



L'industrie électrique américaine au défi de la transition bas-carbone

Carole MATHIEU

Avril 2016

L’Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d’information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l’Ifri est une association reconnue d’utilité publique (loi de 1901). Il n’est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L’Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l’échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l’Ifri s’impose comme un des rares think tanks français à se positionner au cœur même du débat européen.

Les opinions exprimées dans ce texte n’engagent que la responsabilité de l’auteur.

ISBN : 978-2-36567-551-2

© Tous droits réservés, Ifri, 2016

Comment citer cette publication :

Carole Mathieu, « L’industrie électrique américaine au défi de la transition bas-carbone », *Études de l’Ifri*, avril 2016.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Ifri-Bruxelles

Rue Marie-Thérèse, 21 1000 – Bruxelles – BELGIQUE

Tél. : +32 (0)2 238 51 10 – Fax : +32 (0)2 238 51 15

E-mail : bruxelles@ifri.org

Site internet : ifri.org

Auteur

Avant de rejoindre le Centre Énergie de l'Ifri, Carole Mathieu a été chargée de mission au sein de la Commission de Régulation de l'Énergie entre 2010 et 2014.

Dans le cadre de ses fonctions, elle a concouru à l'élaboration et à la défense des positions du régulateur français auprès des institutions européennes, des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures énergétiques et des acteurs des marchés électriques et gaziers. Ses travaux ont notamment porté sur l'harmonisation des règles de fonctionnement des réseaux et des marchés de gaz naturel en Europe et les questions de sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Union européenne. Elle a régulièrement animé des sessions de formation à l'Association Française du Gaz sur la politique européenne de l'énergie et sur la régulation.

Titulaire d'un Master en Affaires Publiques – filière Énergie de Sciences Po Paris, Carole Mathieu a également étudié à Boston College (Massachusetts, États-Unis).

Axes de recherche : politiques de lutte contre le changement climatique et transformation des systèmes énergétiques, politique européenne de l'énergie, sécurité d'approvisionnement énergétique.

Résumé

Cette étude se présente comme un complément à la lecture d'une précédente Note de l'Ifri publiée en février 2016, « Politiques énergétique et climatique des États-Unis », dans laquelle Sophie Méritet et Stéphanie Monjon décrivent l'évolution du bouquet énergétique américain au cours des deux mandats de Barack Obama.

Alors que la vague de libéralisation des années 1990-2000 a fait émerger un paysage industriel fragmenté, mais dorénavant stabilisé, la transition bas-carbone bouscule à nouveau les équilibres au sein du secteur électrique américain. Dans un contexte où se conjuguent faiblesse de la demande d'électricité, essor du photovoltaïque décentralisé et baisse de rentabilité des actifs de production marchands, les grands acteurs du système centralisé, les *utilities* et les producteurs indépendants, font aujourd'hui face à de profonds questionnements sur l'avenir de leurs modèles d'affaires.

Portés tout autant par les forces du marché que par des dispositifs de soutien public, ces facteurs de déstabilisation ont un impact encore difficile à évaluer mais la nécessité de maîtriser les transformations à venir est d'ores et déjà au cœur des débats. Dans les régions où la production est valorisée sur les marchés de gros, de nouveaux outils sont notamment à l'étude pour sécuriser la rémunération de certaines centrales avec, en toile de fond, la question d'une éventuelle dépendance excessive au gaz naturel. En parallèle, les États sont de plus en plus nombreux à s'interroger sur les modalités de soutien à la production décentralisée.

Si le *net metering*, le principal dispositif de soutien au photovoltaïque décentralisé, a rencontré un franc succès du fait de sa simplicité, il est aujourd'hui décrié en raison des problématiques de couverture des coûts de réseaux et de subventions croisées qu'il induit. Bien que les réformes soient toujours difficiles à mettre en œuvre, puisqu'elles supposent une confrontation d'intérêts de mieux en mieux organisés, un consensus commence à émerger en ce qui concerne la structure des tarifs de vente au détail. En revanche, les appels à une valorisation de la production décentralisée en fonction de sa valeur réelle pour le système se multiplient, sans qu'il n'y ait à ce jour de réelle convergence de vues sur la méthodologie à adopter.

Les acteurs traditionnels cherchent également à s'adapter, pour trouver des opportunités de croissance là où n'apparaissaient en premier lieu que des défis. La diversification des activités constitue un important levier de transformation, même si le cas d'NRG Energy illustre la difficulté de prendre des tournants stratégiques tout en maintenant la confiance des investisseurs. La régulation est elle aussi amenée à évoluer, pour permettre un alignement entre les intérêts financiers des *utilities* et les objectifs de la transition bas-carbone.

Plus fondamentalement encore, des États comme New York, la Californie ou encore le Minnesota engagent réflexions et débats sur l'optimisation des ressources centralisées et décentralisées. La structure industrielle en place influe sur les orientations retenues localement, notamment en ce qui concerne la délimitation entre l'univers régulé et les activités soumises au jeu concurrentiel. Pour autant, ces initiatives ont ceci de commun qu'elles cherchent à anticiper et accompagner les mutations, *via* un renforcement du rôle d'interface des *utilities* agissant en tant qu'opérateur du réseau de distribution, pour favoriser, à terme, l'émergence de nouveaux modèles d'affaires stables et performants.

Sommaire

INTRODUCTION	9
LA CRISE EXISTENTIELLE DES ACTEURS DU SYSTÈME CENTRALISÉ	13
L'organisation du système électrique américain après le mouvement de libéralisation	13
La menace d'une « spirale de la mort » pour les <i>utilities</i> , du mythe à la réalité	15
La baisse de rentabilité des actifs de production marchands	19
PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE DÉCENTRALISÉE : DE LA DIFFICULTÉ DE RÉFORMER LES DISPOSITIFS DE SOUTIEN	25
Panorama des discussions.....	25
Réformer les structures tarifaires	28
Fixer le prix du solaire décentralisé en fonction de sa valeur pour le système.....	30
S'ADAPTER PLUTÔT QUE RÉSISTER AU CHANGEMENT, REVUE DES RÉFLEXIONS EN COURS	35
Diversification des activités et nouveaux modèles d'affaires	35
Aligner les intérêts des utilities avec les objectifs de la transition bas carbone	37
Optimiser les ressources à l'échelle du système, un enjeu de planification ?	40
CONCLUSION	45
RÉFÉRENCES	47

Introduction

Aux États-Unis, la contestation de la légalité du *Clean Power Plan* devant les juges est sans surprise. Ce vaste programme, destiné à réduire les émissions de CO₂ des centrales électriques actuellement en fonction, est en effet inédit dans son contenu comme dans sa forme. Puisque toute action législative sur le sujet climatique était exclue du fait de l'opposition du Congrès, ces nouveaux standards d'émission, plus ambitieux que jamais selon le président Obama¹, sont habilement introduits par l'Agence fédérale de protection de l'environnement (EPA), sur instruction du pouvoir exécutif². La bataille juridique, qui s'est ouverte dès la publication du plan au registre fédéral le 23 octobre 2015, porte donc à la fois sur l'étendue du mandat de l'EPA et la faisabilité économique du plan, avec en chefs de file de la contestation les compagnies charbonnières et les États pour lesquels l'exploitation des mines de charbon représente toujours un important vivier d'emplois et de richesses.

La surprise fut en revanche bien plus grande lorsque la Cour suprême a décidé, le 9 février 2016, de suspendre l'application du plan jusqu'à l'épuisement des recours. Pris par cinq votes contre quatre, ce jugement constitue un sérieux revers pour le président Obama, qui quittera la Maison-Blanche avant l'annonce du verdict final, qui ne devrait pas intervenir avant fin 2016, voire début 2017. Il fragilise tout autant la confiance des partenaires des États-Unis, à l'heure du bilan de la COP21 et des premières étapes de mise en œuvre de l'Accord de Paris. Même si rien ne dit que le plan sera finalement enterré, les premières échéances seront au mieux reportées puisque, selon le calendrier initial, les États devaient soumettre à l'EPA leurs plans de mise en conformité avec les nouveaux standards d'ici l'été 2016.

La question qui vient alors est celle de savoir si une mise en échec du *Clean Power Plan* est véritablement de nature à empêcher la transition bas-carbone aux États-Unis. La réduction visée, de l'ordre de 32 % à l'horizon 2030 par rapport aux niveaux de 2005, est loin d'être

1. The White House, « Remarks by the President in Announcing the Clean Power Plan », 3 août 2015.

2. The White House, « Presidential Memorandum – Power Sector Carbon Pollution Standards », 25 juin 2013.

insignifiante, d'autant plus que le secteur électrique représente à lui seul plus du tiers des émissions de gaz à effet de serre du pays (EIA, 2015a). Sur le papier, l'effort est conséquent mais cela ne signifie pas nécessairement que le *Clean Power Plan* porte, en soi, une révolution pour le secteur électrique américain. À y regarder de plus près, la transformation est déjà largement à l'œuvre. Avec un charbon qui perd en compétitivité face à une production domestique de gaz abondante et bon marché et, en parallèle, des énergies renouvelables, éolienne et photovoltaïque en tête, qui connaissent des baisses de coûts spectaculaires, la production d'électricité avance déjà d'un pas sûr vers une moindre intensité carbone. Sur la période 2005-2014, la production d'électricité n'a crû que de 1 % alors que, dans le même temps, les émissions de CO₂ ont décliné de l'ordre de 15 % (EIA, 2015a). En somme, les forces du marché, amplifiées par les différents dispositifs de soutien aux renouvelables et autres réglementations sur les polluants atmosphériques³, font déjà pencher la balance vers l'objectif poursuivi par le *Clean Power Plan*.

Comme l'a récemment montré l'édition 2016 du sondage annuel réalisé par le média de référence *Utility Dive*, très peu nombreux sont les dirigeants des *utilities*, les grandes entreprises du secteur, à se dire opposés au *Clean Power Plan*. Au contraire, les deux tiers considèrent que les standards d'émissions sont acceptables ou auraient même pu être plus stricts (Utility Dive, 2016). Preuve ultime de cette réception sereine du nouveau plan, l'institut Edison, qui représente les quelque 200 *utilities* privées qui desservent environ 70 % des consommateurs finals, a choisi de rester en retrait des procédures judiciaires lancées à l'automne dernier.

Le *Clean Power Plan* ne suscite pas l'inquiétude parce qu'il vient essentiellement prolonger un mouvement et surtout établir les garde-fous contre tout retournement de tendance. Que le prix du gaz reparte à la hausse ou que certains dispositifs de soutien aux énergies renouvelables soient remis en cause ici ou là, le *Clean Power Plan* donne aux acteurs du secteur électrique la garantie que la réglementation prendra le relais, dans tous les États et pas seulement parmi ceux qui sont les plus portés sur la question environnementale. En son absence, la révolution devrait poursuivre sa marche mais serait plus exposée aux soubresauts du marché et à l'instabilité des politiques publiques.

Même sans cadre fédéral, la décarbonation du secteur électrique bouscule donc déjà les équilibres en place. Comme au sein de l'Union

3. Voir notamment les standards relatifs aux émissions de mercure et autres gaz toxiques, Mercury and Toxic Air Standards, introduits par l'Agence fédérale environnementale en novembre 2012.

européenne, on observe que les pièces du puzzle commencent à s'assembler, sans pour autant que ne soit établie une vision précise et stabilisée du rôle que les différents acteurs seront amenés à jouer. L'industrie électrique américaine est elle aussi en transition et la mise en œuvre du *Clean Power Plan* ne devrait qu'accompagner, voire accélérer, ce processus. Puisque le paysage industriel est particulièrement morcelé, avec des modalités d'ouverture à la concurrence variables selon les États et des politiques de soutien aux énergies renouvelables plus ou moins volontaristes, il n'y a pas une mais des expériences américaines en la matière. Pour autant, ce sont partout les mêmes grandes questions qui se posent. Quel rôle et quel modèle de régulation pour les *utilities* au XXI^e siècle ? Quel avenir pour les actifs marchands ? Comment faire coexister harmonieusement production centralisée et décentralisée ? Comment accompagner l'essor des consommateurs-producteurs sans nuire aux intérêts des consommateurs traditionnels ? Ou encore, comment encourager l'innovation en aval du réseau, tout en assurant la meilleure efficacité-coût globale du système électrique ?

Pour l'heure, aucune de ces questions n'est définitivement tranchée. Aux quatre coins du pays, les débats font rage, les initiatives et autres projets pilotes se multiplient, autant que les rétropédalages. Cette note se propose de dresser un panorama des transformations à l'œuvre, pour tenter de mieux cerner les contours du nouveau modèle d'organisation vers lequel le système électrique américain pourrait se diriger.

La crise existentielle des acteurs du système centralisé

L'organisation du système électrique américain après le mouvement de libéralisation

Le secteur électrique américain se caractérise aujourd'hui par une très forte fragmentation. Dans le schéma traditionnel, hérité du début du ^{xx}e siècle, l'électricité est produite, transportée, distribuée et commercialisée par des entreprises en situation de monopole sur une aire géographique donnée. Le revenu de ces entités, communément appelées *utilities*, est déterminé par l'autorité publique à un niveau permettant une couverture des coûts jugés efficaces et incluant un taux de retour sur capital engagé qui se veut suffisamment élevé pour justifier les investissements. On dénombre à ce jour près de 3 200 *utilities*, dont 210, les *investor-owned utilities* (IOU), sont détenues par des actionnaires privés et couvrent plus de 70 % des consommateurs finals, 2 009 sont détenues par des États ou des municipalités et 9 par l'autorité fédérale, et enfin près de 900 ont un statut de coopératives et sont donc détenues par des groupements de consommateurs, essentiellement dans des zones rurales. Outre ces structures d'actionnariat variées, toutes les *utilities* ne relèvent plus du modèle verticalement intégré. À partir de la fin des années 1970, et notamment l'adoption du *Public Utility Regulatory Policies Act* de 1978 qui introduit la méthodologie de tarification au coût évité pour les *utilities* achetant de l'électricité produite par des tiers, la concurrence se développe progressivement sur le segment de la production. Apparaissent alors de nouveaux acteurs, des producteurs *non-utility*, dont le statut est élargi par l'*Energy Policy Act* de 1992. Les marchés de gros centralisés prennent ensuite leur essor dans des années 1990, grâce aux directives 888 et 889 formulées en 1996 par le régulateur fédéral, la FERC, qui obligent notamment les *utilities* à fournir un accès libre au réseau et à facturer ce service de transport sur une base non discriminatoire. La création d'acteurs régionaux, les *Regional Transmission Organizations* et *Independent System Operators*, encouragée par la directive 2000 publiée en 1999 par la

FERC, permet aux réseaux de transport des *utilities* d'être opérés par un acteur indépendant à l'échelle de grandes régions, cet acteur prenant également en charge la gestion du marché de gros⁴. Dans le même temps, certains États décident d'ouvrir à la concurrence le marché de détail mais des difficultés de mise en œuvre et la crise californienne de 2000-2001 marquent un coup d'arrêt dans le mouvement de réforme, voire initient des retours en arrière. En 2015, on recense 21 États, sur 50, dans lesquels la concurrence est à l'œuvre sur le marché de détail (Borenstein et Bushnell, 2015).

Tableau 1 : les cinq structures dominantes pour les *utilities* américaines en termes d'actionariat et de contexte concurrentiel

I. <i>Utilities</i> privées	II. <i>Utilities</i> publiques (municipales ou coopératives)
a. Marché de gros ouvert à la concurrence	a. Marché de gros ouvert à la concurrence ④
i. Marché de détail ouvert à la concurrence ①	
ii. Marché de détail non-ouvert à la concurrence ②	b. Modèle verticalement intégré et schéma de production traditionnel ⑤
b. Modèle verticalement intégré et schéma de production traditionnel ③	

Source : Ronald Lehr (2013), « *Utility and Regulatory Models for the Modern Era* », *America's Power Plan*, Ifri.

Le processus de libéralisation du secteur ayant atteint des degrés divers selon les États, le concept de *utilities* a pris des contours plus flous. Certaines sont par exemple restées sur le modèle de l'opérateur verticalement intégré entièrement régulé, alors que d'autres ont délégué la gestion du transport à un opérateur régional, assumant uniquement la distribution et détiennent ou non des actifs dérégulés. En ce qui concerne les producteurs indépendants, leur part dans le volume total d'électricité produite aux États-Unis était de 35 % en 2012, contre 1,6 % en 1997 (Borenstein et Bushnell, 2015).

Deux décennies après l'amorce du processus de libéralisation, le paysage industriel semble aujourd'hui stabilisé mais la transition vers des sources de production plus sobres en carbone crée de nouveaux défis en termes d'organisation des activités.

4. Les Regional Transmission Operators et Independent System Operators couvrent aujourd'hui les deux-tiers du territoire des États-Unis (RAP, 2015).

La menace d'une « spirale de la mort » pour les *utilities*, du mythe à la réalité

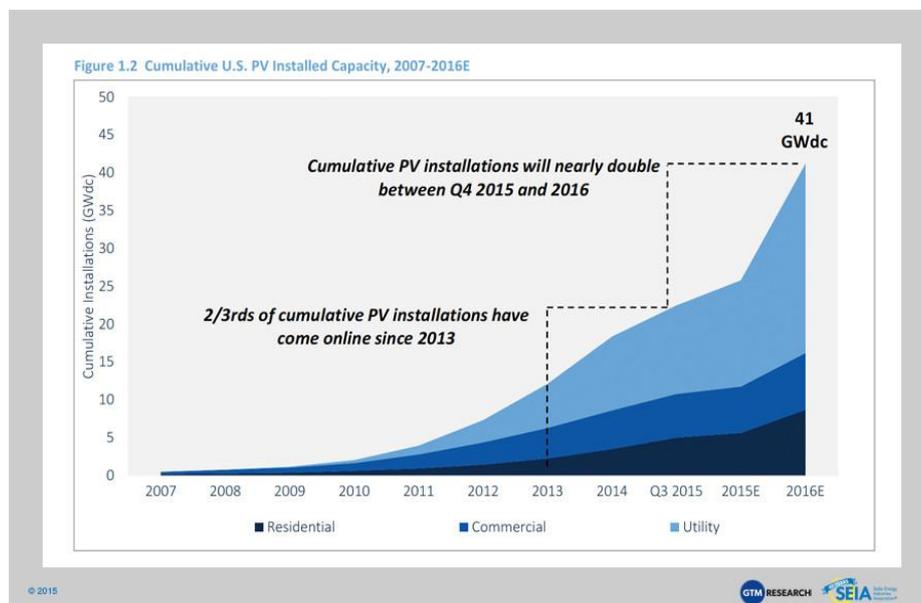
C'est véritablement en 2013 que la spéculation sur l'avenir des *utilities* prend de l'ampleur, avec la publication d'une étude commandée par l'institut Edison intitulée « *Disruptive Challenges : Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business* ». Son auteur, Peter Kind, fait le constat d'une juxtaposition de tendances qui menace de déstabiliser le modèle centralisé des *utilities*. La première de ces tendances concerne le tassement de la consommation d'électricité. Outre le ralentissement de la croissance démographique et la réorientation de l'économie vers des activités moins consommatrices d'énergie, des programmes de maîtrise de la demande sont actuellement en place dans 24 États (ACEE, 2015). On notera enfin que les clients sont de plus en plus nombreux à participer aux programmes d'effacement, destinés à adapter en temps réel la demande à l'offre électrique. Ils étaient 9,3 millions de clients à avoir contribué à de telles initiatives en 2014 (EIA, 2016a) et leur nombre devrait continuer à croître au vu de la récente décision de la Cour suprême confirmant l'autorité de la FERC pour réguler la participation de l'effacement aux marchés de gros régionaux, et donc le principe établi en 2012 d'une rémunération au prix de marché (*real time* et *day-ahead*)⁵. En conséquence de ces différentes mutations, la consommation d'électricité n'a progressé que de +1 % par an sur la dernière décennie et l'EIA (2016b) n'envisage pas de hausse sensible dans les années à venir, avec seulement +0,4 % de croissance prévue pour 2016 et +1 % pour 2017.

L'autre tendance, plus récente et potentiellement porteuse d'une rupture plus radicale, tient à l'essor d'une nouvelle catégorie d'acteurs, les consommateurs-producteurs ou *prosumers*, qui se dotent de capacités de production, principalement photovoltaïques, et diminuent de ce fait leur dépendance à l'électricité fournie par le réseau. C'est ici qu'intervient le parallèle avec l'industrie des télécommunications filaires. Comme cette dernière, le réseau électrique serait voué à perdre peu à peu des parts de marché, avec comme risque ultime la combinaison gagnante entre production décentralisée et système de stockage individuel efficace. Cet horizon reste théorique à ce stade mais l'essor du photovoltaïque dans le secteur résidentiel et commercial est lui bien réel depuis la fin des années 2000. Ce sont aujourd'hui 784 000 foyers et entreprises qui sont équipés

5. Federal Energy Regulatory Commission vs. Electric Power Supply Association, No. 14-840, (25 janvier 2016).

d'une installation solaire (SEIA/GTM, Q3 2015), dont 40 % sont situés en Californie (EIA, 2015b).

Graphique 1 : Capacité PV installée aux États-Unis, pour le secteur résidentiel, commercial et à grande échelle (*utility-scale*)



Source : SEIA/GTM Research (2015a), « U.S. Solar Market Insight, Q3 2015 ».

Ce dynamisme est général pour le photovoltaïque aux États-Unis. Sur les trois premiers trimestres 2015, il a représenté 30 % de l'ensemble des nouvelles capacités installées (SEIA/GTM, 2015). Porté par la baisse des coûts d'installation, qui a atteint 73 % entre 2006 et 2015 (SEIA/GTM, 2015), l'essor du solaire est aussi soutenu par divers dispositifs publics. Au niveau fédéral, un crédit d'impôt à l'investissement (*Investment Tax Credit* ou ITC) de 30 % s'applique notamment depuis 2006 aux installations photovoltaïques du secteur résidentiel, commercial et *utility-scale*⁶. Seize États ont également mis en place des crédits d'impôt additionnels pour le résidentiel. Ensuite, plus de la moitié des États (29 États et Washington D. C.) ont introduit des objectifs d'approvisionnement en électricité d'origine renouvelable (*Renewable Portfolio Standards* ou RPS) avec lesquels les *utilities* et les autres fournisseurs doivent se mettre en conformité à des dates données. Parmi ces États, cinq ont défini en complément des sous-objectifs visant spécifiquement la production renouvelable décentralisée (NC Clean Energy Technology Center, 2014).

6. Initialement, il était prévu que ce crédit arrive à expiration fin 2016. Néanmoins, le compromis budgétaire pour 2016, voté en décembre 2015, prévoit son extension jusqu'en 2019 au taux actuel de 30 %. À l'horizon 2022, ce taux sera ramené à 10 %.

Enfin, ce sont les mécanismes de rémunération de l'électricité injectée sur le réseau de distribution qui ont significativement contribué à rendre le photovoltaïque décentralisé compétitif. Aux États-Unis, le système le plus répandu est celui du *net metering*, ou comptage net/facturation nette. Introduit pour la première fois en 1979 dans l'État du Massachusetts, son avantage premier est celui de la simplicité. Au terme d'une période donnée, généralement le mois, la production non consommée et injectée sur le réseau est déduite des quantités qui sont soutirées du réseau et seul le résidu est payé par le consommateur. Par cette compensation, effectuée en règle générale sur la base du prix de détail, la facture du consommateur-producteur est réduite, ce qui améliore nettement l'attractivité de l'investissement dans le photovoltaïque décentralisé, par rapport au seul bénéfice de l'autoconsommation. En outre, le *net metering* offre au détenteur de l'installation photovoltaïque un outil de couverture contre le risque d'augmentation du prix de vente au détail puisqu'une partie de son approvisionnement a un coût connu et stable, celui de l'investissement initial⁷. En termes pratiques, ce système ne nécessite qu'un seul compteur, si ce dernier est en mesure de tourner dans les deux sens, et l'impact sur la facturation reste très lisible pour le consommateur-producteur. D'autre part, il est relativement aisé à mettre en œuvre d'un point de vue politique, puisqu'il évite à la puissance publique d'avoir à attribuer explicitement une subvention à ce type d'installation. Fort de ces nombreux atouts, le *net metering* s'est généralisé dans les années 1980-1990. Il est actuellement en place dans 43 États et l'*Energy Policy Act* de 2005 requiert son application par toutes les *utilities* publiques dès lors que leurs clients en font la demande.

Le consensus s'est néanmoins rompu aux débuts des années 2010, lorsque, sous l'effet conjugué de la baisse du coût de la technologie et des innovations commerciales⁸, les volumes concernés par ce système de compensation ont cessé d'être marginaux. La capacité solaire décentralisée a atteint 11 GW à l'échelle des États-Unis fin 2015 et devrait être multipliée par huit d'ici 2030, si les dispositifs actuels sont maintenus⁹ (Gagnon et

7. Ou bien celui du loyer mensuel versé à une société tierce propriétaire de l'installation (solar leasing), ou encore celui du contrat d'achat de la production (power purchase payments) à une société tierce propriétaire de l'installation.

8. Le modèle de propriété d'une tierce partie (third-party ownership), associé aux loyers ou aux contrats d'achat, couvre 60 % du marché du photovoltaïque et 90 % dans le segment résidentiel. (GTM/SEIA, 2015b).

9. Parmi les hypothèses retenues pour le scénario de référence développé par NREL figurent celle d'un prix du carbone nul au niveau fédéral et celle d'un maintien du *net metering*, avec un potentiel basculement vers une rémunération de l'excès de production au niveau du prix de gros lorsque les plafonnements existants en termes de capacités sont atteints.

Sigrin, 2016). La crainte des *utilities* est que les économies de facture ne deviennent telles qu'elles mettent en péril leur modèle d'affaire. En effet, dans la mesure où ces consommateurs-producteurs restent raccordés au réseau pour assurer leur alimentation lorsque la production sur site est absente ou insuffisante, le dimensionnement des infrastructures, en particulier de réseaux, demeure inchangé puisque la pointe de consommation et donc le niveau maximal de transit n'est pas réduit a priori. Le défaut principal du *net metering* est bien de rémunérer l'excès de production au prix de détail et donc à un niveau potentiellement supérieur à la valeur réelle pour le système électrique. Par ailleurs, le traitement tarifaire est identique pour l'énergie injectée et soutirée alors qu'elles présentent des coûts différents selon que l'on se situe ou non en période de pointe. Dans une telle situation, ce sont les autres utilisateurs du réseau, ceux qui ne disposent pas d'installations photovoltaïques, qui doivent couvrir l'éventuel manque à gagner pour les *utilities*. La « spirale de la mort » est enclenchée dès lors que ces hausses de factures incitent les utilisateurs standards du réseau à rejoindre cette catégorie des consommateurs-producteurs. Les coûts fixes inchangés sont à répartir sur une base de consommation nette de plus en plus restreinte, jusqu'à faire tomber le modèle traditionnel de rémunération des *utilities*, fondée sur les ventes d'électricité. Cette perspective est d'autant plus préoccupante que les besoins d'investissements dans le réseau de transport et de distribution sont significatifs, avec une estimation de 880 milliards de dollars sur la période 2010-2030 (Brattle Group, 2008). Le maintien d'un haut niveau de fiabilité du réseau électrique est un enjeu de plus en plus prégnant dans un contexte de numérisation de l'économie, d'exposition accrue aux événements climatiques extrêmes et aussi d'émergence du risque de cyber-attaque sur les infrastructures. Pour réaliser ces investissements, dont l'amortissement s'étale sur plusieurs décennies, il faut pourtant une pleine confiance sur la couverture des coûts. Si les investisseurs perçoivent un risque réglementaire, alors il s'en suivrait une augmentation du coût du capital, dégradant la capacité d'investissement des *utilities* et renforçant là encore le cercle vicieux.

Pour autant, trois ans après que l'alerte ait été lancée, ces mêmes enjeux sont abordés avec plus de sérénité. La menace d'une érosion substantielle des ventes est avant tout relativisée. Dans un scénario extrême, avec des gains en efficacité énergétique de 2 % par an et une croissance du marché des installations photovoltaïques individuelles de 15 % par an, l'érosion des ventes d'électricité ne serait que de 10 % à l'horizon 2040 (Nadal et Herndon, 2014). L'inquiétude n'a d'ailleurs pas gagné les investisseurs, qui continuent de plébisciter les rendements stables que leur offrent les *utilities*. Ces dernières sont aujourd'hui

valorisées au-dessus de la moyenne des quinze dernières années et à des nouveaux comparables au SP500, comme le relève Peter Kind dans une actualisation de son rapport de 2013 (Kind, 2015). En somme, il n'y a pas de réaction du marché parce que les ventes ne connaissent pas de baisse sensible et que le manque à gagner généré par le *net metering* est aujourd'hui supporté par les consommateurs résiduels, et ce d'autant plus facilement que le surcoût est contrebalancé par la baisse du prix des combustibles, gaz en particulier (Kind, 2015). Le péril à long terme n'est pas écarté, en témoigne une récente étude (Gagnon et al, 2016) qui évalue le potentiel technique de production des installations photovoltaïques sur toitures à 1432 TWh/an soit l'équivalent de 39 % des ventes annuelles d'électricité, mais il est tout de même davantage question d'adaptation que de faillite imminente du modèle des *utilities*.

La baisse de rentabilité des actifs de production marchands

Sur le plan de la production marchande, celle valorisée sur les marchés de gros, les inquiétudes sont tout aussi fortes. Pour l'année 2015, les prix moyens mensuels observés sur les principales bourses pour les périodes de pointe étaient de 27 à 37 % inférieurs à leurs niveaux de 2014 (EIA, 2016c). Les marchés de gros de l'électricité suivent la tendance baissière observée sur le marché du gaz, puisque ce sont les centrales au gaz qui définissent le prix marginal de l'électricité sur la plupart des marchés régionaux. Or les prix spot du gaz échangé au Henry Hub se sont établis en moyenne à 2,61\$/MMBtu, ce qui représente le niveau le plus bas jamais observé depuis 1999 (EIA, 2016c). D'autres facteurs de baisse viennent s'ajouter, notamment la faible croissance de la demande d'électricité, le développement de l'effacement et enfin l'essor des énergies solaires et éoliennes au coût marginal de production très faible. Pour l'année 2013, l'impact des objectifs d'approvisionnement en énergies renouvelables, les RPS, sur les prix de gros a été évalué entre 0 et 0,5 cents par kWh selon les régions considérées, se traduisant par un transfert de richesse annuel depuis les producteurs vers les consommateurs américains pouvant aller jusqu'à 1,2 milliard de dollars (Wiser *et al.*, 2016).

Dans ce contexte, les actifs charbonniers et nucléaires sont fortement mis à mal. Sur l'année 2015, 14 GW de capacité de production au charbon ont été retirés, ce qui représente 5 % de l'ensemble des capacités charbon en place fin 2014. Par ailleurs, les retraits annoncés pour 2016 et 2017 concernent 10,7 GW de capacité supplémentaire (EIA, 2016b). Le nucléaire, qui ne fait pourtant pas face aux mêmes contraintes en termes d'émissions que le charbon, voit également sa rentabilité décroître. Dans le

cas des dernières fermetures de centrales, celle de Kewaunee d'une capacité de 556 MW, située dans le Wisconsin et opéré par Dominion Resources jusqu'en 2013 ou encore celle de Yankee d'une capacité de 604 MW, située dans le Vermont et opéré par Entergy jusqu'en 2014, la faiblesse des prix de gros est évoquée comme principal motif. En 2015, Entergy a également annoncé la fermeture anticipée de deux nouvelles centrales nucléaires, celle de Pilgrim d'une capacité de 728 MW située dans le Massachusetts et celle de Fitz-Patrick de 838 MW située dans l'État de New York. Dans son communiqué relatif à la fermeture de Pilgrim, Entergy dénonce les failles dans le design du marché électrique de la région, qui empêchent une juste valorisation des bénéfices apportés par le nucléaire, à savoir une production décarbonnée et stable, avec un stockage du combustible sur site (Entergy, 2015). Sur la même ligne, Exelon a annoncé courant 2015 une possible fermeture de la centrale nucléaire de Quad Cities dans l'Illinois, si aucune réforme n'était mise en place pour reconnaître l'attribut non carboné de cette source de production.

Pourtant, des mécanismes de capacités, destinés à rémunérer la capacité disponible, sont en place dans tous les grands marchés régionaux, comme PJM qui rassemble 13 États de l'Est des États-Unis, ISO-NE qui couvre la Nouvelle-Angleterre ou encore NYISO qui couvre l'État de New York. Ils ont même le plus souvent fait l'objet de renforcements ces dernières années, notamment après l'épisode de froid intense de l'hiver 2013-2014 et les ruptures d'approvisionnement qui s'en sont suivies. L'opérateur régional PJM a notamment actualisé son modèle (*capacity performance model*), en permettant une rémunération plus élevée associée à des contraintes de disponibilité de la capacité plus strictes. La première enchère incluant ces modifications, pour l'année 2018-2019, a conduit à des prix d'adjudication 37 % supérieurs que ceux observés l'année précédente, pour l'année 2017-2018. Cette bonne nouvelle pour les revenus des producteurs pourrait cependant ne pas suffire à justifier une poursuite d'activité, parce que ce supplément de rémunération est annuel, sans garantie sur la tendance de plus long terme, et, plus fondamentalement, parce que les montants concernés restent marginaux. En 2014, les revenus associés à la capacité ont représenté moins d'un cinquième des revenus associés au marché de gros de la zone PJM (RTO Insider, 2015).

Dans ce contexte, la santé financière des producteurs indépendants est sérieusement dégradée. L'année 2015 fait figure d'année noire, avec une baisse du cours des actions de 30 à 66 % pour les plus grands producteurs que sont AES, Calpine, Dynergy, NRG et Talen (Kunkel, 2016). En parallèle, les *utilities* présentes sur ces segments dérégulés cherchent à se séparer de leurs actifs marchands, comme NextEra qui a décidé de vendre

deux centrales à gaz situées au Texas, d'une capacité totale de 3 000 MW. Même si les centrales au gaz sont aujourd'hui compétitives, la transaction est présentée par le président de NextEra, Armando Pimentel, comme cohérente avec « la stratégie [de l'entreprise] de réduire l'exposition marchande tout en recyclant le capital dans le portefeuille en expansion d'actifs adossés à des contrats long terme¹⁰ ». Les *utilities* cherchent effectivement à étendre leurs portefeuilles d'actifs régulés et privilégient la production renouvelable, qui bénéficie de contrats d'achat à long terme et n'est donc pas exposée aux fluctuations du marché de gros. Dans son plan d'investissement à l'horizon 2019, NextEra indique ainsi que 3,5 milliards de dollars seront dédiés aux actifs de production éoliens et solaires et que sa filiale Florida Power and Light consacrera 7,5 milliards de dollars à la modernisation de son réseau de transport et de distribution (Market Realist, 2016).

Une autre stratégie consiste à tenter de convaincre les autorités de régulation de la nécessité de mettre en place des contrats d'achat à long terme pour la production en base devenue non compétitive sur les marchés de gros. Deux cas sont aujourd'hui en discussion dans l'Ohio. D'une part First Energy demande à la Public Utility Commission of Ohio, PUCO, d'approuver des contrats d'achat sur quinze ans qui couvriraient la production de deux de ses centrales à charbon, d'une centrale nucléaire et de ses parts dans deux autres unités de production charbon opérées par Ohio Valley Electricity Corporation, OVEC, soit un total de 3 300 MW. D'autre part, American Electric Power, AEP a également proposé des arrangements similaires pour neuf de ses centrales à charbon et sa part dans une autre, opérée par OVEC, soit une capacité totale de 3 100 MW. Dans les deux cas, les *utilities* proposeraient à la vente la production ainsi contractée sur les marchés PJM d'énergie, de capacités et de services système, et factureraient les coûts ou gains nets (différence entre le prix de marché et le coût réel de production) au consommateur. L'argument avancé pour justifier de tels transferts de risque est que, en leur absence, l'Ohio ferait face à une dépendance excessive au gaz. Alors que, dans cet État, les centrales au gaz ne représentaient qu'à peine 1 % de la production d'électricité en 2004, ce chiffre est passé à environ 25 % en 2015 (EIA, 2015c). Or la fiabilité de ces centrales est en doute dans la mesure où leur approvisionnement dépend des éventuelles contraintes sur le réseau gazier et que les ruptures ne peuvent être totalement exclues, comme l'a montré l'épisode du vortex polaire de l'hiver 2013-2014, avec des hausses des

10. Communiqué de presse de NextEra Energy Resources, « NextEra Energy Resources Agrees to Sell Texas Fossil Generating Assets to an Affiliate of Energy Future Holdings », 27 novembre 2015.

factures d'électricité hivernales atteignant 80 % pour les clients résidentiels de l'État de New York par exemple (NYS DPS, 2014). Par ailleurs, First Energy et AEP suggèrent que le consommateur sera gagnant sur le long terme, en prenant pour hypothèse une hausse prochaine des prix du gaz. En décembre 2015, les deux acteurs sont parvenus à un accord avec les services de l'autorité de régulation, prévoyant dans les deux cas un contrat d'achat sur huit ans, associé pour AEP à des engagements de déploiement de capacités solaires et éoliennes et de modernisation du réseau. Ces annonces, qui ne seront confirmées qu'après approbation par le Collège de PUCO, ont déclenché une salve de critiques de la part des producteurs concurrents. Exelon et Dynergy se sont notamment dits en mesure de proposer des offres concurrentes, à des prix inférieurs que ceux proposés dans le cadre des deux contrats, avec un approvisionnement nucléaire depuis l'Illinois dans le cas du premier et la construction de centrales au gaz dans le cas du second. Par ailleurs, PJM, l'opérateur du réseau régional, lance une étude sur les implications d'une telle re-régulation de 6 400 MW de capacités de production sur le fonctionnement du marché régional et sa capacité à attirer de nouveaux investissements dans la zone.

Si ces mesures venaient à être approuvées par le régulateur de l'Ohio, il y aurait tout de même fort à parier que leur légalité soit contestée devant les juges fédéraux, comme ce fut le cas pour les mesures de soutien à la construction de nouvelles centrales dans le New Jersey et le Maryland. Dans ces deux États, les régulateurs avaient introduit en 2011-2012 des contrats pour différence (*contract for difference*), d'une durée respective de 15 et 20 ans, pour assurer un revenu stable aux opérateurs de ces nouvelles centrales, indépendamment du résultat des enchères de capacités de la zone PJM. Ces dispositions ont été rejetées par les juges en 2013, en raison de leur interférence avec l'autorité exclusive dont jouit la FERC sur le transport et les ventes d'électricité dans le commerce inter-états¹¹. En octobre 2015, la Cour suprême a annoncé qu'elle se prononcerait prochainement sur les deux cas. En somme, même si certains États manifestent de plus en plus clairement cette volonté de contrer les insuffisances présumées des marchés régionaux, leurs initiatives locales sont perçues sources d'incohérences régionales et restent donc exposées au refus des autorités fédérales.

Ainsi, cette structure industrielle fragmentée, mais stable, issue de la vague de libéralisation, se trouve de nouveau bousculée. Les *utilities*

11. PPL EnergyPlus, LLC vs. Douglas Nazarian, et al., Civil Action No. MJG-12-1286 (Maryland) (30 septembre 2013) et PPL EnergyPlus, LLC vs. Robert M. Hanna, et al., Civil Action No. 11-745 (New Jersey) (11 octobre 2013).

craignent pour la couverture des coûts de leurs activités régulées et les producteurs valorisant leur électricité sur les marchés peinent à maintenir leurs centrales en activité. Dans cette industrie en profonde transformation, les autorités de régulation des différents États cherchent de nouveaux paradigmes qui assureraient une articulation plus harmonieuse des forces du changement. Le premier des chantiers concerne la production renouvelable décentralisée, pour laquelle les régulateurs entendent construire un cadre réglementaire favorable, mais aussi juste du point de vue des autres utilisateurs du réseau.

Production photovoltaïque décentralisée : de la difficulté de réformer les dispositifs de soutien

Panorama des discussions

Le *net metering* est aujourd'hui sous le feu des critiques, en raison des transferts de charge qu'il est susceptible d'introduire. C'est lorsqu'il est conjugué à un système de tarification exclusivement ou largement volumétrique (en \$/kWh), ou plus encore à un système de tarification par blocs croissants, destiné à facturer plus lourdement les gros consommateurs, que les effets d'aubaine sont les plus grands¹². Au troisième trimestre 2015, 29 États avaient introduit des mesures correctrices ou envisageaient des modifications à la législation en place, concernant le *net metering* directement ou le design des tarifs de vente aux consommateurs finals (NC Clean Energy Technology Center and MCG, Q3 2015).

Les débats sont particulièrement difficiles parce qu'ils ne sont pas purement techniques mais font au contraire intervenir des notions plus politiques, comme l'équité ou la liberté de choix des consommateurs. Les partisans d'une réforme rappellent que les ménages défavorisés sont les moins à même de s'équiper d'une installation photovoltaïque, pour des questions de propriété de la toiture et d'accès au financement pour réaliser l'investissement initial. Ainsi, les 49,1 millions de ménages disposant d'un revenu annuel inférieur à 40 000 \$ représentent 40 % de l'ensemble des ménages américains mais moins de 5 % des détenteurs d'installations solaires (Mueller et Ronen, 2015). La subvention croisée a donc lieu entre ces ménages, pour qui l'énergie représente par ailleurs une part plus importante du budget, et les ménages les plus aisés. Ce sont sur ces arguments que s'est par exemple formée en Californie, la coalition « Fix My

12. Dans le cas de la Californie, la valeur actuelle nette moyenne des économies réalisées par le consommateur-producteur résidentiel serait de presque 7 000 \$ plus élevée avec le système de tarification par blocs croissants, que si une tarification uniforme était en place. (Borenstein, 2015).

Energy Bill » pour réclamer le rétablissement d'un traitement équitable pour l'ensemble des consommateurs. Néanmoins, le même constat peut tout aussi bien être utilisé par le camp adverse, pour défendre une extension des dispositifs de soutien au photovoltaïque décentralisé et donc un élargissement de ces bénéficiaires. Par ailleurs, soutenir les consommateurs-producteurs, c'est aussi soutenir l'indépendance des consommateurs vis-à-vis du système centralisé, un argument qui trouve un large écho dans un pays fermement attaché à la notion de liberté individuelle. Cet intérêt pour les systèmes décentralisés est même renforcé avec les questionnements sur la fiabilité du réseau en situation d'événements climatiques extrêmes. Dans son dernier discours sur l'état de l'Union, le président Obama a par ailleurs souligné que les États-Unis « prenaient des mesures pour donner aux propriétaires de leurs logements (*homeowners*) la liberté de générer et stocker leur propre énergie, une chose pour laquelle les écologistes et les Tea Parties ont rassemblé leur soutien¹³ ». En effet, le sujet dépasse le clivage habituel entre Démocrates et Républicains et suscite des alliances inédites. Debbie Dooley, une activiste du Tea Party, s'est fait connaître du grand public pour son combat en faveur de l'expansion du solaire résidentiel en Géorgie, œuvrant pour la constitution d'une « Green Tea Coalition » avec l'organisation environnementale Sierra Club. Cette initiative lancée en 2013 a permis de lever certaines barrières réglementaires au déploiement du solaire décentralisé, en autorisant par exemple la réalisation de l'investissement initial par une société tierce, et non plus nécessairement par le consommateur-producteur lui-même. En Floride, une coalition tout aussi hétéroclite prend le nom de « Floridians for Solar Choice » et cherche actuellement à obtenir le nombre suffisant de signatures pour organiser un référendum d'initiative populaire fin 2016 et obtenir les mêmes arrangements que ceux adoptés en Géorgie, *via* un amendement constitutionnel. L'enjeu est d'ouvrir le marché du solaire en Floride, qui n'est aujourd'hui que le 14^e à l'échelle du pays en termes de capacité installée (SEIA, 2016), malgré des conditions d'ensoleillement particulièrement favorables.

Plus généralement, revenir sur des dispositifs de soutien en place est un exercice compliqué dès lors que les intérêts sont constitués et en mesure de faire entendre leurs voix. À cet égard, il faut noter que l'industrie solaire emploie à ce jour 209 000 travailleurs aux États-Unis, dont 63 % dans le secteur résidentiel et 15 % dans le secteur commercial. Sur l'année 2015, 35 052 nouveaux emplois ont été créés dans ce secteur, ce qui représente

13. Discours sur l'état de l'Union du président Barack Obama, 12 janvier 2016.

un taux de croissance 12 fois supérieur à celui observé pour l'ensemble de l'économie américaine. Par rapport à l'industrie de l'exploitation du charbon, l'emploi dans le secteur solaire est 77 % plus élevé (Solar Foundation, 2016). Ce poids en termes d'emplois est un argument de plus pour le lobby du solaire, la Solar Energy Industries Association (SEIA), qui a considérablement développé son action au cours des dernières années et vient de connaître sa première grande victoire, avec l'extension du crédit d'impôt fédéral voté fin 2015. Au-delà des intérêts privés, les consommateurs-producteurs forment aussi des groupements influents et contestent vivement les changements réglementaires. Une vive polémique est née récemment au Nevada où l'autorité de régulation, NPUC, souhaite revoir les incitations octroyées au marché du solaire résidentiel qui est passé, entre 2013 et 2014, de la 28^e à la 14^e place au classement national avant d'atteindre, en 2015, la 2^e place (Green Tech Media, 8 janvier 2016). Pour mieux juguler cet essor, le régulateur a pris la décision de réduire progressivement, à compter du 1^{er} janvier 2016, la compensation accordée dans le cadre du *net metering*, pour la ramener au niveau du prix de gros d'ici 2020, et d'augmenter de 12,75 \$ à 38,51 \$ d'ici 2020 les charges de service qui sont facturées mensuellement au détenteur de l'installation solaire. La singularité de cette décision est qu'elle s'applique à toutes les installations, y compris aux 18 000 existantes à ce jour, ce qui est de nature à remettre en cause la logique des investissements décidés préalablement. Le régulateur défend sa position en soulignant la nécessité de protéger 98 % des consommateurs qui, sous l'ancien système, devaient supporter un transfert de coût de 16 millions de dollars par an¹⁴. Pour autant, ce changement des règles du jeu en cours de route suscite la colère des consommateurs-producteurs qui ont organisé des manifestations à Las Vegas, début janvier 2016, lancé cinq pétitions et aussi initié une action collective en justice contre l'opérateur public, Nevada Energy, pour avoir trompé les consommateurs sur les bénéfices futurs associés à un investissement dans les installations solaires. Les développeurs de panneaux photovoltaïques, comme SolarCity, Vivint et Sunrun, ont aussitôt annoncé leur retrait du Nevada et le licenciement de 650 employés. Interrogés sur ce sujet, les trois candidats à la primaire démocrate, Hillary Clinton, Bernie Sanders et Martin O'Malley, ont fermement désapprouvé cette décision, sachant aussi que le président de l'autorité de régulation du Nevada a été précédemment nommé par le camp Républicain. Face à l'ampleur de la controverse, Nevada Energy a présenté début février 2016 de nouvelles options, permettant par exemple d'étaler la transition sur une

14. Propos cités par Green Tech Media, 14 janvier 2016, « Nevada Regulators Refuse to Back Down on Rate Changes for Rooftop Solar ».

plus longue période (NV Energy, 2016). Le régulateur devra donc se prononcer à nouveau sur le dispositif de soutien dans les prochains mois.

Cet épisode a néanmoins peu de chances d'établir un précédent, dans la mesure où les décisions rétroactives sont généralement évitées. Même à Hawaï, où la pénétration du photovoltaïque décentralisé atteint pourtant déjà les 20 % sur certaines îles (Champley, 2014), le nouveau plan à l'étude prévoit également une réduction du montant des crédits accordés dans le cadre du *net metering*, mais seulement pour les nouvelles installations. Cela étant, même sans opérer un virage aussi radical que le Nevada, tous les États engagés dans la réforme des dispositifs de soutien font face à une opposition de plus en plus structurée, qui les incite aussi à s'orienter vers des réponses plus complexes.

Réformer les structures tarifaires

Dans la perspective tant redoutée de voir s'effondrer le modèle de rémunération des *utilities* en raison de la baisse des ventes de l'électricité fournie par le réseau, de nombreuses réflexions sont en cours pour ajuster les structures tarifaires. Dès 2013, le rapport commandité par l'institut Edison pointait la nécessité de s'écarter du modèle de tarification purement volumétrique et d'introduire une part fixe, ou d'augmenter cette part, dans la facture d'électricité. Fin 2015, on recensait 26 demandes de ce type à l'étude dans 18 États. L'augmentation moyenne demandée est de 70 % et six *utilities* demandent même une augmentation supérieure à 100 % (NC Clean Energy Technology Center, Q3 2015). Différentes formules ont été proposées, avec notamment la facturation d'un montant forfaitaire par consommateur raccordé au réseau, d'un montant qui est fonction de la capacité maximale souscrite (en \$/kW), ou encore d'un montant minimum, par exemple 20 \$ donnant droit aux premiers 100 kWh consommés. Certaines formules ont vocation à s'appliquer à l'ensemble des consommateurs, d'autres seulement aux consommateurs-producteurs, mais elles restent, dans tous les cas, l'objet de débats particulièrement vifs.

Leur justification première est toujours que les coûts de réseaux et autres coûts de systèmes sont seulement réduits si la consommation de pointe est elle-même réduite. Or, à moins que l'autoconsommation soit réalisée lors de ces périodes de pointe, ce qui n'est pas encouragé dans le cadre du *net metering* simple, alors les consommateurs-producteurs génèrent les mêmes coûts pour le réseau que dans la période *ex ante*. Ce serait donc en augmentant la part fixe des factures que l'on parviendrait à donner un juste prix à la valeur assurantielle du réseau.

Néanmoins, augmenter cette part fixe aux dépens de la part variable peut remettre en cause un autre objectif de politique énergétique, qui est de promouvoir la maîtrise de la demande. Les ménages à faible consommation, situés en milieu urbain, dans des logements efficaces énergétiquement, ou, très souvent, disposant de revenus modestes, seraient pénalisés par rapport aux ménages à forte consommation, plus souvent situés dans les milieux ruraux et disposant de plus grands revenus (Lazar et Gonzalez, 2015). De ce point de vue, il est logique que les autorités de régulation se soient montrées réticentes à accepter les requêtes des *utilities*, ou du moins qu'elles n'approuvent que des augmentations bien inférieures à celles proposées, comme ce fut récemment le cas dans les États du Kansas et du Missouri (NC Clean Energy Technology, Q3 2015).

Par ailleurs, certains contestent également la justification première de ces demandes, dans la mesure où une partie très restreinte des éléments constitutifs du réseau de distribution est effectivement dimensionnée en fonction de la puissance maximale associée au consommateur individuel. La majeure partie des coûts est bien dérivée de la pointe de demande à l'échelle du système, et non du consommateur individuel. En incitant tous les consommateurs à réduire leur demande de pointe individuelle, on ne cible pas précisément ceux qui sont présents lors de la pointe du système et, dès lors, on pénalise les autres (Lazar et Gonzalez, 2015). Enfin, l'augmentation des parts fixes pourrait effectivement freiner la baisse des revenus des *utilities* mais aussi renforcer l'attractivité économique des solutions de stockage individuel et donc simplement inciter les consommateurs à attendre ce point de basculement qui les conduirait à se retirer totalement du réseau (Bronksi *et al.*, 2015). Majorer la composante fixe des factures empêcherait donc les *utilities* de s'adapter et d'œuvrer, dès à présent, pour une coexistence harmonieuse et efficace entre systèmes centralisés et décentralisés.

La contestation est telle que même l'auteur du rapport de 2013, Peter Kind, considère désormais que des charges fixes mensuelles élevées ne sont pas une solution pérenne au déclin des revenus des *utilities* (Kind, 2015). En revanche, l'option qui gagne actuellement en popularité est celle de tarifs variables dans le temps, différenciés selon l'heure (*time of use tariffs*), dissociant les périodes standards des périodes critiques (*critical peak pricing*), ou encore permettant une facturation en temps réel (*real time pricing*) en fonction des prix de marché. De cette manière, les clients sont incités à déplacer leur consommation en dehors des périodes de pointe et donc à réduire effectivement les coûts du système électrique. Jusqu'ici peu répandue, réservée aux gros clients industriels ou proposée seulement sur une base volontaire, cette méthode suscite un intérêt

grandissant chez les *utilities* (Spiller, 2015). Par ailleurs, la tarification dynamique est rendue possible par le développement massif des réseaux et compteurs intelligents, qui a été encouragé par le plan de relance de 2009 et continue de bénéficier d'un soutien public du Département de l'Énergie. En 2013, on recensait près de 52 millions de compteurs intelligents installés, dont 89 % dans le secteur résidentiel (EIA, 2015d). Les initiatives tendent à se multiplier et les premiers retours d'expérience sont positifs. Au terme d'un projet pilote de deux ans, la Sacramento Municipal Utility District (SMUD) a obtenu un basculement de 10 % de sa demande de pointe, qui a lieu l'été sur la plage horaire 16h-17h, vers les périodes standards. Forte de ces résultats, la SMUD a décidé d'étendre les tarifs variables à l'ensemble de ses consommateurs. L'autorité de régulation de Californie (CPUC) a par ailleurs décidé en juillet 2015 que les trois plus grandes *utilities* de l'État, Pacific Gas & Electric, Southern California Edison et San Diego Gas & Electric devaient elles aussi lancer des projets pilotes dès 2016, en vue d'une généralisation du dispositif à l'horizon 2019.

En somme, la structure tarifaire qui semble concilier au mieux les objectifs de reflet des coûts, d'incitation à la maîtrise de la demande et à la diminution des coûts du système électrique associe une composante fixe faible, excluant le coût des infrastructures partagées, des blocs croissants permettant une tarification plus élevée par kWh à mesure que la consommation augmente, et une variation des prix dans le temps, pour réduire la pointe de demande à l'échelle du système (Lazar et Gonzalez, 2015).

Fixer le prix du solaire décentralisé en fonction de sa valeur pour le système

L'autre avantage du déploiement des compteurs intelligents est de permettre un suivi plus fin des injections du solaire décentralisé sur le réseau, ouvrant la voie à d'autres modes de rémunération que celui fondé uniquement sur le *net metering* et les prix de détail. Pour pacifier les discussions sur la réforme du *net metering*, les autorités de régulation sont de plus en plus nombreuses à lancer des études sur la valeur réelle de l'électricité produite par le consommateur-producteur à un instant donné, en vue de dériver la rémunération en \$/kWh de cette valeur et de l'appliquer grâce aux compteurs intelligents. Si le système du *net metering* est maintenu, alors seul l'excès de production par rapport à la consommation du site est rémunéré à cette valeur. En revanche, on peut également considérer le modèle *buy-all, sell-all* selon lequel le client achète toute l'électricité qu'il consomme au prix de détail et vend l'ensemble de sa production à la valeur du solaire. On se rapproche alors fortement du

système des tarifs de rachat (*feed-in tariffs*), aux différences près que c'est la valeur et non le coût du solaire qui détermine le prix de rachat et qu'il n'y a pas deux mais bien une seule transaction entre le consommateur-producteur et son fournisseur, toujours *via* la déduction sur la facture. Dans ce dernier cas, la problématique de subventions croisées et de couverture des coûts du réseau est résolue et ce modèle de rémunération reste parfaitement conforme avec la législation PURPA de 1978 qui autorise les *utilities* à acheter de l'électricité à des producteurs tiers uniquement au coût évité (Taylor *et al.*, 2015). Par ailleurs, on lève l'incohérence avec la tarification par blocs croissants, ce qui permet de ne pas nuire aux efforts de maîtrise de la demande. Pour autant, précisément parce que l'on se rapproche tout de même fortement des tarifs de rachat, certains suggèrent que ce système de tarification à la valeur exposerait les consommateurs-producteurs à l'imposition des revenus tirés de ces ventes et pourrait leur faire perdre leur droit au crédit d'impôt à l'investissement fédéral (Skadden *et al.*, 2013). Une autre difficulté pratique concerne la compatibilité juridique entre ce système et le modèle commercial selon lequel les développeurs solaires sont propriétaires des installations situées sur le toit de leurs clients.

Chercher à évaluer empiriquement la valeur du solaire reste une démarche fondée mais sa mise en œuvre n'est pas exempte de difficultés. Elle suppose en effet d'identifier précisément chacun des bénéfices et des coûts que le solaire décentralisé fournit ou impose, et de les monétiser. Les bénéfices pour le système électrique sont des coûts évités, qui incluent en particulier l'énergie, la capacité, l'utilisation du réseau de transport et de distribution et les pertes en ligne. Les coûts peuvent ici concerner les investissements éventuels qu'il est nécessaire de réaliser sur le réseau pour accueillir la production solaire. L'exercice devient encore plus complexe lorsqu'il s'agit de monétiser les bénéfices environnementaux du solaire décentralisé, en termes de réduction des émissions de CO₂ ou d'amélioration de la qualité de l'air, voire les bénéfices sociétaux, en termes d'emplois ou de contribution à l'indépendance énergétique du pays. En conséquence, on constate une grande diversité entre les méthodes utilisées (Fine *et al.*, 2014) et les controverses persistent. Une nouvelle ligne de fracture est même apparue entre défenseurs de la production solaire décentralisée et défenseurs de la production solaire centralisée. Ces derniers estiment que ce sont les centrales solaires et non les centrales conventionnelles qui devraient servir de cas de référence. Abondant en ce sens, une étude conduite par Brattle Group (2015) à la demande de la société First Solar, qui représente 30 % du marché du photovoltaïque centralisé, a récemment montré, à partir du cas de l'État du Colorado, que la production centralisée était substantiellement moins onéreuse que le

solaire décentralisé, tout en rappelant que ces centrales permettaient « un accès universel » à l'énergie solaire.

Sur le seul troisième trimestre de l'année 2015, 12 États ont publié ou lancé des études, ou bien ont tenu des discussions formelles sur la valeur effective du solaire décentralisé et les politiques de *net metering* (NC Clean Energy Technology Center, Q3 2015). À ce jour, on ne recense pourtant que deux actions concrètes, l'une à Austin, au Texas, et l'autre dans l'État du Minnesota. Austin Energy, la huitième plus grande *utility* du Texas, applique depuis 2012 des tarifs fondés sur la valeur du solaire pour le secteur résidentiel, dans le cadre du système *buy-all, sell-all*. Initialement fixé à 0,128 \$/kWh, le tarif a été revu annuellement pour tenir compte notamment de la baisse des prix du gaz. En 2016, il est de 0,109 \$/kWh alors que le tarif de détail standard varie entre 0,018 \$/kWh (pour les premiers 500 kWh d'octobre à mai) et 0,114 \$/kWh (pour les consommations au-delà de 2 500 kWh de juin à septembre), avec une charge fixe de 10 \$ par mois. Dans l'État du Minnesota, une méthodologie d'évaluation de la valeur du solaire décentralisé a été formellement approuvée par le Département du Commerce en 2014. Contrairement à l'exemple d'Austin, la revue annuelle des tarifs ne concerne que les nouvelles installations. Les contrats d'achat sont signés pour une durée minimale de 20 ans, avec un tarif fixe tenant simplement compte de l'inflation. La seconde grande différence avec Austin est que les *utilities* ont le choix d'appliquer ou non cette méthodologie au secteur résidentiel. À ce jour, aucune n'en a fait la demande. Le cadre est fixé mais il n'y a donc pas de mise en œuvre concrète des tarifs à la valeur du solaire dans l'État du Minnesota.

Récemment invitée à statuer sur l'avenir du *net metering* après 2017, l'autorité de régulation de Californie, CPUC, a quant à elle jugé qu'il était trop tôt pour envisager la mise en place de tarifs à la valeur et que, à ce jour, les inconvénients pratiques dépassaient les bénéfices théoriques (CPUC, 2016). Dans la revue des argumentaires qui ont été présentés contre cette proposition, on retient notamment la mention d'un « fardeau administratif ». Ce système repose en effet tout entier sur la capacité du régulateur à conduire l'exercice tarifaire chaque année, en résistant aux pressions diverses, avec également un risque de déstabilisation du secteur si les tarifs sont excessivement fluctuants. Par ailleurs est évoquée l'idée d'une « perte de contrôle » du consommateur sur sa propre production, au profit des *utilities* qui reprennent ici un rôle plus central. Le risque serait de perdre un des principaux moteurs du développement du solaire décentralisé, à savoir la volonté d'autoproduire pour autoconsommer.

En décidant de prolonger le *net metering* sur la base du prix de détail jusqu'en 2019, la CPUC confirme que le débat en cours est d'une grande complexité. Les alternatives sont séduisantes sur le plan conceptuel mais leur mise en œuvre concrète génère tout autant de suspicions et controverses. La tarification du solaire à sa valeur réelle devra être étudiée plus avant pour pouvoir constituer une piste crédible. On notera enfin qu'une récente étude (Taylor *et al.*, 2015) a montré, en étudiant 50 localisations différentes aux États-Unis, que des tarifs à la valeur du solaire qui seraient situés dans les fourchettes de prix actuellement discutées ne suffiraient généralement pas à couvrir le coût de production moyen actualisé (*levelized cost*) du photovoltaïque décentralisé, même en incluant le crédit d'impôt fédéral, nécessitant donc l'ajout d'une prime pour soutenir le développement de la filière. Ainsi, même si les tarifs à la valeur favorisent une évaluation a priori plus objective de la juste rémunération à octroyer aux consommateurs-producteurs, le débat risque de se reporter sur le montant de la prime additionnelle.

S'adapter plutôt que résister au changement, revue des réflexions en cours

Plutôt que de se retrancher dans une position résolument défensive, les acteurs traditionnels du secteur électrique américain ouvrent aussi des chantiers de transformation, pour trouver des opportunités de croissance là où n'apparaissent en premier lieu que des défis. Cette redéfinition des modèles d'affaires se développe en parallèle d'une réflexion sur le cadre de régulation, toujours dans l'idée de favoriser de nouveaux usages, selon des règles du jeu équitables, et de s'orienter ainsi vers un nouvel équilibre organisationnel efficace pour le système électrique américain.

Diversification des activités et nouveaux modèles d'affaires

Déterminées à ne pas laisser entièrement leur place aux développeurs solaires, les *utilities* s'orientent désormais elles aussi vers la fourniture de services en aval du compteur. Elles peuvent ainsi capitaliser sur la relation de confiance qu'elles ont nouée de longue date avec les consommateurs et espérer renforcer cette relation, mais aussi mieux contrôler la localisation des installations afin de maximiser leurs bénéfices pour le réseau. Certaines investissent le segment du photovoltaïque résidentiel via des filiales non régulées, comme c'est le cas en Géorgie depuis juillet 2015 avec la création de Georgia Power Energy Services, filiale de Georgia Power appartenant à Southern Co., une des plus grandes *utilities* verticalement intégrées des États-Unis. En Arizona, deux *utilities* privées, Arizona Public Service (APS) et Tucson Electric Power (TEP) ont obtenu en 2014 l'autorisation de leur régulateur pour proposer des projets d'installations photovoltaïques à leurs clients résidentiels, dans le cadre de leurs activités régulées, afin d'atteindre leur objectif contraignant de 15 % de production d'électricité d'origine renouvelable d'ici 2025. Dans le cas d'APS, le programme vise 10 MW de puissance installée, pour un coût de 28,5 millions de dollars. Les consommateurs bénéficient d'un rabais sur leur facture mensuelle de 30 \$ pour l'utilisation de leur toiture pendant une durée de 20 ans. Dans le cas de TEP, le programme vise 3,5 MW de puissance installée pour un coût de 10 millions de dollars. Les modalités

contractuelles sont différentes puisque les consommateurs doivent ici s'acquitter d'une somme forfaitaire de 250 \$ pour être équipés d'une installation dimensionnée en fonction de leur consommation d'électricité, puis ils sont redevables chaque année d'un montant fixe sur 25 ans, calé sur leur facture actuelle moyenne. Ce montant n'est revu à la hausse ou à la baisse que si la consommation d'électricité croît ou décroît au-delà de 15 %. Ces projets pilotes se limitent à ce jour à l'Arizona. Les autres autorités de régulation se montrent plus réservées, craignant de conférer aux *utilities* un avantage concurrentiel indu par rapport aux sociétés tierces.

En revanche, la légitimité des *utilities* à intervenir sur le secteur des installations photovoltaïques collectives est incontestée, en raison de la complexité administrative pour gérer ce type de projets avec de multiples participants (Coughlin et al, 2010). En mars 2013, 79 % des programmes en place étaient gérés par les *utilities* ou par des tiers agissant pour le compte des *utilities* (IREC, 2013). Ces programmes permettent aux consommateurs de mutualiser leurs ressources financières pour s'engager dans le développement d'une installation solaire unique et en percevoir directement les bénéfices *via* des réductions sur leurs factures individuelles. L'enjeu est de démocratiser l'accès à l'énergie solaire, sachant que 50 % des ménages et entreprises américaines sont locataires ou ne disposent pas d'un capital suffisant ou d'une toiture appropriée pour installer des systèmes photovoltaïques individuels (White House, 2015). Une initiative fédérale a été lancée en novembre 2015, le *National Community Solar Partnership*, afin de partager les meilleures pratiques et favoriser ainsi le déploiement des programmes de photovoltaïque collectif, au bénéfice de tous les consommateurs et en particulier des ménages à revenus faibles et modérés. L'autre grand intérêt de ces programmes est qu'ils peuvent aisément être conçus d'une façon telle que les participants en supportent le coût total, sans problématique de subvention croisée avec les non-participants (SEPA, 2013). Selon les programmes en place, les consommateurs peuvent soit acheter ou louer de la capacité, en kilowatt, et bénéficier ensuite de rabais sur leurs factures correspondant à la production effective ou estimée de leur part dans l'installation, soit s'engager à acheter une quantité d'électricité donnée à un taux fixe sur une longue durée, par exemple 20 ans. Ce marché émergent, qui représentait 66 MW fin 2014, est en forte croissance. Sur la période 2014-2020, son taux de croissance annuelle moyen devrait atteindre 59 % (GTM, 2015).

La diversification des activités reste pourtant une stratégie difficile à mettre en œuvre, comme l'illustre le cas d'NRG Energy. Cette entreprise n'est pas verticalement intégrée mais détient des filiales qui opèrent dans le segment de la production marchande, avec 49 GW de capacités dont

45 GW de capacités conventionnelles, et dans le segment de la fourniture sur les marchés dérégulés, avec trois millions de consommateurs résidentiels et commerciaux. Sous l'impulsion de ses dirigeants et en particulier de son président, David Crane, l'entreprise s'est placée à l'avant-garde de la transformation en développant de nouvelles activités de production renouvelable et de services énergétiques, dont le solaire décentralisé, les réseaux de recharge de voitures électriques et les logements connectés. La particularité de la stratégie d'NRG est de saisir ces nouvelles opportunités, sans chercher à se désengager de la production conventionnelle. Au printemps 2014, NRG fait ainsi l'acquisition du huitième plus grand développeur solaire du pays, Roof Diagnosis Solar, et reprend en parallèle les actifs de production d'Edison Mission Energy, qui comprenaient 8 GW de capacités conventionnelles. Cependant, sous la pression des investisseurs, NRG Energy a dû s'orienter vers une segmentation de ces activités. Depuis le 1^{er} janvier 2016, les activités du photovoltaïque résidentiel et commercial, de la recharge des véhicules électriques et de la gestion énergétique des habitations sont rassemblées dans une filiale dénommée « GreenCo », pour laquelle le soutien financier de la maison mère ne pourra dépasser 125 millions de dollars. À la même date, David Crane a été démis de ses fonctions. Même si sa stratégie entendait garantir à NRG Energy une existence pérenne dans un univers concurrentiel en pleine transformation, elle a été jugée par les investisseurs comme trop complexe et trop risquée, dans une perspective de plus court terme.

Aligner les intérêts des utilities avec les objectifs de la transition bas carbone

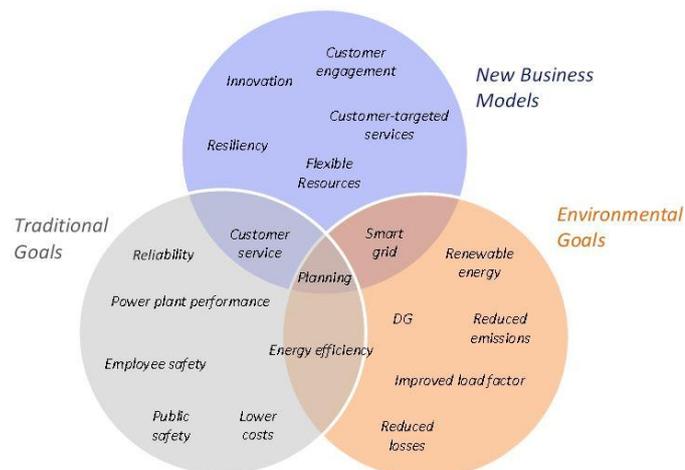
Un autre volet d'adaptation concerne le modèle de rémunération des *utilities* agissant en tant qu'opérateur de distribution, dont on attend à la fois qu'elles maintiennent un haut niveau de fiabilité du réseau, tout en mettant à disposition les infrastructures qui faciliteront de nouveaux usages, qui, eux-mêmes, viendront concurrencer l'activité première de distribution de l'électricité au consommateur final. Dès lors, il faut penser un nouveau paradigme qui lève cette contradiction apparente entre les intérêts financiers du distributeur et ces nouveaux usages qui font décroître la quantité d'électricité distribuée (MIT, 2015).

La première des réformes consiste à découpler les revenus collectés par les *utilities* des volumes d'électricité vendus. Les prix de vente sont ajustés au cours de la période tarifaire, chaque année voire à chaque nouveau cycle de facturation, pour tenir compte des volumes de vente réels et maintenir les revenus collectés au niveau du revenu autorisé de

l'opérateur régulé. Le découplage peut être total, sans différencier les causes des baisses de vente, ou bien cibler spécifiquement les baisses correspondant aux efforts d'efficacité énergétique ou au déploiement des ressources décentralisées, dans la mesure où celles-ci peuvent effectivement être mesurées. Mis en œuvre en Californie dès 1982, le découplage gagne progressivement en popularité. En 2015, le découplage total était en place dans 15 États et le découplage ciblé (*lost revenue adjustment mechanisms*) dans 14 autres États (Gilleo *et al.*, 2015).

Une fois l'effet dissuasif levé, il faut encore développer les incitations pour intéresser les opérateurs régulés à la mise en œuvre de la transition bas-carbone *via* des solutions décentralisées. L'enjeu est de rompre avec le modèle traditionnel de régulation *cost of service*, conçu à une époque où les *utilities* devaient avant tout répondre à la croissance de la demande par des décisions d'investissement dans la production et l'acheminement (Whited *et al.*, 2015). Dans le contexte actuel, l'incitation financière ne doit plus uniquement viser la réduction des coûts opérationnels et l'extension de la base d'actifs régulés mais se déplacer progressivement vers l'atteinte d'objectifs de politique publique prédéfinis. Alors que la régulation dite incitative, associée à des systèmes de bonus-malus, a longtemps concerné certains domaines clés comme la sécurité et la fiabilité des infrastructures, elle s'étend aujourd'hui à l'efficacité énergétique et surtout à l'accueil des changements technologiques et des opportunités liées aux ressources décentralisées. L'idée est de créer de nouvelles opportunités de profit, à l'heure où les sources traditionnelles se tarissent, et de faire des *utilities* un moteur et non un frein à cette transition bas-carbone.

Graphique 3 : Évolution des critères de performance dans le cadre de la régulation incitative



Source : M. Whited, T. Woolf et A. Napoleon, « *Utility Performance Incentive Mechanisms: A Handbook for Regulators* », Synapse Energy Economics, 2015.

Plus que des améliorations par rapport à des performances passées, ce qui est désormais recherché c'est la création de valeur à long terme pour le consommateur. Toute la difficulté est alors de ne pas définir des objectifs trop généraux, dont l'atteinte ne pourrait être mesurée que par un jugement subjectif, sans pour autant aboutir à des critères de performance trop ciblés qui inciteraient les opérateurs à se désintéresser des domaines non directement couverts (NYS DSP, 2014). Dès lors, si le principe d'une extension de la régulation incitative fait consensus, il est revanche plus difficile de s'accorder sur les éléments précis qui doivent être soumis à incitation (Lowry et Woolf, 2016). Leur périmètre tend donc à rester relativement restreint. Dans le cas de la Californie, les incitations génèrent moins de 1,25 % du revenu autorisé des *utilities*, ce qui n'est pas de nature à susciter un tournant stratégique (Kind, 2015).

En outre, la régulation incitative serait de nature temporaire, destinée à encourager les *utilities* à se tourner progressivement vers les ressources décentralisées, de gestion de la demande, de production ou encore de stockage. Une fois que la réorientation sera effective et que le marché des ressources décentralisées aura lui aussi changé d'échelle, ce sont les opportunités de nouveaux services qui viendront constituer une part croissante du revenu des *utilities*. L'objectif ne serait pas ici de concurrencer les sociétés tierces présentes sur le marché des ressources décentralisées, mais de proposer des services annexes, que seul le réseau de distribution est en mesure de fournir, pour faciliter et ajouter de la valeur à l'offre décentralisée. Comme envisagé à New York, ces nouveaux revenus fondés sur le marché (*market-based earnings*) pourraient par exemple découler de l'identification des clients potentiels, de l'analyse de données de consommation et d'utilisation du réseau, de services d'ingénierie pour les micro-réseaux ou encore de charges d'utilisation du réseau de distribution comme plate-forme de mise en relation avec les consommateurs (NYS PSC, 2015). Ce modèle suscite pourtant deux premières objections, exprimées dans les commentaires sur la proposition récente du régulateur new-yorkais. La première vient des sociétés tierces et consiste à remarquer que ces services annexes ont un périmètre encore flou et que le véritable enjeu concerne le partage des données relatives aux consommations et à l'utilisation du système. La seconde vient des *utilities* elles-mêmes qui insistent sur la nature incertaine de ces nouveaux revenus et la faible probabilité pour qu'ils constituent une alternative crédible aux outils existants de couverture des coûts, tout du moins à court terme.

Optimiser les ressources à l'échelle du système, un enjeu de planification ?

Dans la réflexion en cours sur la nouvelle organisation du système électrique, l'État de New York est effectivement aux avant-postes. L'idée de nouvelles sources de revenu pour un gestionnaire de réseau de distribution devenu plate-forme de gestion des ressources décentralisées (*Distributed System Platform Operator*) s'inscrit dans un projet plus large baptisé *Reforming the Energy Vision*, lancé en 2012 à l'initiative du gouverneur Andrew Cuomo. Son ambition et sa particularité sont de repenser l'ensemble du système, en abordant conjointement les grands sujets de réforme que sont la régulation, la tarification des ventes au détail ou encore la valorisation des ressources décentralisées. L'approche se veut donc holiste mais aussi dynamique, dans la mesure où les réformes doivent accompagner et promouvoir les changements technologiques, les innovations commerciales et le changement des habitudes des consommateurs, sans prescrire une trajectoire de transformation unique et rigide. Vu l'ampleur de la tâche, il n'est pas surprenant que six *utilities* new-yorkaises, la ville de New York, des associations de consommateurs et des associations de consommateurs aient récemment appelé le régulateur à ralentir la cadence, en priorisant les sujets et en les traitant dans un ordre logique.

La question centrale, sur laquelle manque encore une compréhension commune, est celle de la délimitation du rôle du gestionnaire de distribution. La maîtrise de la demande, l'effacement, la production décentralisée, la recharge des véhicules électrique, le stockage individuel ou encore les micro-réseaux sont autant de ressources en termes d'énergie, de capacités et de service auxiliaires susceptibles de bénéficier au système électrique dans son ensemble, dans des proportions potentiellement plus importantes que les solutions traditionnelles d'investissement dans les infrastructures. Le gain attendu s'exprime en termes de coût pour le consommateur final, de fiabilité du réseau mais aussi d'empreinte carbone. Néanmoins, la valorisation de ces alternatives suppose un certain degré de coordination qui, dans l'approche new-yorkaise, serait garanti par les *utilities* agissant comme opérateurs de plate-forme. Certains prônent au contraire une prise de contrôle directe des *utilities* sur les ressources décentralisées, sans partenariats avec des sociétés tierces, comme meilleure garantie d'optimisation en termes de localisation et de dimensionnement. Interrogés par Utility Dive, 65 % des dirigeants des *utilities* se disent favorables à une acquisition directe de ces ressources et leur inclusion dans la base d'actifs régulés (Utility Dive, 2016). D'autres, à l'extrême opposé, jugent qu'il est nécessaire que les *utilities* cèdent le

management opérationnel de leurs actifs de distribution à un opérateur indépendant, sur le modèle de ce qui a précédemment été mis en place pour le réseau de transport, pour dépasser le conflit d'intérêt entre le déploiement de ces nouvelles ressources et leurs sources de profit traditionnelles, et ainsi véritablement stimuler l'innovation (Wellinghoff *et al.*, 2015). Enfin, une dernière possibilité serait d'envisager un rôle différent pour les *utilities* selon la ressource décentralisée concernée. Dans le cas du stockage par exemple, le régulateur californien a récemment donné pour mandat aux *utilities* de son territoire d'atteindre une cible de 1,325 GW de capacité installée d'ici 2020. Elles sont autorisées à faire l'acquisition de ces nouvelles ressources, y compris en aval du compteur, mais ne peuvent avoir en possession plus de 50 % du stockage situé sur chacun des trois segments, à savoir le transport, la distribution et l'aval du compteur (CPUC, 2013). On notera par ailleurs que des exceptions à la règle de non-détention des ressources décentralisées par les *utilities* sont également envisagées dans le projet de New York, lorsque démonstration est faite qu'il n'y a pas d'alternative compétitive et qu'il s'agit de répondre à un besoin du système ou encore lorsque cela pourrait permettre à des consommateurs aux revenus modérés et faibles de bénéficier de ces nouvelles ressources (NYS DSP, 2014).

Sans même trancher ce débat sur le partage des rôles, la seule certitude est que l'optimisation requise supposera un effort de planification renforcé, avec un double enjeu. Le premier est d'identifier les éventuels renforcements du réseau qu'il sera nécessaire d'effectuer pour intégrer les niveaux anticipés de production décentralisée. La planification permet alors de ne plus traiter ces renforcements dans un ordre séquentiel, à mesure que les demandes de raccordement affluent, mais de chercher une plus grande efficacité-coût avec une analyse globale (Wiedman et Beach, 2014). Le second est d'évaluer le potentiel de valorisation des ressources décentralisées, dans l'objectif de reporter ou d'éviter des renforcements du réseau de transport et de distribution. Les localisations les plus avantageuses peuvent ainsi être identifiées, permettant ensuite aux *utilities* d'introduire les incitations correspondantes. En Californie, la législation AB 327, adoptée en octobre 2013, exigeait des grandes *utilities* privées qu'elles établissent des programmes de ressources décentralisées (Distributed Resources Plans), notamment en vue d'identifier précisément les zones où ces nouvelles ressources sont susceptibles d'apporter le bénéfice le plus important aux consommateurs et en proposant des projets pilotes pour démontrer la validité de leurs conclusions. Remis à l'été 2015, ces plans doivent être approuvés par le régulateur en mars 2016 pour ensuite être mis en œuvre, avec une révision tous les deux ans. Ils sont naturellement assortis de nouvelles dépenses en capital, estimées par

exemple par Southern California Edison à entre 327 et 560 millions de dollars sur la période 2015-2017, puis à entre 1 405 et 2 585 millions sur la période 2018-2020. Un processus similaire est suivi dans l'État de New York, même si la dominante est moins technique et davantage axée sur la transition vers le nouveau modèle de marché envisagé dans l'initiative REV. Des plans de mise en œuvre (Distribution Service Implementation Plans) doivent être publiés par les *utilities* en juin 2016, au terme d'un délai supplémentaire de six mois par rapport au calendrier initial. Ils doivent décliner la vision du régulateur new-yorkais et préciser comment l'implication des acteurs de marché peut être stimulée et quels changements cela suppose du point de vue des *utilities*.

Comme en Californie, l'autre versant de la démarche consiste à tester les nouveaux concepts *via* des projets pilotes. Ceux-ci incluent par exemple une plate-forme numérique qu'entend mettre en place Con Edison pour informer les consommateurs sur les leviers de maîtrise de la demande et les mettre en relation avec des offreurs tiers susceptibles d'actionner ces leviers. Cette initiative s'inscrit dans un projet de plus grande envergure, le Brooklyn-Queens Demand Management Program, initié fin 2014, pour répondre à une situation de surcharge. Au lieu de recourir à une solution en termes d'investissement sur le réseau, estimé à 1 milliard de dollars, la compagnie mettrait en place un programme de gestion de la demande, avec 150 millions de dollars dédiés à la promotion de l'effacement et de l'efficacité énergétique, pour réduire la consommation à la pointe de 41 MW, et 50 millions dédiés à des investissements qualifiés de « non traditionnels », comme le développement de capacités de stockage à grande échelle et de micro-réseaux, pour 11 MW. De cette manière, l'investissement serait *a minima* reporté de 2017 à 2019. En termes d'incitations, les dépenses engagées pour ce programme sont rémunérées au taux habituel applicable à la base d'actifs, majoré de 100 points de base conditionnés à l'atteinte d'objectifs prédéfinis en termes de capacités couvertes par le programme, d'animation du marché des ressources décentralisées (diversité des prestataires) et de maîtrise des coûts, en \$/MW, par rapport à la solution en investissement (NYS DPS, 2014).

C'est une réflexion de grande ampleur qui est menée en différents points du territoire américain et qui prend parfois des orientations divergentes en fonction de l'historique et des intérêts en présence, même si la constante reste le renforcement du rôle d'interface du réseau de distribution entre ressources centralisées et décentralisées. Le périmètre d'activité des différents acteurs doit se préciser progressivement, en croisant débats théoriques, analyses techniques des modalités d'intégration sur le réseau et retours d'expériences des dispositifs pilotes. Aucun modèle

n'est stabilisé à ce jour, ni en Californie, ni à New York, mais les remises à plat tendent à se généraliser, y compris dans les États où le modèle des *utilities* verticalement intégrées est encore solidement ancré. C'est notamment le cas dans l'État du Minnesota, avec l'initiative « e21 » portée par l'organisation environnementale Great Plains Institute, en coopération avec les *utilities*, Xcel Energy Minnesota et Minnesota Power, les municipalités et l'État, l'université George Washington et d'autres centres de recherche. La menace pesant sur les *utilities* n'est pas de l'ordre de celle que l'on retrouve à Hawaï ou en Arizona, car les prix de détail sont relativement modérés et il n'y a pas encore eu d'explosion du solaire résidentiel. Pourtant, l'initiative « e21 » porte une démarche proactive, destinée à anticiper les changements à venir avec l'élaboration de différents scénarios. La législation s'en inspire déjà, avec la mise en place d'incitation à la performance pour Xcel Energy, décidée en juin 2015. Comme à New York, l'approche se veut holiste et fondée sur le dialogue entre les différentes parties prenantes, à la différence que le modèle verticalement intégré sert d'hypothèse de travail et suppose un rôle plus actif des *utilities* vis-à-vis des consommateurs. Comme ConEdison à New York, Xcel Energy propose actuellement d'éviter le renforcement d'un poste de transformation, qui coûterait 6 millions de dollars, en privilégiant la construction d'une nouvelle installation alliant solaire et stockage, dont le coût serait de 12,5 millions mais qui servirait aussi de projet pilote. Pour autant, aucun appel à projets n'est envisagé ; Xcel inclurait l'investissement dans sa base d'actifs, par souci de cohérence avec le paradigme réglementaire en place dans l'État du Minnesota.

Conclusion

Aux États-Unis, l'heure est incontestablement à la prise de recul par rapport aux avancées technologiques, à l'évolution des attentes des consommateurs et aux différents dispositifs publics de soutien à la transition bas-carbone. Longtemps perçu comme un horizon lointain, le point de rupture devient plus concret pour l'industrie électrique américaine, même si l'étendue des bouleversements à venir reste encore difficile à évaluer précisément. Tous les acteurs, régulés ou en situation de concurrence, qui ont constitué les piliers du système électrique centralisé du XX^e siècle font aujourd'hui face à des questionnements d'ordre existentiel sur la nature de leurs activités, leurs outils de valorisation et leur positionnement au sein du système électrique.

Sans attendre que l'éventuelle menace se précise, les acteurs traditionnels organisent leur riposte et naviguent entre une approche purement défensive, qui consiste notamment à veiller à ce que les conditions de rémunération de la production décentralisée ne soient pas trop avantageuses, et la volonté d'embrasser le changement, qui suppose parfois un engagement dans des activités qui, *a priori*, risquent de cannibaliser leur modèle d'affaire traditionnel. Très vite se pose la question de l'organisation du système électrique et de la gestion de l'héritage laissé par la vague de libéralisation des années 1990. La re-régulation du segment de la production est une perspective en débat, alors même que les marchés de gros régionaux viennent de prendre leur essor. Le modèle concurrentiel est pour le moins appelé à évoluer et à s'accommoder d'une régulation potentiellement plus intrusive pour le fonctionnement du marché, afin de garantir la viabilité de la production hors contrats de long terme et hors subventions, tout en se protégeant d'une dépendance excessive vis-à-vis d'un seul combustible, en l'occurrence le gaz. De même, la gestion de l'aval du système électrique est au cœur des réflexions, avec la possibilité de confier aux opérateurs de distribution un rôle plus ou moins actif, mais toujours en évolution par rapport à celui qu'ils occupent aujourd'hui.

Ce travail d'anticipation des formes que pourra prendre le système électrique du XXI^e siècle est un travail d'intérêt public et il implique donc nécessairement les législateurs et les autorités de régulation. Le premier enjeu est de maintenir des conditions de concurrence équitable entre les différents acteurs et de réduire, dans la mesure de ce qui est possible et souhaitable, les subventions croisées entre différents types d'utilisateurs du

réseau. Le second enjeu, plus fondamental encore, est d'orchestrer les différents leviers de la transition bas-carbone pour garantir l'efficacité à l'échelle du système électrique dans son ensemble. Il s'agit de circonscrire l'univers régulé et l'univers concurrentiel mais aussi de permettre l'envoi de signaux pertinents aux différents acteurs, afin de maximiser le bénéfice que leurs activités propres apportent au système et à la collectivité.

Au-delà de ces grands objectifs, les réformes découlent d'un cadre de pensée propre à chaque État, parce qu'elles tiennent compte de l'historique et de la structure de marché en présence. Différentes formules sont à l'essai, pour tirer le plus grand profit de la situation existante et favoriser la transition la plus maîtrisée possible. Néanmoins, ces initiatives conservent toujours un point commun, qui est leur nature prospective. Les exercices de planification se multiplient pour anticiper les conséquences des changements en cours mais aussi surtout pour envisager la cible, en termes de coexistence harmonieuse entre les ressources traditionnelles et nouvelles du système électrique. C'est par la succession des itérations que ces différents plans construiront une vision complète et précise, tout en se traduisant progressivement en mesures réglementaires et autres réorientations stratégiques de la part des acteurs traditionnels. L'intérêt premier du Clean Power Plan, s'il devait être maintenu, serait bien d'étendre ces exercices prospectifs par-delà les États les plus avant-gardistes, pour encadrer la trajectoire de baisse des émissions du secteur électrique et favoriser une transition ordonnée sur l'ensemble du territoire américain.

Références

Advanced Energy Economy Institute, Informal Working Group (2014), « Creating a 21st Century Electricity System for New York State », Position Paper.

Advanced Energy Economy Institute, Informal Working Group (2015), « Towards a 21st Century Electricity System in California », Position Paper.

Agence internationale de l'énergie (AIE), Renewable Energy Technology Deployment (2014), « Residential Prosumers – Drivers and Policy Options (RE-Prosumers) ».

Agence internationale de l'énergie (AIE) (2016), « Re-Powering Markets: Market Design and Regulation During the Transition to Low-Carbon Power Systems ».

American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) (2015), « State Energy Efficiency Resource Standards », Policy Brief.

American Public Power Association (APPA) (2013), « Distributed Generation: An Overview of Recent Policy and Market Developments ».

Borenstein S. (2015), « Private Net Benefits of Residential Solar PV: The Role of Electricity Tariffs, Tax Incentives and Rebates », Energy Institute at Haas Working Paper.

Borenstein S., Bushnell J. (2015), « The U.S. Electricity Industry after 20 years of Restructuring », Energy Institute at Haas Working Paper.

Brattle Group (2015), « Comparative Generation Costs of Utility-Scale and Residential-Scale PV in Xcel Energy Colorado's Service Area », Report prepared for First Solar.

Bronksi P., *et al.* (2015), « The Economics of Load Defection: How Grid-Connected Solar-Plus-Battery Systems Will Compete with Traditional Electric Service – Why it Matters, and Possible Paths Forward », Rocky Mountain Institute (RMI), Homer Energy.

California Public *Utilities* Commission (2013), « Decision Adopting Energy Storage Procurement Framework and Design Program – October 17, 2013 ».

California Public *Utilities* Commission (2016), « Decision Adopting Successor to Net Energy Metering Tariff – Item 24, January 28, 2016 ».

Champley M. (2014), « High Penetration of Distributed Solar PV Generation – Lessons Learned from Hawaii », Presentation, Workshop of the US Department of Energy, September 30, 2014.

Coughlin J., *et al.* (2010), « A Guide to Community Solar: Utility, Private, and Non-profit Project Development », Guide developed for the National Renewable Energy Lab.

E-21 Initiative (2014), « Phase I Report: Charting a Path to a 21st Century Energy System in Minnesota ».

Energy Information Agency (EIA) (2015a), « U.S. Energy-Related Carbon Dioxide Emissions, 2014 ».

Energy Information Agency (EIA) (2015b), « EIA Electricity Data Now Includes Estimated Small-scale Solar PV Capacity and Generation ».

Energy Information Agency (EIA) (2015c), « Ohio – Country Profile ».

Energy Information Agency (EIA) (2015d), « How Many Smart Meters are Installed in the United States, and Who Has Them? ».

Energy Information Agency (EIA) (2016a), « Demand Response Saves Electricity During Times of High Demand ».

Energy Information Agency (EIA) (2016b), « Short-term Energy Outlook ».

Energy Information Agency (EIA) (2016c), « Wholesale Power Prices Decrease Across the Country in 2015 ».

E-Lab Rocky Mountain Institute (2013), « A Review of Solar PV Benefit & Cost Studies », 2nd édition.

Entergy Corporation (13 Octobre 2015), « Entergy to Close Pilgrim Nuclear Power Station in Massachusetts No Later than June 1, 2019 », News Release.

Fine S., Saraf A., Kumaraswamy K. Anich A. (2014), « The True Value of Solar », ICF International.

Gagnon P., Margolis R., Melius J., Phillips C., Elmore R. (2016), « Rooftop Solar Photovoltaic Technical Potential in the United States: A Detailed Assessment, National Renewable Energy Laboratory ».

Gagnon P., Sigrin B. (2016), « Distributed PV Adoption – Sensitivity to Market Factors », National Renewable Energy Laboratory.

Gilleo A., Kushler M., Molina M., York D. (2015), « Valuing Efficiency: A Review of Lost-Revenue Adjustment Mechanisms », American Council for an Energy Efficient Economy.

Gonzalez W. (2015), « Smart Rate Design for a Smart Future, Appendix C: Restructured States, Retail Competition, and Market-Based Generation Rates », RAP.

Green Tech Media (8 janvier 2016), « Nevada's Solar Job Exodus Continues, Driven by Retroactive *Net metering* Cuts ».

GTM Research (2015), « US community solar outlook 2015-2020 ».

Interstate Renewable Energy Council and The Vote Solar Initiative (2014), « Model Rules for Shared Renewable Energy Programs ».

Interstate Renewable Energy Council and Sunshot U.S. Department of Energy (2012), « Community-Shared Solar: Diverse Approaches for a Common Goal ».

Kind P. (2013), « Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business », Edison Electric Institute.

Kind P. (2015), « Pathway to a 21st Century Electric Utility », Ceres.

Kunkel C. (2016), « Independent Power Producers, After a Tough 2015, Will Seek Ways to Stick Ratepayers in the New Year », Institute for Energy Economics and Financial Analysis, Commentary.

Lazar J., Gonzalez W. (2015), « Smart Rate Design for a Smart Future », Regulatory Assistance Project.

Lindl T., Fox K. (2013), « Integrated Distribution Planning Concept Paper – A Proactive Approach for Accommodating High Penetrations of Distributed Generation Resources », Interstate Renewable Energy Council.

Lowry M. N., Woolf T. (2016), « Performance-based Regulation in a High Distributed Energy Resources Future », Lawrence Berkeley National Laboratory.

Market Realist (2016), « NextEra Energy Sees a Bullish Trend ».

Meritet S., Monjon S. (2016), « Politiques énergétique et climatique des États-Unis », *Note de l'Ifri*.

MIT Energy Initiative, in partnership with IIT-Comillas (2013), « The MIT Utility of the Future Study », White Paper.

Mueller J.A., Ronen A. (2015), « Bridging the Solar Income Gap », GW Solar Institute, Working Paper.

Nadal S., Herndon G. (2014), « The Future of the Utility Industry and the Role of Energy Efficiency », American Council for an Energy Efficient Economy (ACEE).

New York State Department of Public Service (2014), « Reforming the Energy Vision: NYS Department of Public Service Staff Report and Proposal ».

New York State Department of Public Service (2015), « Staff White Paper on Benefit-Cost Analysis in the Reforming the Energy Vision Proceeding ».

New York State Energy Planning Board (2015), « The Energy to Lead – Volume 1 ».

North Carolina Clean Energy Technology Center (2014), « States with In-State Resource RPS Requirements ».

North Carolina Clean Energy Technology Center, Meister Consultants Group (2015), « The 50 States of Solar: A Quarterly Look At America's Fast-Evolving Distributed Solar Policy Conversation – Q3 2015 ».

NRG Energy (2015), « NRG Reset Business Update, September 18, 2015 », Présentation.

NV Energy (2016), « NV Energy Announces *Net metering* Grandfathering Proposal, January 25, 2016 », News Release.

Regulatory Assistance Project (RAP) (2011), « Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application ».

Rocky Mountain Institute (RMI) (2012), « Net Energy Metering, Zero Net Energy and the Distributed Energy Resource Future – Adapting Electric Utility Business Model for the 21st Century ».

RTO Insider (2015), « What's Next for Exelon's Nukes, AEP Merchant Fleet? ».

Solar Electric Power Association (SEPA) (2013), « Utility Community Solar Handbook – Understanding and Supporting Utility Program Development ».

Solar Energy Industries Associations (SEIA) (2016), « State Solar Policy – Florida Solar ».

Solar Foundation, GW Solar Institute, BW Research Partnership (2016), « National Solar Jobs Census 2015 ».

SEIA/GTM Research (2015a), « U.S. Solar Market Insight, Q3 2015 ».

SEIA/GTM Research (2015b), « The US Solar Market Insight Report : 2014 Year in Review ».

Skadden, Arps, Slate, Meagher & Flom LLP and Affiliates (2013), « U.S. Federal Income Tax Consequences for Residential Solar Feed-in

Tariffs », Legal Memorandum.

Spiller B. (2015), « All Electricity is Not Priced Equally: Time-Variant Pricing 101 », Environmental Defense Fund, Blog Post.

State of New York Public Service Commission (2014), « Order Establishing Brooklyn/Queens Demand Management Program ».

Taylor M., McLaren, Cory K. (2015), « Value of Solar: Program Design and Implementation Considerations », National Renewable Energy Laboratory.

Utility Dive (2016), « 2016 State of the Electric Utility Survey ».

Wellinghoff J., Rives S., Hamilton K., Cramer J., 38 North Solutions (2014), « Comments on Motion of the Commission in regard to Reforming the Energy Vision ».

White House (2015), « Fact Sheet: Administration Announces 68 Cities, States, and Businesses Are Working Together to Increase Access to Solar for All Americans ».

Whited M., Wool T., Napoleon A. (2015), « Utility Performance Incentive Mechanisms: A Handbook for Regulators », Synapse Energy Economics.

Wiedman J., Beach T. (2014), « Policy for Distributed Generation: Supporting Generation on Both Sides of the Meter », America's Power Plan.

Wiser R., *et al.* (2016), « A Retrospective Analysis of the Benefits and Impacts of U.S Renewable Portfolio Standards », Lawrence Berkeley National Laboratory, National Renewable Energy Laboratory.



ifri

institut français
des relations
internationales