen dans les lois "électricité" et "gaz"*, (sous la dir. de D. RENDERS), p. 238.

constitutionnelle dans son arrêt du 18 novembre 2010⁹², et par ailleurs, le même jour dans un avis du Conseil d'État, section législation⁹³. La Cour a par la suite soulevé d'office ce moyen, confirmant sa jurisprudence⁹⁴.

§3. Le cadre fédéral pour une régulation du secteur de l'énergie

A. Système de facture unique

26. Outre *l'unbundling* sectoriel (*Cfr. supra* pt. 12), une volonté de protection du consommateur final accompagnait également le mouvement de libéralisation. C'est ainsi que le système de la facture unique a été adopté en Belgique : le consommateur ne reçoit qu'une seule facture concernant sa consommation d'électricité. Cette facture, désormais dressée par le fournisseur choisi, reprend les coûts exposés aux quatre étapes dans une « cascade tarifaire »⁹⁵. Ainsi, outre la composante « électricité », la facture intègre les frais de distribution et de transport⁹⁶.

À l'inverse du prix de l'« électricité » (comme *commodity*), totalement ouvert à la concurrence, les tarifs applicables au transport et à la distribution sont réglementés. Ils doivent faire l'objet d'une approbation de la part du régulateur (aujourd'hui régional concernant l'activité de distribution) (*cfr. infra* pt. 28). L'industrie de réseau qualifie ces tarifs de « timbre-poste », dans la mesure où ils ne dépendent pas de la distance parcourue par l'énergie électrique. La commission de régulation vérifie alors la conformité des tarifs proposés par les GRD avec la méthodologie tarifaire qu'elle a adoptée (*cfr. infra* pt. 27).

B. La méthodologie tarifaire

27. Il s'agit de la méthode fixée par l'ARN pour la détermination des tarifs de réseau relatifs à une période déterminée. Elle comporte les règles que le gestionnaire du réseau de transport ou de distribution devra respecter lors de la préparation, du calcul et de l'introduction de ses tarifs pour une période fixée et que le régulateur utilisera lors du

⁹² Cour constitutionnelle, n° 130/2010, 18 novembre 2010, <http://www.const-court.be/> (consulté le 28 mars 2017).

⁹³ Avis 49.570/3, *Doc. parl.*, Ch., sess. ord. 2010/2011, n°1725/001, p. 293 (pt. 38.3).

⁹⁴ Cour constitutionnelle, n°97/2011, 31 mai 2011, <http://www.const-court.be/> (28 mars 2017).

En effet, comme le rappelle F. Tulkens, si auparavant la méthode tarifaire issue du régulateur pouvait être soumise à un autre organe que l'ARN en vue d'être reprise dans une décision officielle, cette possibilité a disparu dans la directive 2009/72/CE (F. TULKENS et E. WAGNON, *Les aspects institutionnels de la transposition de la directive 2009/72 in Actualités du droit de l'énergie : la transposition du "troisième paquet énergétique" européen dans les lois "électricité" et "gaz", op. cit.*, pp. 11-15).

⁹⁵ Liège, 22 mars 2016, *RDIR*, 2016, vol. 2, p. 205.

⁹⁶ Dans les trois régions, ces frais s'élèvent en moyenne à plus de 40% de la facture moyenne du consommateur.

traitement de ces « propositions tarifaires ». La méthode précise notamment : (i) la définition des catégories de coûts qui sont couverts par les tarifs; [...] (iv) les règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateurs du réseau; (v) la structure tarifaire générale et les composants tarifaires⁹⁷.

Dans le respect des principes de bonne gouvernance, une phase de concertation est incluse dans le processus de décision. La loi dispose que cette concertation fait l'objet d'un accord entre le GRT⁹⁸ ou les GRD⁹⁹ et la CREG. À défaut d'accord, une procédure de concertation minimale est prévue. Notons que cette disposition législative n'inclut dans le processus que les gestionnaires de réseau, à l'exclusion des producteurs, fournisseurs et consommateurs. En cela, elle comporte le risque d'exclure ces derniers du débat moyennant conclusion d'un accord entre le régulateur et les gestionnaires de réseau.

Le parlement fédéral a adopté les lignes directrices encadrant la méthodologie tarifaire déléguée au régulateur¹⁰⁰. Il y a ajouté par rapport à la directive l'obligation de garantir aux gestionnaires un retour sur investissements¹⁰¹ *via* les tarifs qu'ils appliquent¹⁰².

C. Les tarifs

28. Établir les tarifs revient à déterminer la contrepartie requise pour l'utilisation du réseau. Comme le rappelle D. Verhoeven : « *un tarif ne peut pas être établi sous la forme d'un montant – comme cela peut être le cas pour des actes de raccordement au réseau – mais résulter de l'application de différents paramètres qui dépendent de la situation individuelle de l'utilisateur de réseau (notamment son profil de prélèvement et d'injection)*¹⁰³ ».

Les tarifs sont pluriannuels : ils restent constants durant une période déterminée appelée « période régulatoire ». Pour la distribution, ce principe a été appliqué pour la première fois pour la période 2008-2009. Sur base de la méthodologie tarifaire, les gestionnaires de réseau introduisent leur proposition tarifaire auprès du régulateur¹⁰⁴. Ces tarifs sont alors confirmés annuellement par le régulateur.

⁹⁷ Loi électricité, art. 12, §2, al. 2 concernant la gestion du réseau de transport et art. 12bis, §2, al. 2 concernant la gestion de réseau de distribution.

⁹⁸ *Ibid.*, art. 12, §§ 6-8.

⁹⁹ *Ibid.*, art. 12bis, §2, al. 1 et 2.

¹⁰⁰ *Ibid.*, art. 12, § 5 et 12bis, §5.

¹⁰¹ *Ibid.*, art. 12, § 5 et 12bis, §5, 9°.

¹⁰² C. DECLERCQ, « La régulation tarifaire », *loc. cit.*, p. 241.

¹⁰³ D. VERHOEVEN, « Régulation des tarifs de transport et de distribution » *loc. cit.*, p. 291.

¹⁰⁴ Directive électricité, considérant 36.

§4. Accès aux réseaux

29. Par hypothèse, les régimes légaux étudiés ci-dessous ont défini le *prosumer* comme raccordé au réseau de distribution. Il n'y a donc pas lieu d'examiner d'avantage la réglementation fédérale applicable au transport d'électricité.

Le réseau de distribution d'électricité, et particulièrement l'accès à celui-ci, est une compétence régionale depuis 1989¹⁰⁵. Les décrets régionaux ont introduit quelques subtilités par rapport à la Loi électricité concernant l'accès au réseau de distribution.

Les sous-sections suivantes précisent le régime applicable aux installations de *DG* respectivement en Région flamande, wallonne, et bruxelloise. Nous examinerons, pour chaque territoire, le droit d'accès au réseau de distribution (§1) ainsi que les redevances auxquelles il donne lieu. Celles-ci sont prescrites dans un système de tarification (§2) fixant, en pratique, un modèle de répartition des frais qu'imposent la gestion du réseau (§3).

Sous-section 2. Flandre

30. Le cadre règlementaire actuellement applicable en Région flamande est codifié dans le décret relatif à l'Énergie du 8 mai 2009 (« *Energiedecreet* ») ayant remplacé tous les décrets existants se rapportant à l'énergie à partir 1^{er} janvier 2011¹⁰⁶.

La surveillance des secteurs libéralisés est exercée par l'Autorité de régulation flamande pour le marché de l'Électricité et du Gaz (VREG)¹⁰⁷. Notons que, jusqu'à date récente, celle-ci portait le statut juridique d'« agence autonomisée externe de droit public ». Cette dépendance vis-à-vis du pouvoir exécutif était néanmoins devenue incompatible avec les exigences de la directive 2009/72/CE. Depuis février 2017, le Parlement flamand lui a reconnu – à l'image de ses homologues – la qualité de service autonome avec personnalité juridique¹⁰⁸.

Faisant suite au transfert de compétence en matière de tarifs notamment, la Région flamande a adapté le « *Energiedecreet* » par décret du 14 mars 2014¹⁰⁹.

¹⁰⁵ Loi spéc. du 8 août 1980 de réformes institutionnelles, *M.B.*, 15 août 1980, p. 9434, art. 6, § 1er, VII, al. 1, a)

¹⁰⁶ Décr. du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie, *M.B.*, 7 juillet 2009, p. 46192, (ci-après: « *Energiedecreet* »).

¹⁰⁷ *Ibid.*, art. 3.1.1 et s.

¹⁰⁸ Décr. Rég. fl du 25 novembre 2016 modifiant le Décret sur l'Énergie du 8 mai 2009, en ce qui concerne la création et l'organisation du régulateur, *M.B.*, 30 janvier 2017, p. 14457.

¹⁰⁹ Décr. Rég. fl. du 14 mars 2014 modifiant le décr. relatif à l'Énergie du 8 mai 2009, en ce qui concerne la transposition de la dir. de l'Union européenne 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité

§1. L'accès au réseau (Nettoegang)

31. Transposant la directive 2009/72/CE dans la législation flamande, le décret du 14 mars 2014 a également complété le droit à l'accès au réseau dans le « *Energiedecreet* ». Il est dorénavant clairement établi pour les clients un accès au réseau de distribution ou au réseau de transport local d'électricité pour l'injection et/ou le prélèvement d'électricité¹¹⁰. Cet accès se fait aux tarifs et conditions publiés par chaque gestionnaire de réseau¹¹¹.

Le décret organise par ailleurs la procédure et les motifs par lesquels le gestionnaire du réseau pourrait en refuser l'accès. Sauf dans quatre cas critiques, ce refus doit être autorisé préalablement par la VREG¹¹².

Concrètement, l'accès au réseau de distribution prend la forme d'un contrat standard, contrôlé par le régulateur régional¹¹³. Ce « contrat d'accès » est conclu entre le GRD et l'utilisateur directement, ou plus fréquemment par le biais de son fournisseur¹¹⁴.

Contrairement aux contrats conclus pour accéder au réseau de transport¹¹⁵, l'accord portant sur l'accès au réseau de distribution n'est pas soumis à l'autorisation préalable de la VREG. L'inverse aurait d'ailleurs été impraticable ; tout raccordement d'un consommateur d'électricité au réseau de distribution aurait nécessité une décision du régulateur¹¹⁶.

Il est important de distinguer le raccordement de l'accès au réseau¹¹⁷. Au niveau de la distribution, les deux font en principe l'objet d'un contrat distinct. En pratique cependant, la majorité des utilisateurs est raccordée sur simple renvoi aux termes d'un règlement technique (Technisch Reglement Distributie Elektriciteit), établi par la VREG¹¹⁸.

énergétique, et l'octroi de certificats d'électricité écologique, de certificats de cogénération et de garanties d'origine, *M.B.*, 28 mars 2014, p. 27608.

¹¹⁰ « *Energiedecreet* », art. 4.1.18, §1^{er}.

¹¹¹ *Ibid.*, art. 4.1.18, §2.

¹¹² *Ibid.*, art. 4.1.18, §2, al. 2, §3 et § 4.

¹¹³ C. DEGREEF, W. GELDHOF et T. VAN DER STRAETEN, « Afdeling 5 - De transmissie en distributie van elektriciteit » in *Energerecht in België en Vlaanderen*, Gent, Larcier, 2017, p. 145.

¹¹⁴ Dans ce cas, le fournisseur désigne le « détenteur d'accès » auprès du GRD, dans un registre d'accès.

¹¹⁵ « *Energiedecreet* », art. 4.1.29.

¹¹⁶ Le réseau de distribution se distinguant du réseau de transport par sa tension nominale égale ou inférieure à 70 kilovolts. « *Energiedecreet* », art. 1.1.3, 28°.

¹¹⁷ *Voy. Ibid.*, art. 4.1.12 et s.

¹¹⁸ *Ibid.*, art. 4.2.1.

Le TRDE détermine en effet les droits et obligations entre les GRD et les utilisateurs du réseau¹¹⁹. En principe, les bâtiments résidentiels sont reliés au réseau de distribution par un point d'accès (compteur) individuel pour le prélèvement d'électricité¹²⁰. Quant aux producteurs (résidentiels ou non), ils se voient attribuer deux points d'accès distincts pour l'injection et pour le prélèvement¹²¹. Cependant, les installations de production décentralisées d'une puissance inférieure ou égale à 10 kVA (kilovoltampères) sont assimilées aux utilisateurs résidentiels. Le système de mesure est ajusté de telle sorte que l'on déduit de la production électrique de la quantité d'énergie soutirée du réseau (*net-metering*)¹²².

§2. Tarification

32. En compensation de l'accès au réseau « pour le prélèvement et/ou l'injection d'électricité », les GRD perçoivent des utilisateurs du réseau de distribution une redevance dont les tarifs sont régulés¹²³.

Ces tarifs, facturés par les GRD aux fournisseurs des utilisateurs, sont fixés pour une période réglementaire de 5 ans. Ils se basent sur une méthodologie tarifaire adoptée par la VREG dans le respect de lignes directrices adoptées par le pouvoir législatif¹²⁴.

En conséquence de la régionalisation des tarifs de distribution, une méthodologie tarifaire provisoire a été établie pour 2015-2016¹²⁵. Par décision du 24 août 2016, la VREG a ensuite adopté une méthodologie tarifaire pour la période 2017-2020 (*Cfr. infra* pt. 36)^{126 127}.

§3. La répartition des coûts du réseau

Il convient, pour saisir le système de contribution des *prosumers* au réseau de distribution flamand, d'étendre notre réflexion aux tarifs applicables pour 2013 et 2014. La CREG avait, par décisions du 6 décembre 2012, accepté l'ensemble des propositions tarifaires des GRD

¹¹⁹ A. Gouv. fl. du 8 janvier 2016 approuvant le règlement technique pour la distribution de l'électricité dans la Région flamande, *M.B.*, 18 mars 2016, p. 18464.

¹²⁰ Règlement technique pour la distribution de l'électricité dans la Région flamande (TRDE), art. IV.2.1.4, §1^{er}.

¹²¹ *Ibid.*, art. IV.2.1.4, §2.

¹²² *Ibid.*, art. V.2.4.2, §1^{er} *juncto* IV.2.1.4, §1^{er}.

¹²³ « Energiedecreet », art. 4.1.29.

¹²⁴ *Ibid.*, art. 4.1.32, §1^{er}.

¹²⁵ Méthodologie de détermination de tarifs de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la première période de régulation 2015-2016, VREG, 30 septembre 2014 (ci-après « Méthodologie tarifaire 2015-2016 »).

¹²⁶ Méthodologie tarifaire pour la distribution d'électricité et de gaz durant la période réglementaire 2017-2020, VREG, 24 août 2016 (ci-après « Méthodologie tarifaire 2017-2020 »).

¹²⁷ Concernant les principes et le cadre juridique applicables aux tarifs de réseau, *Voy. not.* W. GELDHOF et C. DEGREEF, « Nettierven voor elektriciteit en gas: beginselen en rechtskader », in *La tarification dans les industries de réseau*, *RDIR*, 2014, liv. 2, 156-172.

opérant en Région flamande. Ces propositions étaient néanmoins inédites en ce qu'elles retenaient une « indemnité de réseau » (*netvergoeding*) pour les installations de production décentralisées jusqu'à 10 kVA disposant d'un « compteur tournant à l'envers » (*terugdraaiende teller*)¹²⁸.

33. Ces décisions ont été annulées par un arrêt décisif de la Cour d'appel de Bruxelles. Dans son arrêt « PV Vlaanderen », la Cour condamne l'introduction par la CREG¹²⁹ d'une redevance visant à augmenter la contribution des *prosumers* équipés d'un compteur « tournant à l'envers ». Les motifs sont tirés des violations des règles répartitrices de compétence et du principe d'égalité.

D'une part, l'insertion d'un nouveau tarif n'était prévue ni dans la « Loi Electricité » ni dans la méthodologie tarifaire flamande¹³⁰. La cour n'a donc pas reconnu à la CREG le pouvoir d'approuver la proposition tarifaire des GRD qui exigeait un « droit d'entrée au réseau au détriment des utilisateurs du réseau électrique » sans méthode satisfaisant les lignes directrices de la loi¹³¹. *A contrario*, il convient à notre sens de comprendre qu'une autorité de régulation peut permettre aux GRD d'appliquer une indemnité de réseau établie sur base d'une méthode tarifaire respectant les lignes directrices fixées par le parlement¹³².

D'autre part, cette redevance opérait une discrimination entre utilisateurs du réseau, appartenant à la même catégorie conformément au Règlement technique flamand (TRDE)¹³³. Constatant que le TRDE opère le choix de distinguer les utilisateurs résidentiels des producteurs de plus de 10 kVA, la Cour censure la différence de traitement induite par

¹²⁸ La décision de la CREG approuvait: « 1) l'installation d'un compteur intelligent à la demande de l'utilisateur du réseau, permettant de mesurer l'injection et le prélèvement séparément et par conséquent l'application correcte du tarif de distribution ; 2) ou la contribution d'une redevance d'un montant fixe par kW de puissance installée pour les installations de production décentralisées conservant un compteur "tournant à l'envers" ». Traduit librement de : Bruxelles, (18^e ch.), 27 novembre 2013, (PV Vlaanderen c. CREG), *M.E.R.*, 2014/4, p. 319, pt. 13.

¹²⁹ L'arrêt examinant des faits antérieurs à la 6^e réforme de l'État, la compétence tarifaire était encore dévolue à l'autorité fédérale, soit exclusivement au régulateur fédéral depuis la transposition du 3^e paquet de directives énergie.

¹³⁰ La cour infère qu'une telle mesure relève de l'exercice d'une compétence autre que celle qui consiste simplement en l'établissement des montants que peuvent facturer les opérateurs aux utilisateurs du réseau. Partant, cette responsabilité ressort de la compétence régionale concernant les réseaux de distribution. Bruxelles, 27 novembre 2013, (PV Vlaanderen c. CREG), pt. 36- 38.

¹³¹ Bruxelles, 27 novembre 2013, (PV Vlaanderen c. CREG), pt. 41.

¹³² Les lignes directrices contiennent entre autres l'obligation de « couvrir de manière efficace l'ensemble des coûts nécessaires ou efficaces pour l'exécution des obligations légales ou réglementaires qui incombent aux gestionnaires de réseau de distribution, ainsi que pour l'exercice de leurs activités », « Energiedecreet », art. 4.1.32, 5^o.

¹³³ Pour rappel, l'article 32 Directive électricité organisant l'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution promeut un système d'accès fondé sur des tarifs publiés et appliqué objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau.

l'indemnité de réseau entre les utilisateurs résidentiels et les *prosumers*, ces derniers étant assimilés aux premiers¹³⁴. Par ailleurs, la juridiction a jugé cette mesure discriminante en ce qu'elle vise à appliquer un régime similaire aux *prosumers* – producteurs de moins de 10 kVA – et à ceux possédant une installation de capacité supérieure à 10 kVA¹³⁵. Enfin, la *netvergoeding* ne s'applique qu'aux *prosumers* n'étant pas équipés d'un compteur bidirectionnel, et soumis à un traitement défavorable sans justification objective¹³⁶.

En réalité, l'illicéité des décisions d'approbation tarifaire est tirée du critère utilisé par les GRD basé sur l'utilisation d'un compteur bidirectionnel, en ce qu'il ne correspond pas au critère de la puissance maximale de l'installation (10 kVA) retenu par le règlement technique.

34. Un autre point de droit retient notre attention. La Cour objecte que « *la loi Électricité ne connaît pas d'autre prix pour l'accès à la distribution que le paiement d'un tarif valant pour tous les utilisateurs éligibles. [...] Comme les décisions attaquées elles-mêmes l'indiquent, [la CREG] n'approuve cependant pas de composante tarifaire pour l'accès au réseau de distribution en vue de l'injection ou du prélèvement, mais habilite l'opérateur à facturer à l'utilisateur du réseau une « netvergoeding », non pas basé sur les kWh injectés ou prélevés mais fonction d'un montant fixe par kW de puissance installée pour produire et, le cas échéant, injecter de l'électricité, au motif qu'ils ne sont pas équipés pour déterminer correctement les kWh précités*¹³⁷ ».

À notre sens, la cour distingue la notion de « *netvergoeding* » des tarifs compensant l'accès au réseau de distribution. Elle semble prescrire une base légale distincte – qu'elle ne retrouve pas dans la Loi Électricité – habilitant le régulateur à approuver une indemnité de réseau fonction de la puissance installée. À l'aune de cette jurisprudence, une intervention législative

¹³⁴ Bruxelles, 27 novembre 2013, (PV Vlaanderen c. CREG), pt. 48-52. « *La netvergoeding qui est due à charge des installations de production décentralisée d'une puissance inférieur à 10 kW a pour conséquence : 1) que les similitudes entre les utilisateurs qui – conformément au TRDE – appartiennent à la même catégorie sont rompues ; et 2) que l'un des utilisateurs du réseau de cette catégorie ne paie le GRD que pour sa consommation effectivement mesurée, tandis que l'autre paie le GRD selon une consommation estimée et non mesurée* » (traduction libre, pt. 52).

¹³⁵ *Ibid.*, pt. 50-52.

¹³⁶ « [...] [C]ertaines [installations de production décentralisée] se voient imposer un tarif pour les frais de l'injection réellement mesurée et d'autres sont redevables pour une injection forfaitaire estimée. Il n'est à cet égard pas pertinent que l'indemnité puisse être évitée et que les frais de prélèvement effectivement mesurés peuvent être obtenus en ayant un point de mesure distinct pour d'injection. En effet, cette constatation ne change pas le fait que, nonobstant que ces producteurs décentralisés se conforment aux règlements techniques de la même manière que les utilisateurs du réseau avec lesquels ils sont assimilés, ils sont néanmoins traités différemment » (traduction libre, *Ibid.*, pt. 52).

¹³⁷ Traduit et souligné librement de : Bruxelles, 27 novembre 2013, (PV Vlaanderen c. CREG), pt. 45.

spécifique paraît requise préalablement à toute véhémence d'un régulateur souhaitant instaurer un tarif capacitaire.

35. Cette jurisprudence a été lourde de conséquences en Flandre.

Sur le plan institutionnel, le parlement flamand a entendu pallier aux infirmités qui étaient reprochées à l'indemnité de réseau par la Cour d'appel de Bruxelles. La version modifiée du Décret Énergie inclut désormais les lignes directrices encadrant la tarification régionale¹³⁸. De plus, la version entrée en vigueur le 10 décembre 2015 définit la notion de catégorie d'utilisateur. Entre autres critères de distinction à la disposition du régulateur figure le fait de recourir à la compensation automatique entre l'électricité soutirée et injectée¹³⁹.

Mais surtout, la majorité des *prosumers* – qui avait entretemps fait installer un compteur bidirectionnel afin d'éviter l'indemnité de réseau – a pu réclamer l'application du mécanisme de compensation¹⁴⁰.

36. C'est dans le paysage juridique exposé ci-devant que la VREG a adopté une méthodologie tarifaire transitoire pour 2015-2016¹⁴¹. Une nouvelle méthodologie est désormais applicable à la période régulatoire 2017-2020¹⁴², mais ne modifie pas davantage la situation des *prosumers*¹⁴³.

Prenant acte du choix d'une grande majorité des *prosumers* de revenir à l'ancien système de compensation, le régulateur flamand a introduit une composante tarifaire supplémentaire afin de faire participer ceux-ci aux frais de réseau.

Depuis le 1^{er} juillet 2015, les *prosumers* (installation *DG* d'une puissance maximale inférieure ou égale à 10 kVA) connectés au réseau de distribution flamand et n'ayant pas fait le choix d'opter pour un relevé distinguant l'injection du prélèvement, sont redevables d'un tarif capacitaire¹⁴⁴. Ce « tarif *prosumer* » (*prosumementarief*) ne concerne que la fraction de

¹³⁸ Décr. Rég. fl. du 27 novembre 2015 portant dispositions diverses en matière d'énergie, *M.B.*, 10 décembre 2015, p. 73116, art. 15.

¹³⁹ *Ibid.*, art. 4, 5^o, ajoutant un 74^o /1 à l'art. 1.1.3 du « Energiedecreet ».

¹⁴⁰ Méthodologie tarifaire 2017-2020, précitée, p. 75.

¹⁴¹ Méthodologie tarifaire 2015-2016, précitée.

¹⁴² Méthodologie tarifaire 2017-2020, précitée.

¹⁴³ La nouvelle méthodologie retient notamment le « tarif *prosumer* », basé sur le même critère capacitaire de l'installation.

¹⁴⁴ La VREG justifie le choix d'un tarif capacitaire en raison des difficultés pratiques d'évaluer le volume (kW ou kWh) d'électricité produite par chaque installation de production décentralisée. « Veelgestelde vragen over het prosumementarief », VREG, janvier 2017, <http://www.vreg.be> (dernière consultation le 5 août 2017).

l'énergie prélevée qui n'est pas visée par le tarif d'utilisation du réseau. Il se limite donc à la quantité d'énergie soutirée du réseau mais neutralisée par le mécanisme de compensation.

À cette fin, la VREG a constitué dans sa nouvelle méthodologie une catégorie de client particulière (*Klantengroep 'prosumenten met terugdraaiende teller'*)¹⁴⁵. Faisant écho à l'arrêt de la Cour d'appel, elle distingue désormais parmi les *prosumers* ceux dont le compteur tourne à l'envers. La VREG fonde sa décision sur la discrimination existant lorsque certains utilisateurs du réseau s'acquittent de frais de réseaux établis après compensation et que d'autres paient intégralement sur la base de leur soutirage effectif¹⁴⁶.

Désormais, la différence de situation autorisée par le décret (*Voy. supra* pt. 35) et établie dans la méthodologie justifie un traitement différencié. La question de la conformité de cette disposition décrétales reste cependant ouverte au regard du principe de non-discrimination imposé par la directive Électricité (et la Constitution). Pour le reste, cette distinction semble en décalage avec le critère toujours retenu par le TRDE (puissance de l'installation)¹⁴⁷. En tout état de cause, ces deux derniers griefs semblent être apparus juridiquement trop faibles aux détracteurs de la *netvergoeding* pour poursuivre la bataille en Flandre.

Ce tarif décrit par la VREG comme un tarif d'accès (*toegangstarief*) est fonction de la puissance de maximale de l'installation¹⁴⁸. Par une estimation de l'autoconsommation à 28% (simultanéité entre la production et la consommation), le régulateur présume une injection de 72% de la production sur le réseau, qui sera soutirée ultérieurement¹⁴⁹.

En résumé, le détenteur d'une petite installation de production décentralisée paie en Région flamande un tarif d'utilisation au réseau de distribution sur le montant d'électricité prélevée net de sa production, ainsi qu'un « tarif prosumer » pour le reste des kWh compensés. Un tarif visant l'électricité injectée sur le réseau serait quant à lui infondé dans la mesure où les *prosumers* n'utilisent juridiquement pas de point d'accès (compteur) distinct pour l'injection.

¹⁴⁵ Méthodologie tarifaire 2015-2016, précitée, pt. 6. 2. 1 et 6. 3. 1. 1.

¹⁴⁶ Méthodologie tarifaire 2017-2020, précitée, p. 75.

¹⁴⁷ *Voy.* cependant « Veelgestelde vragen over het prosumentarief », *loc. cit.*, p. 4, par lequel le régulateur semble présumer la compatibilité des deux critères.

¹⁴⁸ La méthodologie tarifaire retient la puissance CA maximale de l'onduleur de l'installation, d'après la VREG plus favorable que la puissance de crête ou *piekvermogen* dans 80% des installations PV. « Veelgestelde vragen over het prosumentarief », *loc. cit.*, p. 3.

¹⁴⁹ Méthodologie tarifaire 2017-2020, précitée, p. 76. Le syllogisme paraît fondé sur la notion de *prosumer*, par définition consommateur net et non producteur net d'électricité. Ainsi, la quantité injectée est forcément inférieure à la consommation.

37. Pour conclure cette sous-section, nous soulignons trois points.

Premièrement, le Parlement flamand a supprimé l'approbation du règlement technique par le gouvernement à compter du 9 février 2017¹⁵⁰. Il s'agit d'une transposition tardive de la compétence exclusive du régulateur imposée par la Directive Électricité. Cependant, cette indépendance emporte la possibilité pour la VREG de supprimer le mécanisme de compensation. Seul le principe régulateur d'*accountability* lierait une telle décision au pouvoir démocratique du parlement.

Deuxièmement, les modifications apportées au *Energiedecreet* semblent rencontrer les exigences de l'arrêt « PV Vlaanderen »¹⁵¹. Une réserve plus prudente doit cependant être émise quant au respect du principe d'égalité par la (ré)introduction de l'indemnité de réseau.

Troisièmement, le mécanisme capacitaire supplémentaire imposant forfaitairement le tarif *prosumer* n'incite pas à l'autoconsommation.

Sous-section 3. Wallonie

38. La régulation de la distribution wallonne d'électricité a lieu sous l'égide de la Commission wallonne de régulation pour l'énergie (CWaPE)¹⁵².

Comme l'impose le droit communautaire (*Cfr. supra* pt. 13), cette agence est indépendante. C'est désormais à elle qu'incombent, notamment, les nouvelles compétences régionales relatives aux politiques d'accès (§1) et aux tarifs (§2) qui financent les investissements dans le réseau (§3). Le législateur wallon est cependant autorisé – comme l'avait été le parlement fédéral – à adopter les lignes directrices que la méthodologie tarifaire devra respecter¹⁵³.

¹⁵⁰ Décr. Rég. fl. du 25 novembre 2016 portant modification au Décret Énergie du 8 mai 2009, en ce qui concerne la création et l'organisation du régulateur, *M.B.*, 30 janvier 2017, p. 14452, art. 27.

¹⁵¹ La Cour déclarait que : « *le simple fait qu'un tarif précédemment approuvé ne peut plus être appliqué en ce sens qu'une utilisation particulière le fait échapper du réseau, ne justifie pas la création particulière d'un revenu forfaitaire de remplacement pour le GRD pour lequel toute base juridique manque* ». Traduit librement de : Bruxelles, 27 novembre 2013, (PV Vlaanderen c. CREG), précitée, pt. 46.

¹⁵² Décr. Rég. w. du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, *M.B.*, 1^{er} mai 2001, p.14118, art. 43 (ci-après « Décret électricité »).

¹⁵³ *Voy.* les 21 principes formant les lignes directrices que les méthodologies tarifaires entrant en vigueur après le 31 décembre 2017 doivent respecter: Décr. Rég. w. du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, *M.B.*, 31 janvier 2017, p. 14808, art. 4, §2.

§1. Accès au réseau

39. La production décentralisée d'électricité requiert, dans l'état actuel de la technologie, nécessairement un accès au réseau électrique dans lequel injecter le surplus d'énergie produite. Le décret wallon relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité garantit un droit d'accès au réseau de distribution¹⁵⁴ à certains producteurs, aux fournisseurs et, au vu de son importance, à tous les clients finals. Il précise aussi que ce droit est régulé et donne lieu à une redevance fixée en application de tarifs de réseau¹⁵⁵.

En Wallonie, les GRD sont chargés de garantir « un accès non discriminatoire et transparent à leur réseau¹⁵⁶ » et ne peuvent le refuser que dans certains cas précis. En pratique, ce droit d'utilisation du réseau de distribution prend la forme d'un contrat d'accès conclu avec son gestionnaire. Afin de surveiller la correcte application de ces principes, les règlements et conditions générales de raccordement et d'accès fixés par les gestionnaires de réseau, ainsi que leurs modifications, doivent être approuvés par le régulateur wallon préalablement¹⁵⁷.

Mentionnons également l'existence d'un règlement technique¹⁵⁸ exprimant certaines attentes du service de distribution. Il vise entre autres la procédure de demande d'accès au réseau, la garantie de raccordement et d'accès (prioritaire pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable). Ce règlement est adopté par la CWaPE en concertation avec les gestionnaires de réseaux. Il est ensuite soumis à la consultation d'un conseil général constitué de l'ensemble des parties prenantes du secteur¹⁵⁹, puis approuvé par le Gouvernement¹⁶⁰.

Le règlement technique wallon impose aux producteurs d'électricité un relevé distinct de l'énergie prélevée et injectée¹⁶¹. Par exception à ce principe, les installations d'énergie verte d'une puissance inférieure ou égale à 10 kVA peuvent bénéficier d'une compensation¹⁶².

¹⁵⁴ L'article 2, 28° du Décret électricité définit l'accès comme le « droit d'utiliser un réseau d'électricité, permettant au fournisseur de fournir, et à l'utilisateur du réseau de prélever ou d'injecter de l'électricité sur ce réseau ». Est considéré réseau de distribution tout « réseau, opérant à une tension inférieure ou égale à 70 kV, utilisé pour la transmission d'électricité à des clients finals au niveau régional ou local [...] », art. 2, 17°.

¹⁵⁵ *Ibid.*, art. 26, §1^{er}, al. 1^{er}.

¹⁵⁶ *Ibid.*, art. 26, §2.

¹⁵⁷ *Ibid.*, art. 43 §2, 2°.

¹⁵⁸ Il s'agit du « règlement contenant les prescriptions techniques et administratives visant à assurer le bon fonctionnement des réseaux et de leurs interconnexions, ainsi que l'accès à ceux-ci [...] », *Ibid.*, art. 2, 31°.

¹⁵⁹ *Voy. Ibid.*, art. 51.

¹⁶⁰ *Ibid.*, art. 13. et art. 2, 11°.

¹⁶¹ Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci, approuvé par l'A. Gouv. w. du 3 mars 2011, *M.B.*, 11 mai 2011, p. 27325, art. 153, § 3.

§2. Tarifification

40. Malgré le transfert de la compétence tarifaire en matière de distribution d'électricité aux régions¹⁶³, la méthodologie est actuellement encore basée sur le système fédéral à titre transitoire¹⁶⁴. Ce laps de temps était laissé à la CWaPE afin de développer une méthodologie appropriée. Le régime transitoire a été prolongé en 2017 pour la Région wallonne¹⁶⁵.

Lorsque le cadre législatif est déterminé, la CWaPE établit une méthodologie tarifaire en concertation avec les GRD et après consultation publique¹⁶⁶. Cette méthodologie a pour objet de fixer les limites dans lesquelles les GRD peuvent établir leurs propositions tarifaires, qui devront être approuvées par la CWaPE ultérieurement.

La méthodologie tarifaire constitue donc la pierre angulaire du cadre réglementaire. À ce titre, elle est communiquée au parlement wallon son approbation¹⁶⁷. Tout en respectant le principe de l'indépendance du régulateur (*voir supra*, « *accountability* »), la décision doit être motivée au regard notamment des 21 principes contenus dans les lignes directrices¹⁶⁸. Les tarifs retenus dans le respect de cette méthodologie sont ensuite appliqués sans effet rétroactif. Un délai raisonnable est laissé aux fournisseurs pour les appliquer à leurs clients¹⁶⁹.

41. Sur cette base, la CWaPE a adopté en date du 11 février 2016 une décision relative à la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de distribution d'électricité actifs en Wallonie pour 2017 (*Cfr. infra* pt. 42).

En outre, par décret du 19 janvier 2017, le parlement wallon a fixé le cadre juridique relatif à l'élaboration de la future méthodologie tarifaire pour la période 2018-2022¹⁷⁰. Applicable en

¹⁶² A. Gouv. w. du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, *M.B.*, 27 avril 2006, p. 22143, art. 24bis ; A. Gouv. w. du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, *M.B.*, 29 décembre 2006, p. 76126, art. 6bis ; et Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci, approuvé par A. Gouv. w. du 3 mars 2011 précité, art. 63 et 153, § 4.

¹⁶³ Décr. Rég. w. du 11 avril 2014, art. 48, 10° insérant un 14°bis à l'article 43 §2 du Décret électricité.

¹⁶⁴ Décret électricité, art. 14, §1^{er}, renvoyant à l'article 12bis de la Loi électricité.

¹⁶⁵ Décr. Rég. w. du 19 janvier 2017, précité, art. 23.

¹⁶⁶ *Ibid.*, art.2, §2.

¹⁶⁷ Décr. Rég. w. du 19 janvier 2017, précité, art. 22.

¹⁶⁸ B. LYSY, « Cadre légal pour la méthodologie tarifaire de la CWaPE pour 2018-2022 », *Actualité*, Wolters Kluwer, 2 février 2017, pp. 1-2.

¹⁶⁹ Décr. Rég. w. du 19 janvier 2017, précité, art. 18 ; Décision du 17 juillet 2017 relative à la méthodologie tarifaire gaz et électricité pour la période régulatoire 2019-2023, CWaPE, article 61.

¹⁷⁰ Décr. Rég. w. du 19 janvier 2017, précité.

principe pour l'approbation des tarifs de distribution entrant en vigueur après le 31 décembre 2017, la CWaPE a décidé de reporter d'un an la période régulatoire¹⁷¹.

À la suite de ce report, aucune méthode tarifaire n'est confirmée pour l'année à venir. Son élaboration est fixée pour le dernier quadrimestre 2017. La volonté de la CWaPE est de prolonger les tarifs de l'année 2017 jusqu'à l'entrée en vigueur des tarifs 2019-2023¹⁷².

Enfin, la commission wallonne avait adopté le 31 mars 2017 un projet de méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2019-2023. Au terme d'une procédure de consultation publique, le Comité de direction de la CWaPE a confirmé ce projet en date du 17 juillet 2017 (*Cfr. infra* pt. 45).

§3. La répartition des coûts du réseau

Dans le respect de la réglementation et des méthodes tarifaires retenues ci-dessus, les GRD peuvent soumettre au régulateur wallon leurs propositions tarifaires^{173 174}. La répartition des frais de réseau due parmi chaque catégorie d'utilisateur dépend donc du tarif qui lui est applicable. Dans un premier temps, nous étudierons les méthodologies tarifaires transitoires (A). Celles-ci ont servi de base pour la détermination des tarifs de distribution d'électricité des années 2015 et 2016. Elles sont en outre toujours pertinentes dans la mesure où la méthodologie pour l'année en cours n'a été modifiée qu'à la marge. Nous examinerons ensuite les nouvelles méthodologies tarifaires adoptées récemment pour la Wallonie (B).

A. La méthodologie tarifaire transitoire

42. Pour le même motif d'équité qu'en Flandre (*Cfr. supra* pt. 36), la CWaPE a inclus dans sa méthodologie tarifaire transitoire 2015-2016 la notion d'« énergie active brute prélevée »¹⁷⁵. Afin de faire contribuer aux coûts de distribution l'ensemble des utilisateurs du

¹⁷¹ Au vu de l'adoption le 18 janvier dernier du décret relatif à la méthodologie tarifaire, précité, qui impose certains délais, et notamment l'obligation pour les GRDs de « soumettre à la CWaPE, au plus tard le 1er janvier de l'année n-1, sa proposition de revenu total pour la période régulatoire suivante [...] », art. 9, §1^{er}.

¹⁷² « Période régulatoire 2018 : Décisions tarifaires », CWaPE, <http://www.cwape.be/?dir=7.8.5> (dernière consultation le 15 août 2017).

¹⁷³ Une « proposition tarifaire » s'entend comme : « la proposition du gestionnaire du réseau contenant l'ensemble des tarifs qu'il doit soumettre avant chaque période régulatoire à l'approbation de la CWaPE en vertu de la législation applicable », Méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Wallonie pour l'année 2017, CWaPE, 11 février 2016, art. 1^{er}, 13°.

¹⁷⁴ Décret électricité, art. 14.

¹⁷⁵ Décisions du 16 août 2014 relatives aux méthodologies tarifaires transitoires gaz et électricité 2015-2016, CWaPE, <http://www.cwape.be> (dernière consultation 5 mars 2017), art. 1^{er}, 53°.

réseau, en ce compris les *prosumers*¹⁷⁶, le régulateur wallon se réfère à la quantité réellement prélevée sur le réseau sans en déduire la quantité d'électricité qui y est injectée. Ce « vecteur tarifaire », nettement défavorable aux producteurs d'électricité décentralisée, portait uniquement sur la composante des tarifs de réseau. Elle ne porte donc pas préjudice à la facturation de la composante « commodité » (c'est-à-dire l'électricité en elle-même).

43. L'arrêt rendu par la Cour d'appel de Liège le 30 juin 2015, dit arrêt « Touche Pas à Mes Certificat Verts », pose pour la première fois en Wallonie la question de la contribution des « *prosumers* » aux tarifs de réseau devant les juridictions depuis la régionalisation¹⁷⁷.

L'ASBL T.P.C.V. ainsi que dix de ses membres « *prosumers* » d'électricité avaient alors introduit un recours contre la décision de la CWaPE approuvant la méthodologie tarifaire transitoire 2015-2016. En vertu de la compétence spéciale dont elle a hérité à la suite de la 6^e réforme de l'État¹⁷⁸, la Cour statue comme instance de recours juridictionnelle contre cet acte administratif¹⁷⁹.

La Cour a donné raison aux requérants et a annulé les dispositions litigieuses de la décision du régulateur wallon. Elle exclut le concept d'« énergie active brute prélevée » introduit dans la méthodologie tarifaire, au motif qu'il méconnaît la règle de compensation inscrite dans le prescrit réglementaire¹⁸⁰. Elle s'en justifie par le fait que ladite compensation « *telle qu'elle a été organisée et est toujours réglementée vise la compensation non seulement sur la composante électricité mais sur l'ensemble du coût des quantités d'électricité prélevée qui se compensent avec les quantité[s] d'électricité injectée[s]* ». Selon elle, les textes légaux ne permettent pas d'inférer que la volonté du législateur aurait été de distinguer la composante de commodité des autres frais lorsqu'il a mis en place le mécanisme de compensation.

¹⁷⁶ Dans le cadre de cette sous-section, nous utilisons le terme « *prosumer* » au sens où l'entend la CWaPE, c'est-à-dire : « tout utilisateur du réseau de distribution basse tension disposant d'une installation de production d'électricité décentralisée dont la puissance est inférieure ou égale à 10kVA, susceptible d'injecter et de prélever de l'électricité au réseau sur le même point de raccordement ». Voy. not. Décision du 17 juillet 2017 relative à la méthodologie tarifaire gaz et électricité pour la période réglementaire 2019-2023, CWaPE, art. 3, §3, 20°.

¹⁷⁷ Liège (12^e ch.), 30 juin 2015, *RDIR*, 2015, vol. 4, p. 458.

¹⁷⁸ Art. 19 de la Loi spéc. du 6 janvier 2014 relative à la Sixième réforme de l'État, précitée, modifiant l'article 6, § 1er, VII, de la Loi spéc. du 8 août 1980 de réformes institutionnelles, précitée.

¹⁷⁹ La Cour d'appel de Liège a hérité de la compétence exclusive en Wallonie relative aux recours contre les méthodologies tarifaires, précédemment exercée par la Cour d'appel de Bruxelles pour les décisions de la CREG. Art. 14, 4^o du Décret électricité, lu en combinaison avec les articles 12bis, 29bis et 29quater de la Loi électricité.

¹⁸⁰ À savoir l'article 24bis de l'A. Gouv. w. du 30 mars 200, l'article 6bis de l'A. Gouv. w. du 30 novembre 2006, ainsi que les articles 63 et 153, § 4, du Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci, approuvé par A. Gouv. w. du 3 mars 2011, précités.

Partant, la Cour juge qu'il n'appartenait pas à la CWaPE « *de remettre en cause directement ou indirectement des mécanismes qui ont été organisés par des dispositions réglementaires spécifiques qui restent applicables tel le système de la compensation pour les prosumers* ».

44. Ce dernier point continue à faire débat au sein de la doctrine, malgré les deux arrêts rendus en la matière par les cours d'appel de Bruxelles et de Liège. C'est parce qu'il touche à la « *frontière tenue entre le principe d'indépendance du régulateur et le principe de légalité*¹⁸¹ ».

Certains auteurs défendent l'initiative de la CWaPE au nom de la « *plénitude des prérogatives qui leur ont été allouées en matière tarifaire par des normes européennes* ». Selon cette doctrine, les réglementations issues du politique ne pourraient « *interférer sur le contenu de l'exercice de la compétence de régulation des tarifs de réseau* », au risque de violer le principe de l'indépendance du régulateur¹⁸².

Pour notre part, nous nous rallions plus volontiers à une position moins tranchée. Comme le rappellent J. Diepart et W. Geldhof, « *le principe de l'indépendance du régulateur, contenu dans la directive européenne, est certes étendu mais pas absolu*¹⁸³ ». Le principe de l'indépendance du régulateur, aussi primordial qu'il soit, ne peut effacer le principe de légalité et le mandat dont le régulateur bénéficie en vertu de sa responsabilité (*accountability*) devant le parlement. En effet, « *la compétence réglementaire exercée par une autorité de régulation fait exception au principe constitutionnel selon lequel le pouvoir réglementaire doit être exercé par des autorités responsables politiquement devant les assemblées législatives.* » Partant, il semble que « *cette compétence, pleine et entière, ne permet cependant pas à une autorité de s'affranchir de respecter le cadre légal existant. Lorsque ce cadre existe, l'autorité de régulation est tenue d'exercer son pouvoir réglementaire dans le cadre fixé par le législateur, tout en respectant la primauté du droit européen*¹⁸⁴ ».

Pour le reste, comme ces auteurs l'illustrent, la décision en cause dépasse largement le cadre d'une réglementation technique. « *Elle constitue un choix politique important – celui de rendre financièrement attractif (y compris par un avantage sur les tarifs du réseau de*

¹⁸¹ J. DIEPART ET W. GELFHOF, « La répartition des coûts du réseau : la bataille judiciaire continue », *op. cit.*, p. 100.

¹⁸² D. VERHOEVEN, « L'arrêt « Touche Pas à Mes Certificats Verts » : un regard wallon tantôt novateur, tantôt novice sur le contentieux des tarifs de distribution d'électricité », *op. cit.*, p. 466.

¹⁸³ J. DIEPART ET W. GELFHOF, « La répartition des coûts du réseau : la bataille judiciaire continue », *RDIR, op. cit.*, p. 100.

¹⁸⁴ *Ibid.*

distribution) le développement des petites unités de production d'électricité chez les particuliers, en particulier les panneaux photovoltaïques – qui ne peut échapper aux débats politiques en étant prise par la CWaPE¹⁸⁵ ».

Il semble d'ailleurs que ces engagements politiques, non tenus d'après l'ASBL TPMCV, soient précisément ce qui indignent les *prosumers*¹⁸⁶. En l'espèce, les principes de protection de la confiance légitime et de sécurité juridique pourraient éventuellement jouer en défaveur de l'introduction de la notion d' « énergie active brute prélevée ».

B. La nouvelle méthodologie tarifaire pour la période régulatoire relative aux années 2019 à 2023

45. Prenant acte de la jurisprudence évoquée, et vu le délai que s'était donné la Région wallonne pour fixer un cadre réglementaire en matière de tarification, l'autorité de régulation a imaginé une nouvelle méthodologie tarifaire pour la période régulatoire à venir.

Dans un premier temps, le régulateur wallon avait fourni aux GRD un document de travail relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicables à la période 2018-2022. Elle y présentait quatre modèles de contribution des utilisateurs aux coûts du réseau. Le modèle retenu en priorité était basé sur le prélèvement d'énergie brute¹⁸⁷, soit le modèle tarifaire censuré par la Cour de Liège. Pourtant, dans son projet de méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2019-2023, la CWaPE a finalement introduit un tarif d'utilisation du réseau pour les *prosumers* en fonction de la puissance maximale de leur installation. Néanmoins, le projet permettait d'opter pour l'installation de « compteurs communicants », aux frais du consommateur, autorisant le calcul des frais d'utilisation du réseau sur base de l'énergie réellement injectée.

Ce choix a été confirmé par son comité de direction ce 17 juillet 2017¹⁸⁸. L'introduction du « tarif *prosumer* » y est justifié comme une « contribution équitable [faisant] écho au souhait d[u] législateur d'instaurer le principe d'une contribution de l'ensemble des utilisateurs du

¹⁸⁵ *Ibid.*

¹⁸⁶ Voy. not. <http://www.touche-pas-a-mes-certificats-verts.be/historique-de-lasbl> (dernière consultation le 25 mars 2017).

¹⁸⁷ Rapport de consultation du 31 mars 2017 relatif à la décision fixant la de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023, CWaPE, article 3, § 3, 14°. La notion d'« énergie active brute prélevée » est identique à celle qui était retenue par les Décisions du 16 août 2014, CWaPE, précitées, art. 1^{er}, 53°.

¹⁸⁸ Décision du 17 juillet 2017 relative à la méthodologie tarifaire gaz et électricité pour la période régulatoire 2019-2023.

réseau ‘afin de garantir la solidarité entre tous les consommateurs wallons et éviter de réduire l’assiette de répercussion des coûts des GRD’¹⁸⁹».

C. Tarif prosumer

46. Le régime nouveau – médiatisé depuis son élaboration - affectera tout *prosumer* à compter de son entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2020. À l’instar des autres tarifs de réseau, il sera porté en compte sur la facture du fournisseur d’électricité. Le régulateur laisse le choix au consommateur entre deux tarifs : le tarif capacitaire ou le tarif proportionnel.

L’ajout d’un tarif capacitaire vise à neutraliser la portion d’électricité produite et injectée sur le réseau. À cette fin, « [l]a CWaPE a établi que, de manière générale, 37,76% de l’énergie produite est consommée simultanément. 62,24 % de l’énergie produite est par conséquent réinjectée dans le réseau et consommée à un autre moment¹⁹⁰ ». Par l’effet de la compensation, ces 62,24 % diminuent d’autant la quantité totale d’énergie brute consommée, à laquelle les frais de distribution et de transport s’appliquent normalement (aux consommateurs non producteurs). Ce nouveau forfait s’applique sur base de la puissance de l’installation (qui par déduction permet d’évaluer la production, ayant « fait tourner le compteur à l’envers »)¹⁹¹. On parle en conséquence de tarif « capacitaire ».

Le *prosumer* peut également opter pour un tarif proportionnel¹⁹² s’il pense consommer davantage que 37,76% simultanément à sa production. Dans ce cas, le tarif capacitaire sera remplacé par une tarification d’utilisation du réseau basée sur les kWh qui sont réellement prélevés du réseau (énergie active brute prélevée). Il devra cependant installer préalablement un « compteur double flux » à ses frais¹⁹³.

Somme toute, nous retiendrons que cela revient à dire que les *prosumers* seront redevables d’une contribution basée sur leur prélèvement d’énergie brute, avec pour maximum un montant forfaitaire, fonction de la puissance électrique de l’installation de production.

¹⁸⁹ Décision du 31 mars 2017, CWaPE, *op. cit.*, p. 7, citant le Projet de décret relatif à la méthodologie applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d’électricité, commentaire des articles, Doc., Parl. w., 2015-2016, n° 576-1, p. 7.

¹⁹⁰ Note explicative concernant le tarif « *prosumer* », CWaPE, 17 juillet 2017, <http://www.cwape.be> (31 juillet 2017), pt. 4.1.

¹⁹¹ Décision du 17 juillet 2017 relative à la méthodologie tarifaire gaz et électricité pour la période régulatoire 2019-2023, CWaPE, article 64, § 2, b).

¹⁹² *Ibid.*, article 64, § 2, al. 3.

¹⁹³ Si certains GRDs ont déjà procédé à l’installation de ces compteurs à leurs frais, ce n’est pas le cas des opérateurs principaux. À titre exemplatif, le distributeur Ores propose l’installation d’un compteur bi-directionnel moyennant 312€ TVAC.

La CWaPE applique donc *de facto* la tarification qu'elle a toujours cherché à instaurer sur le prélèvement brut d'électricité, en dépit de sa faible validité juridique au vu de la législation et de la jurisprudence actuelle (*Cfr. supra* pt. 33 et 43). Cependant, la dernière méthodologie adoptée à Namur visait à fonder le tarif *prosumer*. Dans la mesure où la nouvelle majorité wallonne souhaiterait pourvoir à ce qui pourrait constituer un excès de pouvoir du mandat législatif, il sera à tout le moins requis de modifier la réglementation régionale¹⁹⁴.

D. Conclusion : Critique du tarif *prosumer*

47. Le régulateur wallon justifie sa nouvelle décision devant deux buts : « *cette contribution équitable aux frais du réseau a pour objectif, d'une part, d'assurer le maintien et le développement du réseau électrique et, d'autre part, d'inciter les prosumers à autoconsommer davantage afin de pouvoir intégrer encore plus d'énergie renouvelable sur le réseau de distribution*¹⁹⁵ ».

48. Le premier paraît légitime au regard de l'objectif européen imposant que les tarifs permettent l'investissement nécessaire¹⁹⁶ à la viabilité de réseaux sûrs, fiables et performants¹⁹⁷. Dans ce cas, le tarif *prosumer* semble se baser sur l'argument que la participation des installations de productions décentralisées coûte davantage au réseau qu'il ne lui bénéficie. Pourtant, le régulateur wallon ne démontre pas de différence entre la valeur et les coûts engendrés par la *DG* pour en déduire une sur- ou une sous-compensation.

Une bonne régulation aurait pourtant profité d'une évaluation indépendante de la plus-value apportée par la production décentralisée à l'ensemble des utilisateurs du réseau. Le mécanisme de compensation (basé sur le *retail price*) est à comparer avec la valeur du service apporté par les installations de *DG* au réseau.

En effet, cette méthode tarifaire n'est recommandée que lorsque le tarif d'électricité de détail est supérieur aux frais d'utilisation du réseau (aux « *long run marginal costs* »). Dans ce cas, les *prosumers* bénéficiant du mécanisme de compensation sont rémunérés pour leur production au prix de vente de détail d'électricité, par hypothèse plus élevé que les coûts engendrés par leur utilisation du réseau. Le régulateur peut alors prévoir un tarif d'accès au

¹⁹⁴ Notamment les articles 63 et 153, § 4, du Règlement technique wallon, l'article 24*bis* de l'A. Gouv. w. du 30 mars 2006 et l'article 6*bis* de l'A. Gouv. w. du 30 novembre 2006, précités, *Voy. J. DIEPART ET W. GELFHOF*, « La répartition des coûts du réseau : la bataille judiciaire continue », *op. cit.*, p. 97.

¹⁹⁵ Note explicative concernant le tarif « *prosumer* », *loc. cit.*, p. 3.

¹⁹⁶ Directive électricité, art. 37, §1^{er}, a), et §6, a).

¹⁹⁷ *Ibid.*, art. 12 et 25.

réseau pour récupérer les coûts engendrés par la fourniture du service de distribution aux autoproducteurs. Cette solution permet d'éviter le transfert des coûts (*cost shift*) vers l'ensemble des utilisateurs du réseau¹⁹⁸.

Notre sentiment est qu'en l'absence d'une telle évaluation, il n'est objectivement pas permis de conclure à une insuffisance de contribution au réseau, et *a fortiori* d'imposer une redevance particulière à une catégorie d'utilisateur. Cela irait directement à l'encontre des principes de régulation des tarifs.

Rappelons à cet égard que la Directive Électricité spécifie que « *les tarifs de transport et de distribution [sont] non discriminatoires et reflètent les coûts, et devraient tenir compte des coûts de réseau marginaux évités à long terme grâce à la production distribuée [DG] et aux mesures de gestion de la demande*¹⁹⁹ » (Cfr. *supra* pt. 18). En comparaison, le décret wallon du 19 janvier 2017 énonce que : « *les tarifs réalisent au mieux les équilibres suivants: a) ils sont transparents, non discriminatoires et proportionnés; b) ils reflètent la structure des coûts de réseaux et traduisent une allocation équitable et transparente des services offerts par le réseau à l'ensemble des utilisateurs de réseaux tenant compte des évolutions technologiques telles que le stockage et du développement de la production décentralisée*²⁰⁰ ».

49. Le second objectif d'incitation à l'autoconsommation pourrait également se voir reprocher de ne pas respecter le principe de non-discrimination. Si la consommation « *on-site* » semble bénéfique pour le réseau électrique, il en est tout autant de l'incitation des utilisateurs non producteurs à une consommation « efficiente », à savoir aux heures de forte production et de faible consommation. Pourtant, à l'heure actuelle, aucune méthode tarifaire ne tient compte de cet objectif en Wallonie.

Partant, l'imposition de nouvelles obligations, comme l'incitation à l'autoconsommation, aux *prosumers* est-elle cohérente avec l'objectif de favoriser le développement des énergies renouvelables ? Alors qu'il semble qu'une tarification incitative impliquant par ailleurs l'ensemble des utilisateurs pourrait être mise en œuvre. En clair, pourquoi demander cet effort supplémentaire uniquement aux utilisateurs censés être encouragés ? Le régulateur doit

¹⁹⁸ C. LINVILL, J. SHENOT et J. LAZAR, « Designing Distributed Generation Tariffs Well : Fair Compensation in a Time of Transition », *op. cit.*, p. 35.

¹⁹⁹ Directive électricité, considérant n°36.

²⁰⁰ Décr. Rég. w. du 19 janvier 2017, précité, art. 4, §2, 5°.

rester attentif à ne pas verser dans une politique qui aurait pour effet de décourager la production décentralisée.

Pour le reste, le fait que les prosumers consomment davantage l'électricité produite par eux-mêmes, s'il participe à une certaine économie du réseau de distribution, ne semble pas en lien direct avec l'intégration de plus d'énergie renouvelable (comme l'argument de la CWaPE semble le suggérer).

Sous-section 4. Bruxelles

50. À l'instar des autres régions, Bruxelles a sa propre autorité de régulation : la Commission de régulation de l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale (BRUGEL)²⁰¹. L'ordonnance du 8 mai 2014 l'a désignée compétente en matière de tarifs de distribution²⁰².

Le marché de distribution d'énergie (électricité et gaz) bruxellois a ceci de particulier qu'il est géré par un gestionnaire unique : Sibelga. Depuis 2006, il compte également un organisme officiel réunissant les représentants des acteurs des marchés de l'énergie bruxellois²⁰³. Le « Conseil des usagers de l'électricité et du gaz » a pour mission de rendre des avis au Gouvernement sur des questions liées aux activités de fourniture et de distribution²⁰⁴.

§1. Accès au réseau

51. L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale garantit à tout client final le droit d'accès au réseau de distribution²⁰⁵ ainsi que le choix de son fournisseur²⁰⁶.

L'ensemble des modalités relatives à l'accès au réseau sont fixées dans un règlement technique, adopté en dernier ressort par le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale,

²⁰¹ Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, *M.B.*, 17 novembre 2001, p. 39135, (ci-après « Ordonnance électricité »), art. 30bis.

²⁰² Ordonnance du 8 mai 2014 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, *M.B.*, 11 juin 2014, p. 44249.

²⁰³ Ordonnance électricité, art. 33.

²⁰⁴ Ordonnance Électricité, art. 33, § 2.

²⁰⁵ La réglementation bruxelloise distingue le réseau de distribution au sens strict (géré par Sibelga) du réseau de transport régional (géré par Elia) sur base d'une tension nominale de 36 kV. Cette différence ne modifie pas la situation du client final, défini comme relié à un réseau de tension égale ou inférieure à 70 kV, soit le réseau de distribution au sens large en Belgique. Voy. Ordonnance électricité, art. 2, 11° et 12°.

²⁰⁶ *Ibid.*, art. 13, *juncto* art. 2, 17° et 18°.

sur proposition du régulateur et du GRD²⁰⁷. Le régime appliqué actuellement par Sibelga est contenu dans le Code d'accès (Titre IV du règlement technique)²⁰⁸. Y sont notamment précisées les procédures et certaines formalités concernant les contrats d'accès, sans qu'aucune soit particulière à la production décentralisée. Faisant figure d'exception, on relèvera le fait que le régime ne retient plus d'accès prioritaire pour l'énergie issue de sources renouvelables.

§2. Tarifification

52. Après concertation avec Sibelga, Brugel fixe la méthodologie tarifaire que doit utiliser le GRD bruxellois pour l'établissement de sa proposition tarifaire. Les documents relatifs à l'établissement de cette méthodologie sont également soumis à la consultation officielle du Conseil des Usagers²⁰⁹. Ce point mérite d'être souligné dans la mesure où il est de nature à conférer aux méthodologies tarifaires bruxelloises une plus grande légitimité. Une telle procédure d'adoption intégrant ouvertement des représentants des utilisateurs relève davantage du principe régulateur de *due process*²¹⁰ que les dispositions prescrivant une procédure « équitable, accessible et ouverte » théorique.

La méthodologie tarifaire doit par ailleurs respecter les lignes directrices adoptées par le parlement bruxellois²¹¹. Notamment des tarifs non discriminatoires et proportionnés et respectant une allocation transparente des coûts²¹², ainsi qu'une structure des tarifs favorisant l'utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures²¹³. Pour le reste, aucune disposition particulière à la production décentralisée n'est exigée.

En parallèle de la régulation tarifaire évoquée ci-dessus, le gouvernement bruxellois a également introduit un mécanisme de compensation à l'attention des *prosumers*²¹⁴. L'arrêté du Gouvernement relatif à la promotion de l'électricité verte offre cette faculté à tout client

²⁰⁷ *Ibid.*, art. 9ter.

²⁰⁸ Voy. Règlement technique, art. 129 et s. approuvé par A. Gouv. Rég. Brux.-Cap. du 13 juillet 2006 approuvant le règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci, *M.B.*, 29 novembre 2006, p. 66046.

²⁰⁹ Ordonnance Électricité, art. 9quater.

²¹⁰ Sur la notion de *due process*, voy. not. R. BALDWIN, M. CAVE ET M. LODGE, « Understanding Regulation : Theory, Strategy, and Practice », *loc. cit.*, p. 29.

²¹¹ Voy. Ordonnance Électricité, art. 9quinquies.

²¹² *Ibid.*, art. 9quinquies, art. 6°.

²¹³ *Ibid.*, art. 9quinquies, art. 7°.

²¹⁴ A. Gouv. Rég. Brux.-Cap. du 26 mai 2011 modifiant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité, *M.B.*, 20 juin 2011, p. 36324, art. 12.

final équipé d'une installation de production d'électricité verte²¹⁵ d'une puissance électrique inférieure ou égale à 5 kW, à condition d'avoir placé un compteur bi-directionnel²¹⁶.

Ce régime favorable aux petits *prosumers* d'énergie photovoltaïque fut par la suite l'objet de contestations croissantes. Le premier écueil surgit lors de la révision de l'arrêté en 2014. Suivant une observation formulée dans l'avis de Brugel, les tarifs de distribution ont été exclus de la compensation dans le projet d'arrêté. Ensuite, le Conseil d'État a également constaté l'incompétence du gouvernement à l'égard des autres composantes (transport, impôts...), à l'exception du prix de commodité de l'électricité²¹⁷. Ces travaux préparatoires ont amorcé le retrait du principe de compensation. Dans les points suivants, nous résumerons la méthodologie tarifaire retenue par l'autorité de régulation (pt. 53), puis la révision de son arrêté par le Gouvernement bruxellois (pt. 55).

53. Deux mois après l'adoption de l'« Ordonnance Électricité », et fort de la reconnaissance de sa compétence par le Conseil d'État, le régulateur bruxellois a usé pour la première fois de son habilitation à fixer une méthodologie tarifaire²¹⁸. Par décision du 1^{er} septembre 2014, la commission s'est prononcée sur les principes applicables à la période régulatoire 2015-2019, sur base desquels Sibelga pouvait établir une proposition contenant l'ensemble des tarifs pour le quinquennat à venir.

D'une manière générale, la volonté de Brugel était de garder un cadre régulatoire stable²¹⁹. Cependant, la nouvelle méthodologie a introduit deux changements majeurs concernant les tarifs de réseau de distribution. Premièrement, le régulateur bruxellois a instauré un tarif de prélèvement à compter de 2018 (*cf. infra* pt. A). Ensuite, il a fait le choix de supprimer le mécanisme de compensation qui s'y applique, la composante distribution étant désormais exclue de la disposition de l'arrêté du Gouvernement s'y rapportant (*cf. infra* pt. 55).

²¹⁵ L'art. 2, 7^o de l'Ordonnance électricité retient comme sources d'électricité verte : la cogénération (à haut rendement), l'énergie éolienne, solaire, aérothermique, géothermique, hydrothermique ou hydroélectrique, la biomasse, le gaz de décharge, le gaz des stations d'épuration d'eaux usées et le biogaz.

²¹⁶ A. Gouv. Rég. Brux.-Cap. du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte, *M.B.*, 8 janvier 2016, p. 475, art. 34, al. 1^{er}.

²¹⁷ Avis n°56.282/3 de la section de législation du Conseil d'État du 28 mai 2014 précédant l'A. Gouv. Rég. Brux.-Cap. relatif à la promotion de l'électricité verte, <http://www.raadvst-consetat.be>, *Voy.* pt. 5.2 et 6.3 ainsi que l'art. 32.

²¹⁸ Décision du 1^{er} septembre 2014 relative à la méthodologie tarifaire électricité, BRUGEL, <http://www.brugel.be>, (dernière consultation le 31 juillet 2017).

²¹⁹ *Ibid.*, pp. 45- 46.

§3. La répartition des coûts du réseau

A. Tarifs de distribution 2015-2019

54. Sur base de la méthodologie tarifaire approuvée le 1er septembre 2014, le GRD bruxellois a pu élaborer ses propositions tarifaires pour la période 2015-2019.

Concernant les tarifs de distribution, la méthodologie bruxelloise ne prévoit pas de tarification capacitaire, contrairement aux deux autres régions (*Cfr. supra* pt. 36 et 46). Elle introduit cependant un tarif de prélèvement²²⁰. Il s'agit d'une nouveauté pour les *prosumers* qui jusque-là ne contribuaient aux coûts du réseau que proportionnellement à leur consommation nette (c'est-à-dire les prélèvements après compensation). À titre transitoire cependant, cette tarification ne s'appliquera aux utilisateurs bénéficiant du mécanisme de compensation qu'à compter du 1^{er} janvier 2018²²¹.

La mesure présente l'avantage d'une mise en œuvre facilitée à Bruxelles par le fait que, par définition, tout bénéficiaire du mécanisme de compensation est équipé d'un compteur double-flux²²². Cette technologie permet de mesurer chez les consommateurs-producteurs les kWh réellement prélevés sur le réseau de distribution. La méthodologie se réfère à la base tarifaire d'« énergie active brute prélevée », censurée ultérieurement par la Cour d'appel de Liège (*Cfr. infra* pt. 56).

B. Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015²²³

55. En conséquence, la refonte de la réglementation bruxelloise relative à l'électricité verte a davantage entamé le principe de compensation.

D'une part, l'Arrêté précise désormais qu'en ce qui concerne la partie relative au tarif de réseau de distribution de l'électricité, les mesures de comptage et de facturation se réfèrent à la méthodologie tarifaire fixée par Brugel²²⁴. En d'autres termes, la composante distribution des tarifs a été exclue du mécanisme de compensation, conformément à l'avis de la section de législation du Conseil d'État (*Cfr. supra* pt. 52).

²²⁰ *Ibid.*, pt. 4.3.6.

²²¹ *Ibid.*

²²² Ordonnance Électricité, art. 34.

²²³ A. du Gouv. Brux.-Cap. du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte, précité.

²²⁴ *Ibid.*, art. 34, al. 2.

D'autre part, le gouvernement supprime le principe de compensation dans sa totalité. La capitale va donc beaucoup plus loin que les autres régions. Plus encore qu'une tarification faisant davantage participer les *prosumers* aux coûts du réseau (*cf. supra* pt. A), la Région bruxelloise ne connaîtra plus de mécanisme de compensation à partir du 1er janvier 2018²²⁵. Ce service est donc supprimé par le régulateur pour la partie coûts de distribution et entièrement par le Gouvernement pour le reste.

La conséquence pour les *prosumers* est de taille. Ils ne pourront plus déduire les quantités injectées des quantités prélevées du réseau mais seront intégrés sur le marché de l'électricité. Le régulateur explique qu'« *ils devront négocier avec leur fournisseur pour qu'il leur rachète l'électricité qu'ils réinjectent sur le réseau, à un prix qui s'annonce déjà fort bas, puisqu'il s'agit de petites quantités, et produites quand le marché est le moins demandeur* ». Comme le reconnaît Pascal Misselyn, administrateur-coordonateur de Brugel, le régulateur bruxellois va « *sans doute devoir encadrer cela, pour que cela ne soit pas trop défavorable aux petits producteurs*²²⁶ ». Le mécanisme de soutien à la production d'électricité verte a par conséquent été rehaussé afin de conserver le rendement accordé aux installations de DG²²⁷.

Conclusion :

Pour les propriétaires d'installation DG, la conséquence de la nouvelle politique tarifaire bruxelloise est double. D'une part, le prélèvement d'électricité se fera au prix plein (*full retail rate*). D'autre part, les prix auquel ils pourront revendre l'électricité injectée sur le réseau au fournisseur seront beaucoup plus bas que ce prix de détail. Cette décision est justifiée par les intentions de faire participer tous les consommateurs aux frais du réseau ainsi que de favoriser l'autoconsommation²²⁸.

Notons que le régulateur bruxellois a outrepassé les limites imposées aux régulateurs par la jurisprudence bruxelloise et liégeoise. Il est cependant moins facile d'en conclure que l'exemple est transposable aux autres régions. Aussi critiquable soit-elle, la décision du Gouvernement constitue une décision politique assumée. Celle-ci vient conforter, un an après, la décision du régulateur de supprimer la compensation sur la composante distribution.

²²⁵ *Ibid.*, art. 41.

²²⁶ « Panneaux solaires bruxellois: la facture va gonfler », L'Echo, 25 septembre 2015, <http://www.lecho.be/r/t/1/id/9679484> (consulté le 29 mars 2017).

²²⁷ Le nombre de certificats verts octroyés est revu à la hausse.

²²⁸ Avis de la BRUGEL du 9 septembre 2015 précédant l'A. Gouv. Rég. Brux.-Cap. du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte, <http://www.brugel.be>, p. 8.

Sous-section 5. Synthèse des régimes applicables en Flandre, en Wallonie et à Bruxelles-Capitale

56. À ce stade de notre étude, une comparaison des régimes régionaux peut déjà s'avérer utile. Cette vue d'ensemble belge servira de clé de lecture pour aborder les solutions retenues en France et aux États-Unis.

Les parlements régionaux ont désormais adopté leurs lignes directrices en matière de tarification de l'accès au réseau de distribution. Celles-ci ont permis aux régulateurs d'élaborer, conformément au troisième paquet de directives, leurs méthodologies respectives.

Actuellement, la Flandre et la Wallonie connaissent toujours un mécanisme de compensation (*net-metering*), comme incitant au développement de la DG. Les deux régions font participer les autoproducteurs à hauteur de la quantité d'énergie soutirée au réseau, mais uniquement après compensation de la quantité produite.

Cependant, le régulateur wallon a suivi la VREG dans l'adoption d'un tarif sur la capacité maximale des *prosumers* dont le compteur tourne « à l'envers ». En Wallonie, ce « tarif *prosumer* » est intégré à la composante d'utilisation au réseau. La méthodologie flamande s'est armée de plus de prudence. Depuis l'exclusion la notion d'« énergie active brute prélevée » par la jurisprudence, il n'était plus possible de se baser sur la composante d'utilisation au réseau. Par conséquent, le « tarif *prosumer* » compense en Flandre l'accès au réseau, redevance exclusive aux petits producteurs décentralisés souhaitant valoriser leur production en usant du mécanisme de compensation.

En région bruxelloise, la compensation était déjà limitée aux petites installations (<5kVA), équipées de compteurs bidirectionnels. Brugel a pris l'initiative de franchir une étape supplémentaire à compter de 2018. Tout d'abord, le régulateur bruxellois instaure un tarif de prélèvement. La méthodologie se base sur la notion d'« énergie active brute prélevée²²⁹ », depuis censurée par la Cour d'appel de Liège. Ensuite, régulateur et gouvernement se rejoignent dans leur choix de supprimer le mécanisme de compensation dans son ensemble.

²²⁹ Le point 2. 53 définit l'« énergie active brute prélevée » comme : énergie active réellement prélevée par un utilisateur du réseau de distribution. Dans le cas d'un URD disposant d'une installation de production décentralisée de moins de 5 kVA et bénéficiant de la compensation, il s'agit de la quantité d'électricité réellement prélevée sur le réseau sans en déduire la quantité d'électricité injectée sur le réseau », Décision du 1^{er} septembre 2014 relative à la méthodologie tarifaire électricité, BRUGEL. La définition est identique à celle des Décisions du 16 août 2014, CWaPE, *op. cit.*, art. 1^{er}, 53°, ensuite réintroduite par la Décision du 31 mars 2017 relative au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023, article 3., § 3, 14°.

Concernant l'indépendance des régulateurs, un ultime rempart reste défendu par les gouvernements wallon et bruxellois. On peut regretter la tutelle de l'exécutif dans l'adoption du règlement technique pour la gestion et l'accès aux réseaux de distribution²³⁰. En sus de ne pas respecter le prescrit de la Directive Électricité, celle-ci fait obstacle au renouvellement de la réglementation dans un secteur en pleine évolution. Le règlement en vigueur à Bruxelles date de 2006, et son équivalent wallon de 2011. Aucune des propositions de modification des GRD et des régulateurs n'a reçu d'approbation décrétable depuis²³¹.

Section 3. France

57. Dans la présente section, nous examinerons la réglementation des installations de production décentralisée d'électricité au travers de la même structure que dans le chapitre précédent. Le cadre légal et réglementaire sera décrit dans un premier temps. Ensuite, nous examinerons les modalités de l'accès au réseau octroyé aux *prosumers*. Nous aborderons enfin la tarification qui en découle avant de conclure.

Sous-section 1. Le cadre français pour une régulation du secteur de l'énergie

Le réseau de distribution français²³² est un des plus grands d'Europe. Bien que les autorités locales en soient propriétaires, elles concèdent leurs missions aux gestionnaires de réseau²³³. Pour 95% du réseau, il s'agit de l'opérateur historique ERDF, aujourd'hui Énedis²³⁴.

§1. Le Code de l'énergie

58. L'ordonnance du 9 mai 2011²³⁵ codifie le régime juridique du droit français de l'énergie et y transpose les exigences du troisième Paquet Énergie adopté en 2009. Il reprend les principes transversaux aux secteurs de l'énergie (électricité, gaz et pétrolier, *etc.*) et adresse les réglementations applicables à chaque source d'énergie et à chaque secteur de manière verticale. En particulier, le Livre III englobe les dispositions relatives à l'électricité.

²³⁰ En date du 7 août 2017, aucun avant-projet d'ordonnance modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 afin d'en confier la compétence exclusive n'a été déposée devant le Parlement de la Région de Bruxelles-Capitale. Il n'en est pas autrement des propositions de décret modifiant le décret du 12 avril 2001.

²³¹ Voy. à Bruxelles : Avis du 3 mai 2013, Brugel, <http://www.brugel.be>; en Wallonie : Proposition de révision du règlement technique distribution du 26 novembre 2012 et Note du 22 juin 2017, CWaPE, <http://www.cwape.be> (dernière consultation le 8 août 2017).

²³² Les lignes de tension inférieure à 50 kV forment le réseau de distribution. Code de l'énergie, art. R321-4, 1°.

²³³ Code de l'énergie, article L111-51 et s.

²³⁴ <http://www.enedis.fr>.

²³⁵ Ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie, *J.O.R.F.*, 10 mai 2011, p. 7954, art. (V).

§2. Compétence réglementaire du Gouvernement

59. Outre cette codification, le cadre institutionnel français possède une autre particularité. L'article 119 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte²³⁶ a autorisé le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi concernant les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables, notamment afin d'assurer leur meilleure intégration au marché de l'électricité et au réseau public de distribution et dans le but de définir les nouveaux régimes d'autoproduction et d'autoconsommation (*Cfr. infra* pt. 68 et s.).

Cependant, cette compétence réglementaire du Gouvernement ne pourrait porter sur les tarifs applicables auxdites installations pour l'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité, sans entrer en tension avec les prérogatives du régulateur sectoriel indépendant.

§3. L'indépendance du régulateur

60. Le Code de l'énergie, se conformant à la directive européenne du 13 juillet 2009, dispose que « les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie » (CRE)²³⁷. La faculté antérieurement reconnue au pouvoir exécutif de s'opposer à l'entrée en vigueur d'une décision du régulateur a été supprimée au profit d'une compétence exclusive de la CRE en matière de fixation des tarifs d'utilisation des réseaux.

L'Assemblée nationale n'a pas explicitement imposé de « lignes directrices » au régulateur. Celui-ci doit seulement prendre en compte les « orientations de politique énergétique » établies par le Gouvernement²³⁸. Néanmoins, leur non-respect peut amener le ministère compétent à demander une nouvelle délibération par décision motivée et publiée²³⁹.

À nos yeux, cette disposition peut se justifier au regard de la volonté très claire du Parlement et du Conseil de l'Union européenne de confier la compétence exclusive de fixation des tarifs de réseau à une autorité indépendante. L'on peut envisager cette prérogative, non pas comme une atteinte au principe d'indépendance du régulateur, mais plutôt comme une implémentation du principe de l'*accountability* : le régulateur, en vertu de son mandat, est

²³⁶ Loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, *J.O.R.F.*, 18 août 2015, p. 14263.

²³⁷ Code de l'énergie, article L341-3.

²³⁸ *Ibid.*, art. L341-3, al. 4.

²³⁹ *Ibid.*, art. L341-3, dernier al.

tenu de s'expliquer dans le cadre d'un dialogue public avec l'administration. S'il est vrai que ce contrôle semble tout d'abord juridictionnel et parlementaire²⁴⁰, l'exécutif pourrait également justifier d'un intérêt au cours de l'élaboration de la décision tarifaire en vertu de sa compétence déléguée.

Du reste, il est clair que l'article L.341-3 ne peut conférer à l'exécutif une tutelle d'annulation ou de contrôle. La CRE semble en faire correcte application lorsqu'elle confirme que « *la délibération de la CRE [...] constitue une décision tarifaire et non pas un 'projet de décision' ou une 'proposition'* »²⁴¹ ou encore que « *la loi lui confère une compétence en matière de fixation des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, alors que la rédaction actuelle du projet d'article D. 315-2 tend à restreindre ces possibilités* »²⁴².

Sous-section 2. L'accès au réseau

61. Le Code de l'énergie garantit aux utilisateurs des réseaux de transport et de distribution un accès non discriminatoire²⁴³. Cet accès se matérialise sous la forme d'un contrat conclu entre le gestionnaire du réseau et l'utilisateur²⁴⁴. Tout refus de conclure un tel contrat doit être motivé sur base de critères objectifs et non discriminatoires, fondés uniquement sur des impératifs techniques et d'intérêt général. Ce refus est par ailleurs notifié au demandeur et à la Commission de régulation de l'énergie²⁴⁵.

L'accès au réseau, dès lors qu'il assure l'exécution d'un contrat de consommation d'électricité ou d'une opération d'autoconsommation, doit être organisé par le GRD (*Cfr. infra* pt. 68)²⁴⁶.

Dans les limites de son mandat législatif, le régulateur a notamment pour mission de veiller à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence²⁴⁷. Il relève donc de sa

²⁴⁰ Voy. Directive électricité, considérant 34.

²⁴¹ Délibération de la CRE du 19 janvier 2017 portant décision sur la demande de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, d'une nouvelle délibération sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, pt. 2.

²⁴² Délibération de la CRE du 13 avril 2017 portant avis sur le projet de décret relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15, D. 314-c à D. 314-25 du code de l'énergie, pt. 3.2.

²⁴³ Code de l'énergie, art. L111-91.

²⁴⁴ *Ibid.*, art. L111-91, II. Il s'agit du Contrat de Raccordement, d'Accès et d'Exploitation.

²⁴⁵ *Ibid.*, art. L111-93. La disposition ajoute que « ces critères sont publiés ». Il semble cependant qu'aucune autre disposition légale ou réglementaire ne précise de tels critères. La jurisprudence tout comme les décisions de recours en matière d'accès au réseau n'en font pas mention, se bornant simplement à citer la disposition légale exposée ci-dessus.

²⁴⁶ *Ibid.*, art. L111-91, al. 2° et 4°.

²⁴⁷ *Ibid.*, art. L131-1.

compétence de préciser les règles relatives aux conditions de raccordement et d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité^{248 249}.

62. Les contrats d'accès se trouvent donc au cœur du régime conçu pour garantir un accès au réseau. Ils sont conclus à partir de modèles types établis par les gestionnaires de réseau, en vue d'assurer l'égalité de traitement entre utilisateurs. Outre la compétence d'établir les règles concernant les conditions de raccordement et d'accès, la Commission contrôle également les modèles de conventions qui lui sont notifiés par les GRD²⁵⁰.

Néanmoins, ces contrats types sont amenés à évoluer afin d'adapter les conditions d'accès à un réseau en constante mutation. Dès lors, de multiples versions de contrats sont en vigueur, en fonction de la date de conclusion du contrat d'accès. Il en résulte une différence de traitement entre utilisateurs. En pratique, les GRD proposent parfois à leurs utilisateurs de conclure des avenants à leurs contrats dans un objectif d'harmonisation.

Notamment, cette tension est relevée par la CRE dans un rapport sur la conformité des codes de conduite relatifs aux mesures prises par les GRD afin d'assurer un accès non discriminatoire²⁵¹ : « *Ainsi, dans les schémas contractuels en vigueur, la conciliation du principe de liberté contractuelle et du principe de non-discrimination soulève des difficultés, qui ont pour le moment été peu étudiées. [...] Compte tenu des compétences d'approbation de la CRE sur les principaux modèles types en transport, elles se présentent en pratique plutôt pour la distribution et risquent de s'accroître dans le futur, compte tenu de la multiplication des versions de modèles types qui coexistent*²⁵² »²⁵³.

63. En cas de refus d'accès ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution des contrats d'accès, un comité de règlement des différends et des sanctions

²⁴⁸ Code de l'énergie, art. L134-1, 2° et 3°.

²⁴⁹ L'accès au réseau, c'est-à-dire la possibilité pour un producteur d'injecter de l'énergie, ou d'en soutirer lorsque l'on est consommateur, requiert une l'opération préalable : le raccordement, soit le fait de connecter physiquement une installation au réseau. *Voy.* Code de l'énergie, art. L342-1.

²⁵⁰ *Ibid.*, art. L342-9 et art. L111-91, dernier al.

²⁵¹ *Ibid.*, art. L.111-63, *juncto* art. L111-61, 2°.

²⁵² 10^e rapport de suivi de la CRE sur le respect des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en 2015 et 2016, janvier 2017, pt.2.2.3.4, <http://www.cre.fr> (consulté le 16 mai).

²⁵³ Concernant un exposé plus approfondi des problèmes que l'accès au réseau posent en France au regard du droit de la concurrence et du principe de non-discrimination, *Voy. not.* C. LEFORT, M. DANTIN, T. HERMAN et R. BUOT DE L'EPINE, « France », in *Legal Aspects of EU energy regulation*, P. CAMERON et R. HEFFRON, 2^e éd., Oxford, 27 octobre 2016, spéc. pp. 270-273.

(CoRDIS)²⁵⁴ est institué au sein de la CRE²⁵⁵. Il peut être saisi par tous utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité qu'un différend oppose à son gestionnaire²⁵⁶. La décision motivée du comité, éventuellement assortie d'astreintes, peut fixer l'accès au réseau ou les conditions de leur utilisation²⁵⁷. Elle est susceptible d'un recours en annulation ou en réformation devant la cour d'appel de Paris²⁵⁸.

64. Le pendant de la compétence de la CRE relative aux conditions de raccordement et d'accès aux réseaux est son pouvoir d'adoption des tarifs de ces réseaux visant à couvrir les coûts d'utilisation, dénommés tarifs d'accès au réseau.

Sous-section 3. Les tarifs d'accès au réseau

65. La tarification en France concerne deux aspects : les tarifs d'accès au réseau – ou tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) – et les tarifs de fourniture d'électricité. Ces derniers comprennent les prix du marché de l'électricité et les tarifs régulés. La présente étude n'aborde par hypothèse que les tarifs d'accès au réseau, dans le cadre de la production décentralisée. Les tarifs de fourniture d'électricité posent néanmoins un grand nombre de questions en droit de la concurrence et singulièrement en matière d'aide d'État.

Le paiement de tarifs d'utilisation des réseaux (TURPE) permettant aux gestionnaires s d'exploiter, d'entretenir et de développer les réseaux publics est prévu dans le Code de l'énergie²⁵⁹. Ils sont élaborés en vue d'assurer un accès transparent et non discriminatoire aux utilisateurs, qu'ils soient consommateurs finals ou producteurs.

Dans la pratique, les tarifs des réseaux de distribution pour les consommateurs résidentiels et les petits professionnels sont généralement facturés par le gestionnaire de réseau aux

²⁵⁴ Sur le Comité de règlement des différends et de la complémentarité de la régulation sectorielle avec le droit de la concurrence, Voy. J. RIFFAULT-SILK, « La régulation de l'énergie : bilan et réformes », *R.I.D.E.*, 2011, t. 25, spéc. pp. 14-33.

²⁵⁵ Code de l'énergie, article L134-19, Code de l'énergie.

²⁵⁶ *Ibid.*, al. 1er, 1^o.

²⁵⁷ *Ibid.*, art. L134-20.

²⁵⁸ *Ibid.*, art. L134-24.

²⁵⁹ Code de l'énergie, art. L341-2 et s.

fournisseurs²⁶⁰, ces derniers refacturant les montants correspondants à leurs clients dans le cadre du contrat dit « unique »²⁶¹.

§1. TURPE 5

66. Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 5), tels que conçus par la CRE, sont entrés en vigueur ce 1^{er} août 2017 pour la période tarifaire 2017-2020²⁶². Ils se basent sur la même méthode de calculs que pour les tarifs précédents, déjà validée par le Conseil d'État²⁶³. Le code - tel que modifié par la loi du 24 février 2017²⁶⁴ - précise que les tarifs sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble de coûts supportés par les gestionnaires de réseau dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace²⁶⁵. Comme dans la loi belge Électricité, une clause inclut une rémunération normale incitant à l'investissement²⁶⁶.

Précisons pour le surplus que la Commission a confirmé cette méthode tarifaire²⁶⁷, malgré la demande d'une seconde délibération par la ministre de tutelle afin de prendre davantage en compte les orientations de politique énergétique²⁶⁸ (*Cfr. supra* pt. 60).

Il est notable que ces tarifs d'accès au réseau financent entre autres une partie des frais de raccordement au profit des consommateurs et des producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable dont les installations sont raccordées aux réseaux de distribution²⁶⁹. Il s'agit d'un mécanisme de mutualisation des coûts du raccordement et des prestations

²⁶⁰ Commission de régulation de l'énergie, « Tarifs d'accès au réseau et prestations annexes », <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/tarifs-d-acces-et-prestations-annexes> (consulté le 29 avril 2017).

²⁶¹ Code de l'énergie, art. L. 111-92 et Ordonnance n° 2016-301 du 14 mars 2016 relative à la partie législative du code de la consommation, *J.O.R.F.*, 16 mars 2016, art. L224-8.

²⁶² Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, CRE, <http://www.cre.fr> (dernière consultation le 9 août 2017), pp. 151.

²⁶³ C.E. (9^e-10^e ch. réunies), 13 mai 2016, société Direct Energie, n°375501, www.conseil-etat.fr (consulté le 29 avril 2017).

²⁶⁴ Loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables, *J.O.R.F.*, 25 février 2017, texte n°4.

²⁶⁵ Code de l'énergie, article L341-2, al.1^{er}. La notion d'opérateur « efficace » n'est pas davantage définie par la loi.

²⁶⁶ *Ibid.*, article L341-2, dernier al.

²⁶⁷ Délibération de la CRE du 19 janvier 2017, précitée.

²⁶⁸ Déc. de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat, prise en application de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, *J.O.R.F.*, 17 janvier 2017, texte n° 18.

²⁶⁹ Code de l'énergie, article L341-2, al. 2, 3^o.

annexes, favorisant les nouvelles installations²⁷⁰. Ce partage des coûts est explicitement autorisé par la directive 2009/28/CE, article 16, §§3 et 6.

67. Le TURPE 5 suit une logique d'anticipation des « évolutions des nouveaux usages des réseaux (autoproduction, stockage, développement des énergies renouvelables, véhicules électriques...)²⁷¹ ». Le nouveau tarif prévoit également un renforcement de la différence de tarif entre les heures de pointe de consommation et les autres heures, favorable à la maîtrise de la pointe de consommation et au développement de la production renouvelable décentralisée et de l'autoconsommation²⁷². Pour les utilisateurs du réseau de distribution équipés d'un compteur adapté, une option tarifaire de quatre plages temporelles est mise en place. L'ajout de cette option mettait correctement en œuvre, selon le Conseil d'État²⁷³, le souhait du législateur « d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée²⁷⁴ ».

L'enjeu fixé en France se situe donc au niveau de l'autoconsommation, comme mécanisme venant réduire les frais d'utilisation au réseau pour l'énergie soutirée et injectée.

§2. L'autoconsommation

68. Le nouveau modèle de l'autoconsommation a été introduit par ordonnance du 27 juillet 2016²⁷⁵. Elle est définie comme l'opération par laquelle un autoproducteur consomme lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation. Est « autoconsommée » l'énergie produite et consommée instantanément ou après une période de stockage²⁷⁶. Une autre caractéristique du régime français est qu'il distingue l'autoconsommation opérée à titre individuel de celle organisée collectivement²⁷⁷. La mise en œuvre d'un système d'autoconsommation participe à une meilleure intégration de la production décentralisée aux réseaux.

²⁷⁰ L'extension de cette "réfaction tarifaire" vise à réduire le coût de raccordement significatif pour les installations éloignées du réseau. Il constitue un levier important sur « l'implantation d'installations d'énergies renouvelables en milieu rural » (Ratification d'ordonnances et adaptation de certaines dispositions relatives à l'électricité, Discussion générale, C.R.I. Ass. nat., sess ord. 2016-2017, séance du 9 février 2017, p. 921). Le taux de réfaction n'est encore fixé par aucun arrêté ministériel. Il ne peut excéder 40 % (*Ibid.*, art. L341-2, al. 5).

²⁷¹ Délibération de la CRE du 19 janvier, précitée, pp. 5.

²⁷² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2017, précitée, pt. 3.1.

²⁷³ C.E. (9^e-10^e ch. réunies), 13 mai 2016, société Direct Energie, n°375501, www.conseil-etat.fr (consulté le 29 avril 2017).

²⁷⁴ Code de l'énergie, art. L. 341-4.

²⁷⁵ Ord. du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, *J.O.R.F.*, 28 juillet 2016, texte n° 5, ratifiée par la Loi du 24 février 2017, *J.O.R.F.*, 25 février 2017, texte n° 4, art. 1^{er}.

²⁷⁶ Code de l'énergie, art. L315-1.

²⁷⁷ Définies respectivement dans le Code de l'énergie, art. L315-1 et L315-2.

À ce titre, il importe d'en examiner les enjeux vis-à-vis de l'accès au réseau et de sa tarification. Les désormais libellés autoproducteurs bénéficient d'un droit d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution garanti par les gestionnaires de ces réseaux²⁷⁸. Un décret est venu compléter ce régime le 28 avril 2017²⁷⁹.

A. Tarifs d'achat:

69. Le régime d'autoconsommation est le seul mécanisme particulier aux *prosumers*. En effet, le marché électrique français ne connaît pas le système de compensation. Si la simplicité de celui-ci a pu séduire lors des débuts de la régulation de la *DG*, les tarifs d'achat français sont encore plus lucratifs en ce qu'ils rémunèrent le producteur bien au-delà du gain de la compensation (au *retail rate*).

En effet, la pratique générale en France consiste à vendre l'intégralité de la production. Selon les contrats de type « *feed-in tariffs* » (Cfr. *infra* pt. 87), la totalité de l'énergie fournie par l'installation est valorisée au tarif « production » (actuellement beaucoup plus élevé que le prix de détail à l'achat). Pour cette raison, peu de clients résidentiels optaient pour le système d'autoconsommation où seul le surplus d'énergie non consommé sur place est injecté dans le réseau. Par suite de ce constat, le régime a subi quelques adaptations substantielles²⁸⁰.

B. Adaptation nécessaire du régime

70. Dans un rapport daté de 2014 concernant l'évolution des réseaux d'électricité vers les « *smart grids* », la CRE soulignait déjà l'importance de l'autoconsommation en ce qu'elle permet « *une réduction des transits sur les réseaux et [peut] donc engendrer des économies de coûts de réseaux, à court terme (s'agissant des pertes électriques du réseau) comme à plus long terme (s'agissant des investissements sur les réseaux)*²⁸¹ ».

L'avis mettait l'accent sur une mauvaise articulation du régime d'autoconsommation avec celui de l'obligation d'achat – principal dispositif de soutien aux énergies renouvelables. Les

²⁷⁸ Code de l'énergie, art. L111-91 4°.

²⁷⁹ Décr. du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du code de l'énergie, *J.O.R.F.*, 30 avril 2017, texte n° 6.

²⁸⁰ Selon Enedis, l'autoconsommation représente actuellement environ 40 % des demandes de raccordement pour les foyers s'équipant de panneaux photovoltaïques. Voy. http://www.enedis.fr/sites/default/files/enedis_fiches_autoconsommation.pdf (consulté le 9 août 2017).

²⁸¹ Délibération de la CRE du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension, publiée le 25 juin 2014, <http://www.cre.fr> (consulté le 17 mai 2017), pt. 2.4.

tarifs auxquels les acheteurs obligés sont tenus de payer l'autoprodacteur pour l'électricité produite n'incitent pas ce dernier à consommer, même partiellement, sa production, mais plutôt à injecter la totalité sur le réseau et d'ensuite en soutirer l'entièreté de sa consommation également²⁸². Rappelons que les propositions du « Paquet hiver » permettraient le maintien de l'obligation d'achat, notamment pour les installations de production décentralisées.

71. Le régulateur proposait en conséquence l'adoption d'un nouveau cadre économique²⁸³. Il offrait entre autres de revoir la valorisation de l'énergie autoproduite, dans la mesure où celle-ci devrait tenir compte de l'économie réalisée par la réduction des soutirages sur les réseaux. La CRE suggérait notamment l'introduction d'une prime à l'autoproduction.

C. Les arrêtés ministériels

72. C'est avec ce problème à l'esprit que le Ministère de l'énergie sortant a adopté un triptyque d'arrêtés tarifaires²⁸⁴ afin de tempérer le modèle de la vente intégrale de l'énergie produite. Afin de rentabiliser l'effort d'autoconsommation, il revoit à la baisse les conditions d'achat des surplus d'électricité produite par les installations photovoltaïques, éolienne et biogaz. Ces nouveaux contrats – conclus à compter du 11 mai 2017 – sont prévus pour une durée de vingt ans²⁸⁵. Leur avantage réside dans un raccordement gratuit et l'octroi de primes à l'investissement.

Le régime de l'autoconsommation nécessite encore un ajustement supplémentaire. Concernant le tarif d'utilisation des réseaux publics (TURPE), se pose la question de la

²⁸² Le rapport fournit une à titre d'illustration, l'exemple d'un utilisateur qui possède une installation de production photovoltaïque de puissance inférieure à 9 kW. Celui-ci est rémunéré 285 €/MWh par l'acheteur obligé pour l'électricité qu'il produit et paie 165 €/MWh à son fournisseur pour sa consommation.

²⁸³ Délibération de la CRE du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension, publiée le 25 juin 2014, <http://www.cre.fr> (dernière consultation le 25 mai 2017).

²⁸⁴ A.M. du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum ; A.M. du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles ; A.M. du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale, *J.O.R.F.*, 10 mai 2017, textes n°20, 21 et 22.

²⁸⁵ A.M. du 9 mai 2017, précité, art. 7.

détermination de la part de contribution due par l'autoproduiteur pour l'utilisation qu'il fait du réseau. À ce titre, le régulateur considère « *qu'il est légitime que l'autoproduiteur soit traité comme tout autre utilisateur du réseau. [...] S'il parvient à réduire ses soutirages en consommant une partie de sa production, la part du TURPE qui dépend de l'énergie soutirée sur les réseaux diminue. Cette réduction de la facture du TURPE serait identique à celle dont bénéficierait un utilisateur qui diminue ses soutirages par d'autres leviers que l'autoproduction. [...] Ainsi, dans le cadre actuel de la tarification de l'accès aux réseaux, un traitement différent des autoproduiteurs et des utilisateurs qui, par d'autres biais, diminuent leurs soutirages pourrait être considéré comme discriminatoire*²⁸⁶ ». En quelque sorte, le secteur de l'électricité reposerait également sur un principe de « *net neutrality* ».

Rappelons qu'à propos du même contexte factuel, les régulateurs belges sont parvenus à un raisonnement diamétralement opposé. Ici la CRE semble suggérer que l'autoconsommation, même partielle, n'entraîne pas davantage de coûts de réseau.

La CRE a d'ores et déjà prévu une concertation cet automne pour élaborer une nouvelle tarification du TURPE spécifique aux installations d'autoconsommation. À l'inverse du modèle retenu par les régulateurs belges, la CRE note qu'un tel tarif ne prend pas en compte la diversité des situations des autoconsommateurs²⁸⁷.

73. L'initiative française est par ailleurs suivie sur le plan européen. La Directive énergie renouvelable, telle que proposée par la Commission dans son « Paquet hiver », reconnaît l'autoconsommation²⁸⁸ selon un régime semblable à celui introduit par l'ordonnance du 27 juillet 2016²⁸⁹. La Commission souhaite encadrer tant l'autoconsommation individuelle que collective, qu'elle désigne « communautés d'énergie renouvelable »²⁹⁰. L'objectif est de « renforcer le rôle du consommateur en lui permettant de consommer sa propre production sans restrictions injustifiées et d'être rémunéré pour l'électricité qu'il injecte dans le réseau²⁹¹ ».

²⁸⁶ Délibération de la CRE du 12 juin 2014, précitée, pt. 2.4.

²⁸⁷ « Décryptages », CRE, Juillet 2017, n°52, <http://www.cre.fr> (dernière consultation le 10 août 2017).

²⁸⁸ Proposition de Directive du parlement européen et du Conseil du 23 février 2017 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte), C.O.M. (2016), 767 final., art. 21.

²⁸⁹ P-A LIENHARDT et A. RAMBAUD, « La Commission européenne présente sa réforme du marché européen de l'électricité », *op. cit.*, pp. 34-35.

²⁹⁰ Proposition de Directive du parlement européen et du Conseil du 23 février 2017, précitée, art. 22.

²⁹¹ *Ibid.*, p. 26.

Section 4. États-Unis

74. La réglementation des installations de production décentralisée d'électricité aux États-Unis d'Amérique trouve sa source sur le plan fédéral. Cependant, la mise en œuvre de cette législation est confiée aux États. En vertu de leur grande diversité et des priorités de chacun d'entre eux, certains États ont effectivement davantage implémenté ces dispositions afin de développer les énergies renouvelables. Dans un premier temps, nous examinerons les particularités de la régulation sectorielle américaine, marquée par son fédéralisme. Puis, nous détaillerons le régime d'accès au réseau dicté par le Code fédéral américain, et décliné ensuite au travers des méthodes et tarifs adoptés à travers la nation. Singulièrement, nous analyserons le cadre élaboré par l'État de l'Ohio, se prêtant particulièrement à la comparaison avec le régime belge.

Sous-section 1. Le cadre américain pour une régulation du secteur de l'énergie

75. Les utilisateurs du réseau américain sont desservis par des services d'électricité (*electric utilities*)²⁹², qui sont soit des compagnies privées (*IOUs :Investor-Owned Utilities*), soit publiques (*municipal utilities, utility districts, ou cooperatives*) – aussi appelées Consumer-Owned Utilities (*COUs*)²⁹³. Certaines sont verticalement intégrées et d'autres fournissent uniquement un service de distribution²⁹⁴. D'une part, contrairement au modèle européen, aucune loi fédérale n'empêche les *utilities* d'exercer une activité de production. D'autre part, dans la majorité des États, le client contracte directement avec la *utility* desservant son réseau de distribution, celle-ci assumant la fourniture de manière exclusive.

Pour les activités de distribution d'électricité, ces *utilities*, en position de monopole naturel, sont soumises à une régulation émanant de divers niveaux.

²⁹² Le terme "*electric utility*" se réfère à « toute personne, agence étatique ou agence fédérale qui vend de l'énergie électrique », 16 U.S. Code, § 2602, (4).

²⁹³ Voy. not. J. P. TOMAIN, "Traditionally-Structured Electric Utilities in a Distributed Generation World", *op. cit.*, pp. 473-521.

²⁹⁴ Les *IOUs*, représentés au sein de l'EEL, fournissent 220 millions d'Américains (<http://www.eei.org>). Historiquement, la plupart d'entre elles étaient des opérateurs intégrés actifs sur tous les secteurs d'activité électriques. « Electric Utility Industry Worldwide Directory : Electric Utility Industry Overview », Midwest Publishing Company, http://www.midwestpub.com/electricutility_overview.php (consultés le 21 juillet 2017).

§1. Le cadre législatif en matière d'énergie

A. Le cadre fédéral

76. Le changement majeur du siècle dernier dans le paysage réglementaire fédéral américain fut l'adoption du Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) en 1978²⁹⁵. Celui-ci est l'une des 5 législations comprises dans le National Energy Act visant à unifier les politiques et marchés des États fédérés. Il fut adopté par le Congrès à la suite de la crise énergétique de 1973 afin « *d'encourager l'économie et un usage plus rationnel des ressources d'énergie rares*²⁹⁶ »²⁹⁷.

Il retient particulièrement notre attention dans la mesure où il est à l'origine de la promotion de la production décentralisée d'électricité. En effet, sa section 210 institue un régime autonome visant à réduire la dépendance aux énergies fossiles en développant l'utilisation de cogénération et le nombre de petites installations de production²⁹⁸.

77. Depuis 1920, le Federal Power Act (FPA)²⁹⁹ codifie l'ensemble des dispositions fédérales relatives à l'énergie dans un chapitre du U.S. Code, intitulé *Federal Regulation and Development of Power*³⁰⁰.

Une section particulière *Cogeneration and small power production* a été ajoutée dans le code lors de l'adoption du PURPA en 1978. Constatant les réticences dans le chef des *utilities* à acheter l'énergie produite par les installations de production non conventionnelles, le Congrès a adopté ce cadre légal afin de limiter les entraves au développement de ces sources de production d'énergie vues comme une des solutions à la crise que le pays traversait³⁰¹.

B. Le cadre des États fédérés

78. Dans le cadre du modèle fédéral américain, il y a également lieu de mesurer l'importance de la répartition des compétences en matière d'énergie. Conformément à la

²⁹⁵ PURPA, Pub. L. No. 95-617 tit. II § 210, 92 Stat. 3117, p. 3144 (codifié dans le titre 16 U.S.C.).

²⁹⁶ *FERC v. Mississippi*, U.S. Sup. Ct., 456 U.S. 742, p. 757 (1982).

²⁹⁷ 16 U.S. Code, § 2611: « *The purposes of this chapter [46 - Public Utility Regulatory Policies] are to encourage— (1) conservation of energy supplied by electric utilities; (2) the optimization of the efficiency of use of facilities and resources by electric utilities; and (3) equitable rates to electric consumers* ».

²⁹⁸ *American Paper Institute, Inc. v. American Electric Power Service Corp.*, U. S. S. Ct., 16 mai 1983, 461 U.S. 402, p. 417 (1983).

²⁹⁹ Federal Power Act, June 10, 1920, ch. 285, 41 Stat., p. 1063.

³⁰⁰ 16 U.S. Code, Chap. 12.

³⁰¹ *Niagara Mohawk Power Corp. v. FERC*, 117 F.3d 1485, p. 1488 (D.C. Cir. 1997).

Constitution américaine³⁰², les aspects relatifs au transport interétatique et à la vente sur les marchés de gros (*wholesale sales*) sont régulés à l'échelle nationale³⁰³. La vente de détail (*retail sales*) ainsi que le secteur de la distribution font l'objet d'une régulation étatique. Enfin, certaines réglementations locales peuvent s'appliquer, notamment en matière d'installations et d'impact environnemental³⁰⁴.

§2. Les agences de régulations indépendantes

A. Le régulateur fédéral

79. Le secteur électrique américain est régulé par un organisme fédéral (FERC)³⁰⁵ ainsi que par les commissions réglementaires étatiques³⁰⁶. Des instances de régulation locales – généralement le conseil municipal ou un comité *ad hoc* – peuvent également superviser les *utilities* (publiques ou *COUs*)³⁰⁷ lorsque celles-ci ne relèvent pas des autorités étatiques³⁰⁸.

Ces commissions régulatrices tirent leur légitimité d'un mandat légal, éventuellement fondé sur une clause constitutionnelle en fonction des États. À la différence cependant du modèle continental européen, cette délégation du pouvoir exécutif ou législatif permet au régulateur d'adopter des règles ayant force réglementaire³⁰⁹.

La FERC est reconnue comme « *independent regulatory agency* »³¹⁰. Elle opère sans contrôle de l'exécutif et se distingue du Department of Energy auquel elle est rattachée³¹¹.

³⁰² L'art. I^{er}, §8, cl. 3 de la Constitution américaine (« *Federal Commerce Clause* ») accorde de vastes compétences au Gouvernement Fédéral pour réguler les activités affectant le commerce interétatique. Les compétences résiduelles sont quant à elles réservées « aux États respectivement ou au peuple » (U.S. Constitution, 10th Amendment).

³⁰³ “[...] [T]he paramount interest in the interstate business carried on between the two companies [from different states] is not local to either state, but is essentially national in character. The rate is therefore not subject to regulation by either of the two states in the guise of protection to their respective local interests”, *Rhode Island PUC v. Attleboro Steam and Electric Company*, U.S. Sup. Ct., 273 U.S., p. 90 (1927).

³⁰⁴ Voy. not. J. LAZAR, « Electricity Regulation in the USA Guide », *loc. cit.*, p. 1-14.

³⁰⁵ 42 U.S.Code, §§ 7134 et 7172, (g), Pub. L. 95–91, title IV, § 402, Aug. 4, 1977, 91 Stat. 583.

³⁰⁶ 16 U.S. Code § 2602, (17): The term “State regulatory authority” means any State agency which has ratemaking authority with respect to the sale of electric energy by any electric utility (other than such State agency) [...].

³⁰⁷ Précisions que certaines de ces *municipally owned utilities* sont exemptées du régime développé ci-après.

³⁰⁸ J. LAZAR, « Electricity Regulation in the US: A Guide », *loc. cit.*, p. 23.

³⁰⁹ *Ibid.*, p 22.

³¹⁰ 42 U.S.C. § 7172, (g), précité.

³¹¹ 42 U.S.C. § 7134, Pub. L. 95–91, title II, § 204, Aug. 4, 1977, 91 Stat. 571.

B. Répartitions des compétences entre régulateurs

80. Comme exposé au point précédent, la loi fédérale américaine s'applique au transport et à la vente de gros de l'électricité dans le commerce entre États. Elle se limite cependant aux seules matières résiduelles, qui ne font pas l'objet d'une régulation des États³¹².

Si la compétence fédérale trouve un ancrage constitutionnel dans le commerce interétatique, le Congrès n'a pas accordé davantage de compétence à la FERC. Partant, l'action de la Commission a une portée délimitée par les dispositions de diverses lois fédérales.

Le code fédéral américain institue explicitement la FERC comme autorité compétente pour le transport³¹³ et la vente d'énergie³¹⁴. Mais les installations de production d'électricité et de distribution locale sont, sauf exception, expressément exclues de son contrôle³¹⁵. Concernant la production décentralisée néanmoins, la FERC est compétente pour l'adoption de règles encourageant la cogénération et la production par de petites installations dans les cas où aucun marché concurrentiel n'existe pour la vente en gros d'électricité (*Cfr. infra* pt. 83)³¹⁶.

Une répartition des compétences plus tranchée entre l'autorité fédérale et les autorités fédérées s'imposait néanmoins. Ce fut précisé par décision de la FERC³¹⁷, ensuite confirmée par la Cour Suprême³¹⁸. Les commissions étatiques sont compétentes pour la composante production et distribution du service pour particuliers. En pratique cependant – et à l'instar d'autres secteurs – il est parfois malaisé de distinguer le *retail market* du *wholesale market*. Le cas échéant, les actions prises par la FERC dans le cadre de ses compétences lient les autorités des États³¹⁹.

Malgré tout, le problème de la répartition des compétences est récurrent dans les affaires portées en justice par les commissions étatiques. Dans le cadre de notre étude, il est important de préciser que la production décentralisée fait partie de ces enjeux à cheval sur cette

³¹² 16 U.S. Code § 824, (a).

³¹³ *Ibid.* § 824, (c): « [E]lectric energy shall be held to be transmitted in interstate commerce if transmitted from a State and consumed at any point outside thereof ».

³¹⁴ *Ibid.* § 824(d): « “[S]ale of electric energy in interstate commerce” [...] means a sale of electric energy to any person for resale ».

³¹⁵ *Ibid.* § 824, (b), (1).

³¹⁶ *Ibid.* § 824a-3.

³¹⁷ FERC, Order n° 888, April 24, 1996, Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities.

³¹⁸ *New York v. FERC*, U.S. Sup. Ct., 535 U.S., p. 1(2002).

³¹⁹ *Nantahala Power and Light Co. v. Thornburg*, U.S. Sup. Ct., 476 U.S., p. 953 (1986).

distinction assez artificielle. Il suffit à cet égard de nous rappeler que la Belgique connaissait aussi cette difficulté avant le transfert de la compétence tarifaire aux régions.

§3. Fondement anglo-saxon de la régulation sectorielle

81. La régulation de certaines industries par les autorités peut paraître légitime dans nos traditions continentales. Nos juridictions ayant expérimenté – à divers degrés – de fortes interventions étatiques, elles se satisfont peut-être plus commodément des biens faits d’un État régulateur du marché. Il peut cependant être intéressant de saisir la conception de la régulation dans la logique anglo-saxonne.

Sa justification juridique remonte au principe en *common law* de « *property clothed with a public interest* »³²⁰. Ainsi, lorsqu’une industrie spécifique est revêtue de l’intérêt public, cette doctrine utilitariste autorise un contrôle étatique *a priori*. Tel était le cas d’industries dont la jurisprudence avait retenu l’importance pour la vie économique de l’État et de la nation, ainsi que leur caractère monopolistique. La liste de ces secteurs présumés revêtus de l’intérêt public contenait initialement les *ferries*, les quais et entrepôts ainsi que les transporteurs publics (*common carriers*) comme le rail. Avec le temps, d’autres industries ont rejoint cette liste : le secteur électrique, le gaz naturel, la télégraphie et la téléphonie, les eaux et égouttages³²¹.

Sous-section 2. Accès au réseau et obligation d’achat

§1. Éligibilité des unités de production décentralisées

82. Avant la réforme du secteur survenue fin des années septante, les *utilities* étaient réticentes aux installations décentralisées. Généralement, elles refusaient de vendre et d’acheter de l’électricité aux petits producteurs, ou offraient des conditions inégales³²². Le Congrès a donc prévu le droit d’accéder au réseau pour les « installations éligibles » (*qualifying facilities* ou *QFs*), en distinguant les installations de cogénération et les petites

³²⁰ « *A particular business is “clothed with a public interest when used in a manner to make it of public consequence, and affect the community at large”. When a business is “clothed with a public interest,” the owner, “in effect, grants to the public an interest in that use, and must submit to be controlled by the public for the common good, to the extent of the use that he has created”, Munn v. Illinois, U.S. Sup. Ct., 94 U.S., p. 126 (1877).*

³²¹ S. J. ERVIN , « The State of Energy Regulation in the United States », North Carolina Utilities Commission, <http://pubs.naruc.org/> (consulté le 22 juillet 2017).

³²² *Voy. not.* Order 688, FERC, 71 FR 64372, Nov. 1, 2006; *erratum* 71 FR 75662, Dec. 18, 2006., pt. 19 et s.

installations de production³²³. Ce critère d'installation éligible remonte à la libéralisation du secteur de production instaurée par PURPA en 1978, établissant une classe³²⁴ de producteurs privés (*non-utility generators*). Son appréciation est laissée à la Commission fédérale³²⁵.

83. En vertu du PURPA, les *utilities* sont tenues de desservir les clients ayant installé de telles unités de production décentralisée³²⁶. Le régulateur fédéral, en concertation avec les autorités des États, s'est vu assigner la mission d'adopter les règles encourageant la cogénération et la production à partir de petites installations. Certaines « lignes directrices » balisent cependant son action. Notamment, ces règles imposent aux gestionnaires de les fournir et surtout d'acheter l'électricité produite par ces sources d'énergie^{327 328}. Cette obligation d'achat doit se faire à des tarifs : (1) justes et raisonnables pour les consommateurs et dans l'intérêt public; (2) non discriminatoires à l'égard des *QFs*; et (3) qui ne dépassent pas le « coût marginal pour le *utility* d'une énergie alternative³²⁹, à savoir celui « d'acheter ou de produire de l'énergie d'une autre source que celle achetée à la *QF*»³³⁰. Cette dernière exigence obligeait les *utilities* à acheter aux tiers l'électricité produite à coût moindre que ce qu'aurait coûté la production de leur propre électricité, c'est-à-dire au « coût évité » (*avoided cost*).

Cette notion de « coût évité » (*avoided cost*) est davantage analysée dans la réglementation de la FERC³³¹. Généralement supérieur au *wholesale price*, le coût évité a depuis son apparition

³²³ Le 16 U.S. Code § 796, (A) définit « *small power production facility* » comme l' « installation qui est une installation solaire, éolienne, de gestion de déchets ou géothermique éligible, ou une installation qui – (i) produit de l'électricité uniquement au moyen, comme source d'énergie primaire, de la biomasse, gestion de déchets, ressources renouvelables, géothermiques, ou une combinaison de celles-ci, et (ii) possède une capacité de production qui, conjointement avec toute installation située sur le même site (comme déterminé par la Commission), n'est pas supérieure à 80 megawatts ».

³²⁴ *Ibid.*, § 2602, (2) : « *The term "class" means, with respect to electric consumers, any group of such consumers who have similar characteristics of electric energy use* ».

³²⁵ *Ibid.*, § 796, (C) : « *qualifying small power production facility* » : petite installation de production d'électricité dont la Commission détermine, par règlement, qu'elle satisfait aux exigences (y compris les exigences de consommation de combustibles, d'efficacité énergétique et de fiabilité).

³²⁶ *Ibid.*, § 824a-3.

³²⁷ *Ibid.*, § 824a-3, (a) et 18 C.F.R. § 304. Voy. cependant 16 U.S. Code § 824a-3, (m) autorisant, depuis 2005, la FERC à dispenser les *utilities* de l'obligation d'achat lorsque les *QFs* disposent d'un accès non-discriminatoire au réseau ainsi que 18 C.F.R. § 309-311 et Order 688, FERC, précité.

³²⁸ L'obligation d'achat a été implémentée dans le Code of Federal Regulation (18 C.F.R. § 292.303, (a)) par règlement de la FERC. Voy. Order 688, FERC, précité.

³²⁹ 16 U.S.C. § 824a-3, (b).

³³⁰ *Ibid.*, § 824a-3, (c).

³³¹ Voy. 18 C.F.R. § 292.304, (a), (b) et (c) et § 292.101, (b), (6).

suscité la plus grande controverse dans la jurisprudence et la doctrine américaines (*Voy. infra* pt. 86 et s.)^{332 333}.

84. Corolairement à l'obligation d'achat, la connexion au réseau est garantie pour les unités de cogénération et petites installations de production³³⁴. Dans le cadre de la compétence fédérale, les termes et conditions applicables aux petits producteurs d'électricité (soit les installations de moins de 20 mégawatts) sont fixés dans un contrat type dénommé « *pro forma Small Generator Interconnection Agreement (SGIA)* »³³⁵. Ce contrat doit par ailleurs être distinct du contrat de fourniture (*power-purchase agreement*).

§2. Impact du développement de la production d'énergie renouvelable

85. Ces dernières années, le développement de la production d'énergie renouvelable – et sensiblement le photovoltaïque – a accentué la problématique et remis en question le modèle tarifaire de « facturation nette » (*net metering*) adopté par les États depuis les années 1980.

Malgré une pénétration de la production décentralisée globalement moins importante du marché américain que le marché européen, un grand nombre de *utilities* et de régulateurs ont exprimé leurs craintes face à son développement. Principalement, ils soulignent deux difficultés interdépendantes posées par les politiques existantes en matière de « *net metering* ». D'un côté, ces politiques donneraient aux producteurs particuliers un avantage déloyal sur les producteurs d'énergie à plus grosse échelle présents sur le commerce de gros (*wholesale level*) et sur les fournisseurs d'énergie renouvelable. D'un autre côté, elles subsidieraient les installations privées de PV en facturant aux contribuables non producteurs une partie des coûts fixes du réseau attribuables aux utilisateurs de panneaux solaires³³⁶. La sous-section ci-dessous examine ce second enjeu sous l'angle des tarifs de réseau.

³³² Sur la notion du *avoided cost* ou *avoided rate*, voy. FERC, Order Granting Clarification and Dismissing Rehearing, 21 octobre 2010, 133 FERC ¶ 61,059 (2010).

³³³ Pour le reste, bon nombre d'autres interrogations à continuer à diviser les juridictions américaines. Récemment, la United States Court of Appeals (District of Columbia Circuit) s'est prononcée dans une affaire concernant l'obligation d'achat pour les *utilities*, précisant la compétence de la FERC et des cours d'appel fédérales sur le PURPA: *Portland General Electric Comp v. FERC*, No. 15-1237 (D.C. Cir. 2017).

³³⁴ 18 C.F.R. § 292.303, (c), (1). *Voy.* aussi § 292.306.

³³⁵ 18 CFR, Part 35 « Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures » (FERC, Order 828, (July 21, 2016, 156 FERC ¶ 61,062)

³³⁶ H. L. REITER AND W. GREENE, « The case for reforming net metering compensation: why regulators and courts should reject the public policy and antitrust arguments for preserving the status quo », *37 Energy L.J.*, 2016, pp. 373-407.

Sous-section 2. Tarification

86. Depuis l'adoption de l'Energy Act (2005)³³⁷, les tarifs mis en place par les autorités de régulation des États doivent permettre aux gestionnaires de réseau de recouvrer tous les « coûts prudemment associés à l'achat »³³⁸. Cette disposition a remplacé l'obligation pour les *utilities* d'acheter l'électricité produite en DG aux coûts évités. Ces redevances sont issues de tarifs standards³³⁹, basés sur une méthodologie tarifaire.

Sous-section 3. Méthode tarifaire

87. Dans le cadre de l'obligation d'achat, les États et les *utilities* disposent d'une importante marge de manœuvre pour sa mise en œuvre³⁴⁰. Il s'agit de fixer les conditions et le prix auxquels les *utilities* doivent acheter l'énergie produite localement³⁴¹.

Il existe deux approches lors de la conception des tarifs d'utilisation au réseau relatifs à la production décentralisée. Premièrement, Le mécanisme de compensation (*net metering*) ne facture au client que sa consommation nette de sa production (à savoir la différence de kilowattheure entre l'énergie consommée et celle produite)³⁴². Deuxièmement, Le contrat d'offre standard rémunère le client pour l'ensemble de l'électricité produite à un tarif différent de celui auquel il acquiert sa consommation. Il y a alors lieu de mesurer la consommation et la production séparément.

Le système américain opère une dichotomie au sein de cette dernière méthode avec comme critère la notion de coût évité. La rémunération offerte par le service d'électricité, lorsqu'elle est égale ou inférieure aux coûts évités, est désignée sous le vocable de « *TURPA tariff* ». Le « *feed-in tariff* » (*FIT*) est l'offre standard dans laquelle le prix d'achat est supérieur aux coûts évités par le service de distribution.

³³⁷ EAct, 8 août 2005, Pub. L. No. 109-58, 1253, 119 Stat. 594 (2005).

³³⁸ 16 U.S. Code § 824a-3, (m), (7).

³³⁹ 18 C.F.R., 292.304, (c).

³⁴⁰ « *States are allowed a wide degree of latitude in establishing an implementation plan for section 210 of PURPA, as long as such plans are consistent with our regulations* », American REF-FUEL Company of Hempstead, 47 FERC ¶ 61,161, at 61,533 (1989); Signal Shasta, 41 FERC ¶ 61,120 at 61,295; Voy. aussi LG&E Westmoreland Hopewell, 62 FERC ¶ 61,098, at 61,712 (1993).

³⁴¹ La législation fédérale impose simplement à la considération des autorités régulatrices certains standards (16 U.S. Code § 2621), dont le *net metering* (d), (11).

³⁴² PURPA, section 111, (d), (11).

Alors que la méthode des « *feed-in tariffs* » (§1) s'est largement répandue à travers le monde, la quasi-totalité des États américains applique le « *net metering* » (§2). La légalité des FITs a par ailleurs nourri un contentieux important aux États-Unis³⁴³.

§1. *Feed-in tariffs*

88. Les politiques de FIT vise à encourager l'investissement dans les sources d'énergie renouvelable. Contrairement à de nombreux autres pays, les USA utilisent très peu cette méthode tarifaire. En effet, la loi fédérale PURPA interdit aux commissions étatiques d'imposer aux gestionnaires de réseau de payer plus que leur coût évité pour l'achat d'énergie³⁴⁴ (Cfr. *supra* pt. 86). Cependant, certains *feed-in tariffs* ont été mis en place dans cette logique de marché concurrentiel ; non pas par l'autorité de régulation, mais sur base de législations des États, des prix de marché ou sur base volontaire par les *utilities*.

§2. *Net metering*

Sur base de la compétence tarifaire dévolue aux États, la majorité (41 États, Washington D.C. et 4 territoires) a autorisé l'utilisation de ce mécanisme de compensation³⁴⁵. Les régimes diffèrent cependant quant à leurs terminologies, critères et conditions, sources éligibles et autres spécificités techniques³⁴⁶. Dans le cadre de notre approche en droit comparé, nous étudions ci-dessous le système appliqué dans l'État de l'Ohio. Son cadre tarifaire et sa jurisprudence récente permettent une mise en perspective du régime élaboré en Belgique.

³⁴³ Voy. «C. LINVILL, J. SHENOT et J. LAZAR, « Designing Distributed Generation Tariffs Well : Fair Compensation in a Time of Transition », *op. cit.*, pp. 10-20.

³⁴⁴ J. THIBAUT, « Implementing an Effective Renewable Energy Policy in the US : Can Feed-In Tariff Policies Be Successful for Advancing Renewable Energy Development ? », *EEELR*, 2014, vol. 23, spéc. pp. 240-249.

³⁴⁵ Dans deux États supplémentaires – Idaho and Texas – les *utilities* ont adopté des programmes de *net-metering* sur base volontaire.. Quatre États – Georgia, Hawaii, Nevada et Mississippi – possèdent des règles de compensation de DG autres. Enfin, bien que le Minnesota offre un programme de *net-metering* classique, les autorités ont également créé une alternative appelée «*value of solar rate*» (VOS tariff). « Database of State Incentives for Renewables and Efficiency, Net Metering », North Carolina State University, 2016, cité par « State Net Metering Policies », National Conference of State Legislatures, <http://www.ncsl.org/research/energy/net-metering-policy-overview-and-state-legislative-updates.aspx> (consulté le 11/3/2016).

³⁴⁶ Voy. H. L. REITER AND W. GREENE, « The case for reforming net metering compensation : why regulators and courts should reject the public policy and antitrust arguments for preserving the status quo », *op. cit.*, pp. 373-407.

A. Net metering in Ohio

89. La première législation de *net metering* dans l'État de l'Ohio a été adoptée en 1999, lors de l'ouverture à la concurrence du marché de détail d'électricité³⁴⁷. L'accès au réseau³⁴⁸ est depuis imposé de manière comparable et non discriminatoire³⁴⁹. La législation a incorporé une section entière portant sur le mécanisme de compensation dans le *Ohio Revised Code*³⁵⁰.

La loi exige entre autres que chaque utility propose un contrat type ou un tarif prévoyant un système de *net metering*³⁵¹. La disposition précise que : « ce contrat ou tarif doit être identique dans sa structure tarifaire, tous les composants du tarif de détail et tous les frais mensuels du contrat ou du tarif qui seraient attribués à ce même client si ce client n'était pas un autoproducteur³⁵² ».

Cependant, cette tarification avantageuse est réservée aux installations répondant à quatre critères : (a) ayant pour source l'énergie solaire, éolienne, issue de la biomasse, gaz de décharge ou hydroélectrique, ou usant une micro turbine ou pile à combustible ; (b) situées sur la propriété de l'autoproduiteur³⁵³ ; (c) fonctionnant en parallèle aux installations de transport et de distribution du service électrique ; et (d) principalement destinées à compenser une partie ou la totalité des besoins en l'électricité de l'autoproduiteur³⁵⁴. Cette dernière condition est particulièrement cruciale dans la mesure où l'enjeu est de fixer – le cas échéant – la capacité de production appropriée. Les utilities penchent naturellement pour une production inférieure à la consommation réelle. Bien que le cadre législatif de l'Ohio ne retienne pas de limite capacitaire déterminée, l'autorité de régulation a pourtant précisé que cette disposition sous-entendait une « limitation implicite »³⁵⁵.

³⁴⁷ Ohio Electric Restructuring Act (1999), Am.Sub.S.B. n°3. En procédant au « *retail electric markets restructuring* », l'Ohio a notamment institué le choix pour les consommateurs de leur fournisseur et le découplage entre les activités régulées et libéralisées.

³⁴⁸ Entendu largement comme « *access to retail electric transmission and distribution services of electric utilities* ».

³⁴⁹ Ohio Rev. Code (O.R.C.), § 4928.03.

³⁵⁰ « *R.C. Chapter 4928 is a labyrinthian scheme that governs Ohio's retail electric service* », *In re Comm. Rev. of Capacity Charges of Ohio Power Co.*, Ohio Sup. Ct., 21 avril 2016, 147 Ohio St.3d, p. 59 (2016), ¶72.

³⁵¹ Le *net-metering* est défini comme « *measuring the difference in an applicable billing period between the electricity supplied by an electric service provider and the electricity generated by a customer-generator which is fed back to the electric service provider* ». O.R.C. § 4928.01(A), (31).

³⁵² O. R.C. § 4928.67.

³⁵³ La notion de « *customer-generator's premises* » est clarifiée dans la proposition de modification du règlement, encore en cours d'élaboration (O.A.C. §4901:1-10-28, (B), (5) nouveau). Ce changement de politique a été adopté en Californie et a considérablement amélioré l'accès à l'énergie solaire pour les installations agricoles.

³⁵⁴ O.R.C. § 4928.01, (A), (32).

³⁵⁵ La proposition de modification du règlement par la PUCO détermine une marge plus flexible fixée à 120% de la consommation d'énergie (*Voy. Case 12-2050-EL-ORD, Public Utilities Commission of Ohio, November 18,*

90. La Public Utilities Commission of Ohio (PUCO) a par conséquent mis en œuvre un mécanisme de compensation par lequel les *utilities* doivent acheter aux *prosumers*³⁵⁶ l'énergie au prix de détail³⁵⁷. Ces règles techniques prévoient notamment l'utilisation d'un compteur unique « capable d'enregistrer le flux d'électricité dans chaque direction »³⁵⁸, la possibilité pour le *prosumer* de reporter un crédit dû à une production excessive sur une période de 12 mois (“*roll-over*”)³⁵⁹, ainsi que la conformité avec certains standards par les *utilities*, qui ne peuvent exiger des utilisateurs le respect d'autres normes³⁶⁰.

En 2002, la Cour Suprême de l'Ohio a jugé ce mécanisme illégal en ce qu'il rémunérait la production excédentaire nette au *retail rate*, concluant que le service d'électricité devait créditer l'autoproducteur au *utility's unbundled generation rate*³⁶¹. Ce tarif ne prend en compte que la production et non plus les coûts de transmission, distribution et autres frais additionnels³⁶². Partant, la cour annule la décision de la Commission exigeant des *utilities* le paiement de la composante frais de réseau.

B. Comparaison avec le régime belge

91. La rémunération adéquate de l'autoproducteur est une problématique préoccupant tout régulateur, et particulièrement ceux ayant fait le choix du *net metering*. Les solutions retenues en Ohio permettent à deux égards de mettre en perspective les régimes belges.

92. En premier lieu, le cadre légal de compensation adopté par l'Assemblée générale de l'Ohio est identique à son homologue wallon sur un point. Tous deux instituent un mécanisme de compensation entre « l'électricité » produite avec celle consommée dans des termes généraux. La pratique a ensuite dû interpréter des deux côtés de l'Atlantique cette notion de *commodity*, valorisée à partir de plusieurs composantes.

Pourtant les juridictions ont traduit ce concept dans des approches diamétralement opposées. La Cour d'appel de Liège a en effet conclu que la loi ne distinguait pas de composantes particulières lorsqu'elle instaurait le mécanisme de compensation. Partant, la notion

2015, p.3).

³⁵⁶ Les établissements hospitaliers bénéficient d'un régime particulier.

³⁵⁷ Ohio Administrative Code (O.A.C.) §4901:1.

³⁵⁸ O.A.C. §4901:1-10-28, (A), (4). La Cour Suprême a précisé que les compteurs « *running both forward and backward* » satisfont à cette exigence et que la disposition ne vise pas uniquement les compteurs bidirectionnels. Voy. *infra FirstEnergy Corp. v. Pub. Util. Comm.*, Ohio Sup. Ct., 95 Ohio St.3d, p. 401 (2002), ¶¶6-8.

³⁵⁹ O.A.C. §4901:1-10-28, (A), (6), (c).

³⁶⁰ O.A.C. §4901:1-10-28, (A), (3), (a).

³⁶¹ *FirstEnergy Corp. v. Pub. Util. Comm.*, Ohio Sup. Ct., 95 Ohio St.3d, p. 401 (2002).

³⁶² *Ibid.*, ¶¶10 et 13-18.

d'électricité recouvre des composantes tarifaires et est rémunérée au prix d'achat de détail. La Cour suprême de l'Ohio a au contraire jugé que les dispositions relatives à l'électricité produite en surplus de la consommation ne visent que la production et la fourniture de cette électricité³⁶³, à l'exclusion des autres composantes du prix.

93. Dans un deuxième temps, les gestionnaires de réseau, confrontés à cette obligation de *net metering*, ont revendiqué une plus grande contribution à l'entretien du réseau de la part des *prosumers*. À cet égard, rappelons que les régulateurs flamand (*Cfr. supra* pt. 36), wallon (*Cfr. supra* pt. 46) et bruxellois (*Cfr. supra* pt. A) ont accepté pour leur région respective une redevance spécifique pour les installations décentralisées. Cette décision repose sur l'argument que les *prosumers*, en raison de la compensation, ne paient pas de frais de réseau adéquats par rapport à l'électricité réellement prélevée.

Pourtant, aux États-Unis, la PUCO exclut dans son projet de nouvelle réglementation³⁶⁴ toute tarification additionnelle pour les autoproducteurs, aux motifs que le Code de l'Ohio ne permet pas d'intégrer de frais mensuels discriminatoires contre les utilisateurs du système de *net metering*³⁶⁵. La commission va même jusqu'à considérer comme illicite une tarification du surplus d'énergie injecté sur le réseau sur base des frais de distribution³⁶⁶. Elle ajoute que même en cas de production supérieure à la consommation, le crédit octroyé n'empêche pas la perception des frais de distribution sur la prochaine facture.

Refusant l'argument des *utilities*, la commission applique le *net metering* comme le paiement par les *utilities* d'une compensation au même prix qu'elles facturent pour la fourniture de la composante électricité au consommateur. Dans le cas contraire, l'absence de compensation pour une partie du surplus injecté pourrait résulter en un tarif différent, et prohibé par une lecture stricte de clause d'égalité tarifaire³⁶⁷. Pour rappel, c'est également sur base de cette

³⁶³ *FirstEnergy Corp. v. Pub. Util. Comm.*, Ohio Sup. Ct., 95 Ohio St.3d, p. 401 (2002), ¶, 13 : « *The net-generator provisions of the August Rider [rate] speak solely in terms of electricity generated and supplied, as they should. A net-generator customer of FirstEnergy only generates and supplies electricity; it does not provide transmission, distribution, or ancillary services. It has no allowable transition costs for which transition charges are assessed, and is not responsible for paying into the Universal Service Fund or the Energy Efficiency Fund* ».

³⁶⁴ *Voy.* Case No. 12-2050-EL-ORD, Public Utility Commission of Ohio Finding and Order, January 15th, 2014, pp. 38-39; Case No. 12-2050-EL-ORD, Public Utility Commission of Ohio Second Entry on Rehearing, May 28th, 2014, pp.21-23; et O.R.C. § 4928.67, (A), (1).

³⁶⁵ O.A.C. § 4901:1-10-28, (A), (2).

³⁶⁶ Alors que la participation aux frais de réseau appliquée en Flandre et par défaut en Wallonie se base sur la puissance de l'installation, et ne dépend pas de la quantité d'énergie injectée, *a fortiori* plus objective.

³⁶⁷ O.R.C. § 4928.67, (A), (1).

discrimination que le régulateur français émettait des doutes quant à la création d'une tarification spécifique aux installations de *DG* (Cfr. *supra* pt. 71).

Toutefois, les débats actuels entourant le mécanisme ne pourraient se satisfaire de ces raisonnements quelque peu superficiels. Il nous semble pourtant que la solution retenue par la PUCO est justifiable, à condition de l'assumer comme un soutien au développement de la *DG* – *a priori* compatible avec l'esprit qui a mené à l'adoption du régime particulier.

94. À titre personnel, nous trouvons qu'il est possible de s'entendre sur une solution plus « équitable ». Sans tomber dans la tentation d'imposer aux *prosumers* une redevance supplémentaire (fixe ou variable) – qui rappelle la solution d'Alexandre qui trancha le nœud gordien – il est néanmoins possible de nuancer davantage l'application du système de compensation. En effet, le raisonnement suivi par la PUCO en ce qu'il ne tient que très peu compte de la réalité de l'utilisation du réseau par l'autoproduiteur semble réducteur. Si la contribution qu'exigent les gestionnaires de réseau pour l'énergie injectée peut prêter à discussion, on ne peut nier que l'énergie soutirée participe à l'utilisation du réseau. Ces réflexions sont proposées dans la conclusion qui suit.

Section 5. Conclusions

Avant de conclure cette étude, nous faisons le point sur quelques éléments ayant retenu notre attention. Nous analyserons brièvement les tendances vers une décentralisation du système électrique. Enfin, nous nourrirons une réflexion critique sur le contexte du droit de la concurrence dans lequel la problématique s'inscrit.

§1. Éléments de comparaison tirés des régimes belges, français et américains

95. À ce stade, les questions que posent les mécanismes de compensation mis en place n'ont pas encore reçu de réponses satisfaisantes. L'avenir de la méthode tarifaire en matière de production décentralisée d'électricité est encore incertain. Cependant, l'émulsion de législations, réglementations, jurisprudence et articles de doctrine à ce sujet laisse présager un changement certain. Les initiatives wallonnes et flamandes semblent confirmer cette évolution.

En effet, la sixième réforme de l'État a permis aux régions et, principalement, aux régulateurs régionaux de jouir d'une grande liberté pour fixer les tarifs des réseaux de distribution

d'énergie. Singulièrement, la Région de Bruxelles-Capitale a déjà apporté des changements majeurs à la réglementation applicable.

Aussi, il est permis de se demander si la méthode du *net metering* n'est pas passagère (une sorte de *kick-start period*). Elle est certainement utile dans un système où la production décentralisée reste d'une importance relative. Cette activité lorsqu'elle est marginale ne nécessite en effet pas de mécanisme complexe. Cependant, ce besoin pourrait s'avérer criant alors que l'on assiste au développement à grande échelle de nouvelles productions d'énergie.

On pourrait inférer que ce système n'en est finalement qu'à ses débuts. Tout comme les frais de *termination call* ont fait l'objet de mécanismes de compensation simples à l'origine (*keep & bill*) en matière de télécommunication, on peut imaginer que le *net metering* est appelé à se complexifier³⁶⁸.

96. Concernant les coûts que la décentralisation de la production peut « éviter » aux systèmes électriques, beaucoup de débats portent sur la notion de « *avoided costs* », notamment aux USA. Il est question de la valeur dont bénéficie le réseau dans son ensemble grâce aux installations de *DG*³⁶⁹. Les associations de lobby écologistes, photovoltaïques et autres partisans de la *DG* avancent des études démontrant les apports bénéfiques de la *DG* pour l'ensemble des utilisateurs. Tandis que les gestionnaires de réseaux tentent de prouver que l'écart entre les avantages et les coûts supplémentaires est significatif.

En France, les nouveaux tarifs d'accès (TURPE 5) intègrent l'ensemble des investissements et de la recherche et développement proposé par le GRD Enedis. En particulier, ils tiennent compte des effets du déploiement de compteurs intelligents « Linky », et notamment la réduction des pertes sur les réseaux en raison de l'autoconsommation³⁷⁰.

³⁶⁸ C'est d'ailleurs l'avis du Regulatory Assistance Project, qui évoque le besoin d'un « *two-way fair exchange* » dans les développements à venir du cadre réglementaire de la production décentralisée. De tels tarifs d'utilisation du réseau de distribution compensent chaque acteur de manière explicite pour les services qu'ils offrent à l'autre. C. LINVILL, J. SHENOT et J. LAZAR, « Designing Distributed Generation Tariffs Well : Fair Compensation in a Time of Transition », *op. cit.*, p. 31-32.

³⁶⁹ En Californie, l'agence de régulation a été instruite de conduire une étude sur les coûts et bénéfices du *net metering* et d'en calculer l'impact sur les utilisateurs du réseau (Assemb. 327, 2013 Leg., Reg. Sess. (Cal. 2013). Voy. aussi « The potential benefits of distributed generation and rate-related issues that may impede their expansion », U.S. Department of Energy, 2007, <https://energy.gov/oe/downloads/potential-benefits-distributed-generation-and-rate-related-issues-may-impede-its>, pp. 188.

³⁷⁰ Délibération de la CRE du 17 novembre 2016, précitée.

En Belgique, on constate que cette question est absente des débats. Les acteurs en présence semblent partir du principe que la *DG* représente un coût significatif pour le réseau. À notre connaissance, les arguments manquent à ce propos alors qu'ils abondent outre-Atlantique. Il nous semble pourtant que la question mérite d'être posée, sans quoi la solution issue du raisonnement ne serait pas fidèle à la réalité. Le risque induit par cette absence de justification est que la régulation belge pourrait ne pas respecter les exigences européennes relatives aux missions et compétences tarifaires de l'ARN³⁷¹. La Directive Électricité impose en effet aux ARN de prendre en considération les coûts évités sur le réseau grâce à la production décentralisée lors de l'établissement des tarifs³⁷².

Rappelons qu'à terme, la régulation sert l'ensemble des utilisateurs du réseau. Il nous semble qu'une autorité ne puisse juger des bénéfices d'un mode de production ou d'un choix de société pour l'ensemble des utilisateurs sans fondement objectif. Sous peine de s'éloigner de la vérité des faits, le régulateur ne peut présupposer le bénéfice ou les pertes de la *DG*. Car une décision arbitraire est nécessairement inéquitable. Il est à ce titre d'autant plus important pour l'autorité de régulation de garantir son indépendance.

§2. Indépendance de l'autorité de régulation

97. L'exemple de la tarification de l'utilisation du réseau de distribution démontre que la portée du principe d'indépendance du régulateur a des effets concrets importants. On constate que ceux-ci vont généralement dans un sens commun qui est également celui de l'industrie électrique en général. Se basant sur une logique de concurrence, ils mettent en œuvre des politiques neutres. Il en est autrement pour les institutions parlementaires et gouvernementales étatiques qui cherchent à imprimer une politique incitative, dans une logique plutôt environnementale. C'est le cas de la France et de certains États américains. Ces juridictions connaissent en général davantage de conflits relatifs à l'indépendance du régulateur. Par exception, les institutions bruxelloises ont choisi la voie du marché concurrentiel. En commandant de larges pouvoirs aux autorités de régulation, le Parlement et le Conseil de l'Union européenne adoptent ce qu'il nous semble être une logique de marché. L'Union parierait alors sur des règles de concurrence afin concrétiser ses politiques énergétiques (*Cfr. infra* pt. 103).

³⁷¹ Directive électricité, art. 37.

³⁷² *Ibid.*, Considérant 36.

98. Il nous semble que l'exemple étudié illustre une problématique à laquelle nos sociétés seront confrontées de plus en plus. Il met en valeur le rôle primordial de la régulation dans les secteurs libéralisés. L'Union européenne semble accorder une importance croissante pour l'aspect techno-économique. Le sujet de la contribution des *prosumers* aux coûts du réseau, comme beaucoup d'autres, pose la question de la limite des compétences de l'autorité de régulation au regard du caractère démocratique de certaines politiques.

En effet, les justifications que les autorités sectorielle apportent pour apporter des solutions antinomiques/contradictoires au sujet de la même problématique démontrent qu'elles relèvent d'un choix. Nous pouvons observer que la marge de manœuvre est d'autant plus grande pour le régulateur lorsque le cadre réglementaire reste abstrait. Certaines de ses décisions prennent parfois même des allures politiques. Il est dans ce cas d'autant plus important pour lui de respecter les principes de bonne régulation en toute transparence.

99. En comparaison, on pourrait se demander pourquoi la justice belge tend à limiter les actions du régulateur³⁷³. Peut-être peut-on inférer une volonté de protection du *prosumer*. Mais il s'agit surtout pour le pouvoir judiciaire de rappeler que le régulateur, dont le troisième paquet de directives européennes a considérablement étendu les pouvoirs, n'a pas de légitimité pour exercer un choix qui relève du politique. Si le régulateur est davantage indépendant du pouvoir exécutif, il n'est jamais élu. La régulation sectorielle jouit désormais d'une plus grande expertise et entend jouer un rôle essentiel dans le développement des industries de réseau. Mais certains choix appellent davantage un raisonnement politique que technico-économique. Cette *policy* reste l'apanage du parlement et du gouvernement, voire du juge lorsqu'il se substitue à la décision du régulateur³⁷⁴.

100. Nous arrivons donc à la conclusion qu'au vu des différences de modèles tarifaires entre les régimes étudiés, il n'est pas possible de retenir une solution *one-size-fits-all*. Les priorités et les possibilités énergétiques semblent différentes pour chaque État, qui ont opté pour des chemins divergents. Cependant, quel que soit le choix opéré indépendamment par chaque régulateur, il est primordial que celui-ci s'inscrive dans le cadre légal communautaire et interne, tel qu'interprété par la jurisprudence. Cette solution ne peut se défaire des principes régulateurs rappelés dans cette étude. Le régulateur du secteur veille notamment au

³⁷³ J. DIEPART ET W. GELFHOF, « La répartition des coûts du réseau : la bataille judiciaire continue », *op. cit.*, p. 97.

³⁷⁴ Voy. not. Bruxelles, 27 novembre 2013, (PV Vlaanderen c. CREG), pt. 66 : « Désormais vu l'annulation des décisions attaquées, la CREG ne pourrait se prononcer autrement qu'en rejetant les demandes présentées [par les GRD], le tribunal pouvant en vertu de sa pleine juridiction en décider ainsi » (traduction libre).

respect du principe d'égalité et de légalité dans ses décisions. Car au-delà de son indépendance, il doit répondre de ses actes (*accountability*) devant les institutions démocratiques.

101. On observe cependant une convergence des acteurs du secteur sur l'importance du rôle de l'autoconsommation. L'essor de celle-ci – concomitant au développement des batteries de stockage pose les questions du rôle que le réseau électrique est appelé à jouer ainsi que de sa rémunération pour les services qu'il offre, singulièrement la garantie d'un approvisionnement sûr en continu dont profitent toujours les autoconsommateurs.

L'autoconsommation pousse à s'interroger sur la future place du réseau électrique et de sa rémunération pour les différents services (en particulier la garantie d'un approvisionnement sûr en continu), dont profitent toujours les autoconsommateurs.

Le régime français, dépourvu de mécanisme de compensation, est encore plus avantageux pour les petits producteurs d'électricité. Il permet à ceux-ci de vendre leur production à un prix supérieur au prix de détail. Le désavantage de cette méthode incitative est qu'elle n'encourage par contre pas (encore) à l'autoconsommation. Désormais encadré par un régime flambant neuf, ce régime n'attirera les *prosumers* qu'à condition que le prix de l'énergie achetée excède celui rémunérant l'injection sur le réseau.

102. La transition vers un système de production décentralisé d'énergie s'annonce complexe. Un nombre croissant de défis s'annoncent encore avec le développement des technologies relatives aux énergies renouvelables et au stockage. Elle semble pourtant inéluctable et il est nécessaire d'adapter le cadre réglementaire afin d'anticiper ces challenges. Les enjeux sont colossaux et ne peuvent attendre : sécurité et adaptation du réseau, financiers et environnementaux. Ce constat doit nourrir les réflexions à venir en matière de politiques énergétiques.

L'Union européenne a choisi le champ de la concurrence affronter ces défis. Au moyen du régime de tarification, certaines juridictions favorisent davantage le développement de la *DG*, tandis que d'autres se montrent plus protectrice de l'investissement que les tarifs garantissent au réseau. Car ce bouleversement paradigmatique touche de nombreuses valeurs contradictoires, reflétées dans les lignes directrices européennes et régionales. C'est en appréciant l'ensemble de celles-ci qu'il appartient aux autorités de régulation de trouver le

juste milieu.

Dans cette perspective, on peut conclure que la régulation sectorielle, tout comme la régulation générale de la concurrence, vise finalement une certaine équité³⁷⁵.

§3. Réflexion critique sur le rôle du droit de la concurrence et de la régulation sectorielle

103. En fin de compte, les défis que soulève l'apparition de la production décentralisée dans la régulation du marché de l'électricité mettent en exergue deux notions désormais incontournables en droit de la concurrence.

Face à la transition qui s'opère dans le secteur énergétique, les États sont contraints de reconnaître le droit d'accès au réseau pour tout utilisateur. La libéralisation vise donc à garantir au consommateur une liberté de choix. Les « paquets énergie » européens offraient la possibilité à ses citoyens de choisir leur fournisseur d'électricité. On observe dans les initiatives plus récentes la consécration du consommateur « actif », dont le *prosumer* est l'exemple type. Cette décentralisation dans le chef du consommateur est d'ailleurs l'enjeu de la transition énergétique.

Ensuite, la *DG* pose la question de la contribution des *prosumers* aux frais du réseau. Le régulateur se voit imposé la mission, alors qu'il se substitue à la concurrence, de réguler le secteur dans le respect de principes contradictoires. Cette mise en balance d'intérêts, traditionnellement de la compétence du législateur et du juge, relève essentiellement de la notion d'équité.

Il semble même que les missions confiées aux autorités de régulation dépassent « l'équité économique » pour relever de l'organisation plus large de la société, notamment sur le plan environnemental. Car inévitablement, le rôle du régulateur, à savoir garantir l'équité du marché *ex ante*, relève de choix « politiques ».

³⁷⁵ Voy., A. LAMADRID DE PABLO, "Competition Law as Fairness", JeClap, 2017, vol. 8, n°3, p. 147.

Bibliographie

A. Législation

1. Union européenne

a) Règlements

- Règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie, *J.O.*, L 211, du 14 août 2009.

b) Directives

- Dir. (CE) n°28/2009 du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (« Directive Énergie Renouvelable »), *J.O.*, L. 140, 5 juin 2009, p. 16.
- Dir. (CE) n° 72/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, *J.O.*, L 211 du 14.8.2009, p. 55.
- Directive (UE) n°2012/27 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE, *J. O.*, L 315, 14 novembre 2012, p. 1, article 2.

c) Autres

- Note interprétative de la directive n° 72/2009, "The regulatory authorities", Commission européenne, 22 janvier 2010.
- Communication de la Commission du 3 mars 2010, « Europe 2020: Une stratégie pour une croissance intelligente, durable et inclusive », C.O.M. (2010), 2020 final.
- Proposition de Directive du parlement européen et du Conseil du 23 février 2017 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte), C.O.M. (2016), 767 final.
- Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil du 20 mai 2017 concernant le marché intérieur de l'électricité (refonte), C.O.M. (2016), 861 final/2.
- Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil du 20 mai 2017 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (refonte), C.O.M. (2016), 864 final/2.
- Résolution du Parlement européen du 26 mai 2016 sur une nouvelle donne pour les consommateurs d'énergie, I.N.I. (2015), 2323.
- Résolution du Parlement européen du 23 juin 2016 sur le rapport sur les progrès accomplis dans le secteur des énergies renouvelables, I.N.I., (2016), 2041.

2. Belgique

a) *Législation fédérale*

- Loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980, *M.B.* 15 août 1980, p. 9434, art. 6, §1, VII
- Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (« Loi Électricité »), *M.B.*, 11 mai 1999, p. 16278.
- Arrêté Royal du 3 mai 1999 relatif à la gestion du réseau national de transport d'électricité, *M.B.*, 02 juin 1999, p. 19961.

b) *Législation bruxelloise*

- Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, *M.B.*, 17 novembre 2001, p. 39135.
- Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 13 juillet 2006 approuvant le règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci, *M.B.*, 29 novembre 2006, p. 66046.
- Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte, *M.B.*, 8 janvier 2016, p. 475.

c) *Législation flamande*

- Décret du Parlement Flamand du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie, *M.B.*, 07 juillet 2009, p. 46192.
- Arrêté du Gouvernement flamand du 8 janvier 2016 approuvant le règlement technique pour la distribution de l'électricité dans la Région flamande, *M.B.*, 18 mars 2016, p. 18464.

d) *Législation wallonne*

- Décret de la Région Wallonne du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (« Décret électricité »), *M.B.*, 1^{er} mai 2001, p. 14118.
- Décret de la Région Wallonne du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, *M.B.*, 31 janvier 2017, p. 14808.
- Arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité (« AGW OSP »), *M.B.*, 27 avril 2006, p. 22143, art. 24bis.
- Arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération (« arrêté SER »), *M.B.*, 29 décembre 2006, p. 76126, art. 6bis.
- Arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011 approuvant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci, *M.B.*, 11 mai 2011, p. 27325.

3. France

- Code de l'énergie, Ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie, *J.O.R.F.*, 10 mai 2011, p. 7954.
- Code de la consommation, Ordonnance n° 2016-301 du 14 mars 2016 relative à la partie législative du code de la consommation, *J.O.R.F.*, 16 mars 2016, art. L224-8
- Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, *J.O.R.F.*, n°0189 du 18 août 2015, p. 14263.
- Loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables, *J.O.R.F.*, 25 février 2017, texte n°4.
- Décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, *J.O.R.F.* n°110 du 12 mai 2001 p. 7543.
- Décr. du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du code de l'énergie, *J.O.R.F.*, 30 avril 2017, texte n° 6.
- Arrêté ministériel du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum, *J.O.R.F.*, 10 mai 2017, texte n°20.
- Arrêté ministériel du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles, *J.O.R.F.*, 10 mai 2017, texte n° 21.
- Arrêté ministériel du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale, *J.O.R.F.*, 10 mai 2017, texte n° 22.

4. États-Unis d'Amérique

- U.S. Constitution, Article I, Section 8, Clause 3 and Amendment 10.
- U.S. Code, Title 16, Chapter 12 and Title 42, Chapter 84.
- Federal Power Act, June 10, 1920, ch. 285, 41, Stat. 1063.
- Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), November 9, 1978, Pub.L. 95-617, 92 Stat. 3117.
- Energy Policy Act of 2005 (EPACT 2005), Aug. 8, 2005, Public L. 109-58., 119 Stat. 594.
- Code of Federal Regulations (CFR), Title 18 Conservation of Power and Water Resources, April 1, 2004,

- FERC, Order n° 888, April 24, 1996, Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities.
- FERC, Order Granting Clarification and Dismissing Rehearing, 21 octobre 2010, 133 FERC ¶ 61,059 (2010).

a) Ohio

- Ohio Revised Code (O.R.C.), Title 49, Chapter 4928.
- Ohio Administrative Code (O.A.C.), §4901.

B. Jurisprudence

1. Belgique

- C. const., n° 130/2010, 18 novembre 2010, <http://www.const-court.be> (consulté le 28 mars 2017).
- C. const., n°97/2011, 31 mai 2011, <http://www.const-court.be> (consulté le 28 mars 2017).
- C. const., n°117/2013, 7 août 2013, <http://www.const-court.be> (consulté le 5 mai 2016).
- Bruxelles (18^e ch.), 27 novembre 2013, *M.E.R.* 2014, liv. 4, p. 319.
- Bruxelles (18^e ch.), 25 mars 2015, *M.E.R.* 2015, liv. 3, p. 242.
- Liège (12^e ch.), 30 juin 2015, *R.D.I.R.*, 2015, vol. 4, p. 458.
- Liège, 22 mars 2016, *R.D.I.R.*, 2016, vol. 2, p. 205.

2. France

- C.E. (9e-10e ch. réunies), 13 mai 2016, société Direct Energie, n°375501, www.conseil-etat.fr (consulté le 29 avril 2017).

3. États-Unis d'Amérique

- *Munn v. Illinois*, United States Supreme Court, 1^{er} octobre 1876, 94 U.S., p. 113 (1877).
- *Rhode Island PUC v. Attleboro Steam and Electric Company*, United States Supreme Court, 3 janvier 1927, 273 U.S., p. 83 (1927).
- *FERC v. Mississippi*, United States Supreme Court, 1^{er} juin 1982, 456 U.S., p. 742 (1982).
- *American Paper Institute, Inc. v. American Electric Power Service Corp.*, United States Supreme Court, 16 mai 1983, 461 U.S., p. 402 (1983).
- *Nantahala Power and Light Co. v. Thornburg*, United States Supreme Court, 476 U.S. p. 953 (1986).
- *New York v. FERC*, United States Supreme Court, 4 mars 2002, 535 U.S., p. 1, (2002).
- *Niagara Mohawk Power Corp. v. FERC*, United States Court of Appeals, District of Columbia Circuit, 11 juillet 1997, 117 F.3d, p. 1485 (1997).

- *Portland General Electric Corp v. FERC*, United States Court of Appeals, District of Columbia Circuit, 25 avril 2017, n°. 15-1237 (2017).
- *FirstEnergy Corp. v. Pub. Util. Comm.*, Ohio Supreme Court, 5 juin 2002, 95 Ohio St.3d , p. 401, (2002).
- *Comm. Rev. of Capacity Charges of Ohio Power Co.*, Ohio Supreme Court, 21 avril 2016, 147 Ohio St.3d, p. 59 (2016).

C. Doctrine

- BALDWIN R., CAVE M. et LODGE M., « Understanding Regulation : Theory, Strategy, and Practice », 2^e éd., Oxford, 2012, pp. 15-53, 339-355 et 443-451.
- BAUWENS T., « Socio-technical lock-in an the alignment framework : the case of distributed generation technologies », *C.R.N.I*, 2015, vol. 16, No. 2, Intersentia, pp. 155-181.
- BOLLEN M. et HASSAN F., *Integration of Distributed Generation in the Power System*, IEEE Press, 2011.
- CAMERON et HEFFRON, « Legal Aspects of EU energy regulation », 2^e éd., Oxford, 27 octobre 2016, pp 832.
- Carl Linvill, John Shenot, Jim Lazar, « Designing Distributed Generation Tariffs Well : Fair Compensation in a Time of Transition », *RAP*, 2013, www.raponline.org (consulté le 5 mai 2016), pp. 58.
- DE DEYNE L., « Juridische kenmerken van legitiem markttoezicht in de energiesector: De invloed van de constitutioneel-, bestuurs- en Europeesrechtelijke principes op de onafhankelijkheid en verantwoordingsplicht van energieregulators in België », Niet gepubliceerde Doctoraatsthesis, UHasselt en Maastricht University, 2017, pp. 76-79, 84-86, 91-93 et 99-100.
- DEGREEF C., GELDHOF W. et VAN DER STRAETEN T., « Afdeling 5 - De transmissie en distributie van elektriciteit » in *Energiericht in België en Vlaanderen*, Gent, Larcier, 2017, pp. . 113-153.
- DELVAUX B., HUNT M. et TALUS K., «EU Energy Law and Policy Issues », 4e vol., *E.L.R.F.*, Cambridge, Intersentia, 2014, pp. 360.
- DELVAUX B., VAN DRIESSCHE L. et TATON, X., « Federal Implementation of the UE Third Energy Package Survives Constitutional Test », *E.E.E.L.Rev.*, 2014, vol. 23, pp. 29-34.
- DIERPART J. et GELDHOF W., « La répartition des coûts du réseau : la bataille judiciaire continue », *RDIR*, 2016, vol. 1, p. 96-104.
- GELDHOF W. et DEGREEF C., « Nettareven voor elektriciteit en gas: beginselen en rechtskader », *RDIR*, 2014, liv. 2, p. 156.
- GELDHOF W. et DEGREEF C., « Nettareven voor elektriciteit en gas: beginselen en rechtskader », in *La tarification dans les industries de réseau*, *RDIR*, 2014, liv. 2, 156-172.
- GERKENS, I., « La promotion des énergies renouvelables en Belgique et en Europe : opportunités et contraintes – La flexibilité dans tous ses états. La flexibilité de l'accès

au réseau électrique pour la production décentralisée, une approche innovante », *R.D.I.R.* 2015, liv. 1, 3-79 et 2015, liv. 1, pp. 43-55.

- HRABCAKOVA B. et LIPTAK T., « EU Legislation on the electricity market : Introducing competition. Interaction between sector-specific regulation and EU competition rules. Third legislative package. », *Common L. Rev.*, vol. 13, 2014, p. 62.
- HUNT, M., et GODIN, J., « Industrie de réseau et droit de l' "Energie" : introduction à une matière en pleine effervescence », *R.D.I.R.*, 2014, liv. 1, pp. 33-55.
- KIND P. "Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business", Edison Electric Institute (EEI), 2013, <http://www.eei.org/ourissues/finance/documents/disruptivechallenges.pdf> (consulté le 17 juillet 2017), pp. 7- 13 et 25.
- KRUIJMER H., « Non-discriminatory Energy System Operation : What Does It Mean ? », *C.R.N.I.*, Volume 12 (2011), No. 3, pp. 260- 286.
- LAMADRID DE PABLO A., "Competition Law as Fairness", *JeClap*, 2017, vol. 8, n°3, p. 147.
- LAZAR J., « Electricity Regulation in the US: A Guide », *RAP*, 2011, (www.raponline.org), pp. 3-31, 47-58 et 100-104.
- LIENHARDT P-A et RAMBAUD A., "La Commission européenne présente sa réforme du marché européen de l'électricité", *E.E.I. Rev. mens. Lexisnexis*, 2017, pp. 34-35.
- LINDH F. R. & BONE T. W., « State jurisdiction over distributed generators », *E.L.J.*, 2013, Volume 34, No. 2.
- LYSY B., « Cadre légal pour la méthodologie tarifaire de la CWaPE pour 2018 - 2022 », Wolters Kluwer, Actualité, 2 février 2017, pp. 1-2.
- MARTY F., « L'unbundling dans le secteur électrique : quelques réflexions sur les remèdes structurels dans le cadre d'un marché oligopolistique », Documents de Travail de l'OFCE, 2009, pp. 1-55.
- MIGDEN-OSTRANDER J. et SHENOT J., « Designing Tariffs for Distributed Generation Customers », *RAP*, 2016, www.raponline.org (consulté le 18 juillet 2017), pp. 49.
- NIEROP S., « Network Competition in Electricity and Gas Distribution : Competition in Extensions », *ENLR.*, 2015, Q. 2, pp. 10.
- PERCEBOIS J., « Énergie et théorie économique : un survol », *Rev. éco. pol.*, vol. 3, Dalloz, 2001, pp.815-860.
- PETIT N., *Droit européen de la concurrence*, Paris, Librairie générale de droit et de jurisprudence, 2013, p. 684.
- RASKIN D., « The Regulatory Challenge Of Distributed Generation », *Harvard Business Law Review Online*, vol. 4, 2013, p. 38.
- REITER H. L. et GREENE W., « The case for reforming net metering compensation : why regulators and courts should reject the public policy and antitrust arguments for preserving the status quo », *37 Energy L.J.*, 2016, pp. 373-407.
- RENDERS D. (dir.) et BORN R., « Actualités du droit de l'énergie : la transposition

du "troisième paquet énergétique" européen dans les lois "électricité" et "gaz" », Bruxelles, Bruylant, 2013, pp. 453.

- RENESES J., PIA RODRIGUEZ M. et PÉREZ-ARRIAGA I.-J., « Electricity Tariffs » in *Regulation of the Power Sector*, London, Springer, 2013, pp 397-441.
- RIFFAULT-SILK J., « La régulation de l'énergie : bilan et réformes », *R.I.D.E*, 2011, t. 25, pp. 5-33.
- SCHOLZ U. & PURPS S., « The Application of EU Competition Law in the Energy Sector », *JeClap*, 2013, Vol. 4, No. 1, pp. 63- 82 ; 2014, Vol. 5, No. 2., pp. 100-112 and 2015, Vol. 6, No. 3, pp. 200- 209.
- THIBAULT J., « Implementing an Effective Renewable Energy Policy in the US : Can Feed-In Tariff Policies Be Successful for Advancing Renewable Energy Development ? », *EEELR*, 2014, vol. 23, pp. 233-249.
- TOMAIN J.P., « Traditionally-Structured Electric Utilities In A Distributed Generation World », *Nova L. R.*, 2014, vol. 38, pp. 473- 521.
- VERHOEVEN D., « Note : L'arrêt « Touche Pas à Mes Certificats Verts » : un regard wallon tantôt novateur, tantôt novice sur le contentieux des tarifs de distribution d'électricité », *RDIR*, 2015, vol. 4, pp. 461-465.

D. Divers

1. Autres

- Parlement européen, Direction générale des politiques internes de l'Union, Étude IP/A/ITRE/ST/2009-16 « Decentralized Energy Systems », <http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201106/20110629ATT22897/20110629ATT22897EN.pdf> (5 mai 2016)
- Décision du 30 septembre 2014 relative à la méthodologie de détermination de tarifs de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la première période de régulation 2015-2016, VREG.
- Décision du 24 août 2016 relative à la méthodologie tarifaire pour la distribution d'électricité et de gaz durant la période régulatoire 2017-2020, VREG.
- Décisions du 16 août 2014 relatives aux méthodologies tarifaires transitoires gaz et électricité 2015-2016, CWaPE.
- Décision du 11 février 2016 relative à la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Wallonie pour l'année 2017, CWaPE.
- Rapport de consultation du 31 mars 2017 relatif à la décision fixant la de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023, CWaPE
- Décision du 17 juillet 2017 relative à la méthodologie tarifaire gaz et électricité pour la période régulatoire 2019-2023, CWaPE.
- Note explicative concernant le tarif « prosumer », CWaPE, 17 juillet 2017
- Décision du 1^{er} septembre 2014 relative à la méthodologie tarifaire électricité,

BRUGEL

- Décision de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat, prise en application de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, *J.O.R.F.*, 17 janvier 2017, texte n° 18.
- Délibération de la CRE du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension
- Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.
- Délibération de la CRE du 19 janvier 2017 portant décision sur la demande de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, d'une nouvelle délibération sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.
- Délibération de la CRE du 13 avril 2017 portant avis sur le projet de décret relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15, D. 314-c à D. 314-25 du code de l'énergie.
- 10e rapport de suivi de la CRE sur le respect des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en 2015 et 2016, janvier 2017

2. Sources électroniques

- <http://www.eei.org>
- <http://www.apere.org>
- <https://ec.europa.eu>
- <http://www.midwestpub.com>
- www.raponline.org
- <http://www.vreg.be>
- <http://www.cwape.be>
- <http://www.cre.fr>
- <http://pubs.naruc.org>

Place Montesquieu, 2 bte L2.07.01, 1348 Louvain-la-Neuve, Belgique www.uclouvain.be/drt

