



Tarification de l'électricité en réseaux décentralisés*

Problématique

Le réseau électrique fut longtemps centralisé, d'une part, pour pouvoir réaliser les avantages de l'intégration verticale et, d'autre part, pour tirer profit des économies d'échelle. Le développement de nouvelles technologies a permis à la production électrique de se développer rapidement sur une base décentralisée. À mesure que les coûts de ces technologies diminuent, il devient en effet possible de produire localement de l'électricité à des coûts raisonnables pour satisfaire les besoins de ménages et petits consommateurs commerciaux. Ces derniers peuvent même être les producteurs, devenant alors des « prosummateurs ». Lorsque la production dépasse les besoins immédiats de ces producteurs autonomes, ces derniers peuvent, si la réglementation le permet, vendre au réseau leur surplus d'électricité. Le développement de ces producteurs autonomes permet au système public de réduire ses investissements en infrastructure. De plus, le déploiement du réseau coûte cher surtout lorsque le raccordement se fait pour satisfaire les clients géographiquement éloignés et/ou dans des zones à faible densité. L'intérêt au développement des réseaux décentralisés (RD) est donc très vif, à la fois pour les entreprises électriques ainsi que pour les politiciens et les régulateurs.

Plusieurs raisons militent en faveur de l'utilisation d'un RD. Le prosummateur peut recourir à un système décentralisé pour produire sa consommation électrique dans sa totalité ou en partie, dans l'objectif de :

- réduire sa consommation électrique du réseau durant les heures de pointe, économisant ainsi sur sa facture électrique ;
- avoir une capacité de rechange en cas de coupures ou délestage ;
- avoir un accès à l'électricité plus fiable ;
- produire une énergie verte en utilisant les sources d'énergie renouvelable ;
- avoir accès au service qu'il n'aurait pas autrement, dans le cas notamment de régions éloignées, non desservies ou complètement négligées par le service public.

Pour les pays africains, l'accès à un service autrement absent, et l'accès à un service fiable sont de loin les motifs principaux et pour-

raient à eux seuls justifier le déploiement des réseaux décentralisés. En ajoutant les autres avantages indéniablement importants, les pays développés et en voie de l'être ont un intérêt particulier à déployer rapidement les réseaux décentralisés.

Il est estimé que la capacité installée de production électrique à base de RD passera de 87 GW en 2014 à 165 GW d'ici 10 ans. Selon les estimations de l'Agence Internationale de l'Énergie, 70% de l'accès à l'électricité en milieu rural se fera, d'ici 2030, par la production décentralisée.

Principes de base

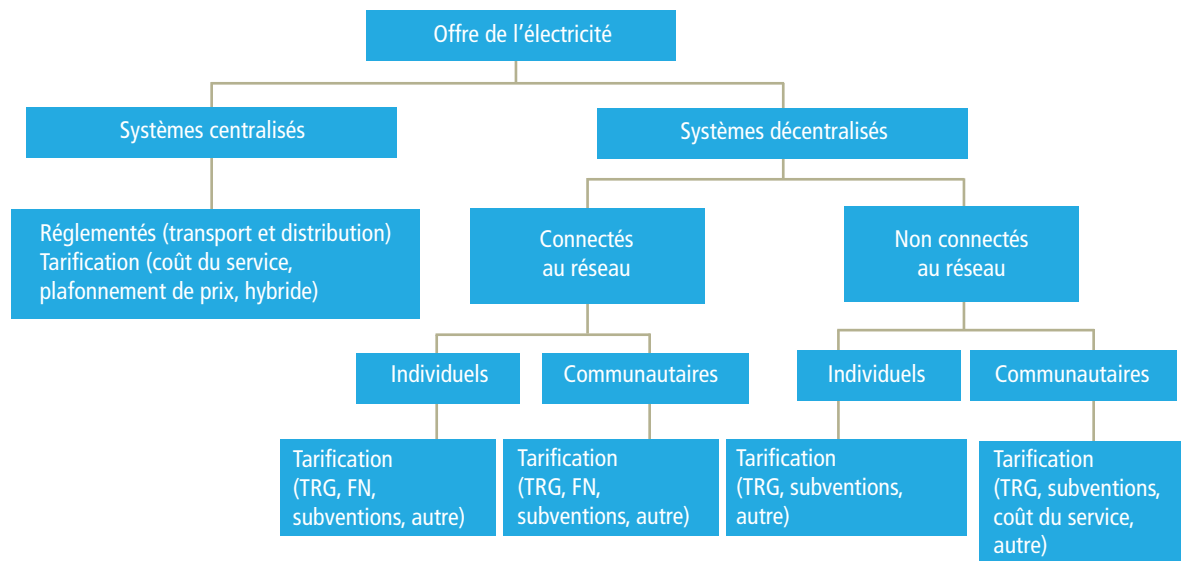
De façon générale, il n'y a pas de consensus concernant la définition des RD. Deux définitions sont habituellement proposées, faisant référence à deux types de RD possibles : d'une part, un système qui permet le raccordement d'une source de production électrique individuelle ou communautaire au réseau de distribution; d'autre part, un système constitué d'unités produisant de l'électricité pour satisfaire aux besoins en consommation électrique des usagers localisés dans le lieu de production, en étant raccordé ou pas au réseau central. La figure 1 illustre les différences entre les deux définitions.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) adopte la seconde définition plus large. Le Département de l'énergie des États-Unis définit aussi le RD comme étant associé à la production électrique à proximité du lieu de consommation. Par ailleurs, l'Union européenne (UE) dans sa directive 2009/72/EC définit le RD comme la production électrique réalisée par les unités de production connectées au réseau de distribution. En ce qui concerne la taille, un RD fait généralement référence à la production électrique à petite échelle, typiquement entre 1kW et 50 MW.

Bien que ces définitions soient intéressantes d'un point de vue analytique, leur multitude sème la confusion. Dans le cas des pays en développement, la définition la plus pertinente est celle qui fait référence à la production électrique autonome tout en satisfaisant les besoins locaux du producteur- consommateur (prosummateur), raccordé ou pas au réseau public.

* Note au lecteur : Les études de cas sont séparées et font l'objet de la fiche 10 de la même thématique.

Figure 1. Choix du système électrique et son organisation selon la réglementation et la tarification



Description technique

Caractéristiques particulières et défis

Les changements technologiques dans la chaîne d’approvisionnement de l’industrie électrique ont fait diminuer les coûts drastiquement et augmenter l’efficacité des technologies, les rendant plus attrayantes pour les consommateurs individuels et pour les clients commerciaux. Par exemple, le coût des modules photovoltaïques a baissé de 45% entre 2010 et 2015, tandis que l’efficacité des cellules a augmenté de l’ordre de 25% sur la même période.

Les caractéristiques les plus importantes qui distinguent les réseaux centralisés des réseaux décentralisés sont regroupées dans le tableau 1. Ce dernier fait également mention de certains défis associés avec l’arrivée des RD.

Vu la nouveauté relative des RD, il n’est pas surprenant de constater que les pays en développement font face à de grands défis techniques, économiques, financiers, environnementaux, réglementaires

et institutionnels. Les pays de l’Afrique sub-saharienne affichent, de façon générale, un manque relatif de savoir-faire technologique et, par conséquent, ils ont des difficultés à relever le défi technique lors du déploiement initial de RD reposant sur les énergies renouvelables. Par ailleurs, les défis économiques et financiers ne sont pas moins grands. D’une part, les RD coûtent encore cher, à la fois parce qu’ils ne bénéficient pas d’économies d’échelle et parce qu’ils reposent sur des sources d’énergies coûteuses, malgré la baisse continue des coûts. D’autre part, le financement des RD et leur implantation en Afrique requièrent des montages financiers importants et donc l’implication d’organismes internationaux, de banques de financement et de développement, des gouvernements locaux et du secteur privé. Le déploiement des RD requiert aussi des réformes en profondeur à la fois institutionnelles et réglementaires ainsi que l’adoption de lois qui rendent les règles de fonctionnement de ces réseaux explicites. Par rapport à ce dernier aspect, le défi le plus important consiste à comprendre comment rendre l’environnement d’investissement moins risqué et comment adopter une tarification qui encourage le développement de la filière des RD.

Tableau 1. Caractéristiques des réseaux centralisés et décentralisés et défis

	Réseaux centralisés (RC)	Réseaux décentralisés (RD)	Défis pour les RD
Capacité	> 50MW	1 kW à 50MW	Défis techniques
Production - Localisation	Habituellement, loin des lieux de consommation.	À proximité des lieux de consommation.	Facilitation du déploiement par une harmonisation de la réglementation.
Connexion au réseau électrique central	Interconnexion obligatoire.	Interconnexion si la réglementation le permet et si le réseau central est présent.	Tarification des injections et des sorties de l’énergie, normes techniques.
Transport	Lignes de transport à haut voltage obligatoire, pertes techniques.	Seulement la partie distribution est requise.	Défis techniques liés à la variabilité de certaines formes d’énergie.

Tarification dans les réseaux décentralisés

Le coût est un facteur important qui peut freiner le déploiement des RD dans les pays en développement et, par conséquent, des énergies renouvelables (ER) souvent associées aux RD. Pourtant, ces dernières sont en abondance, notamment en Afrique, mais leur utilisation requiert une tarification particulière. À l'instar des pays développés qui ont initié des programmes de promotion des ER et des RD, comme l'Allemagne, l'Espagne, le Royaume Uni et les pays scandinaves, entre autres, quelques pays de l'Afrique sub-saharienne ont développé des programmes de tarification similaires basés principalement sur la *tarification de rachat garanti* (TRG), connus sous l'acronyme anglais *Feed-in Tariffs* (FiT) et de *facturation nette* (FN). D'autres programmes utilisant une tarification hybride, notamment le tarif de *valeur de l'énergie solaire* (VOST) sont employés ailleurs dans le monde afin de promouvoir les RD reposant sur les ER, mais leur utilisation en Afrique n'est pas encore très répandue. De façon générale, ces méthodes calculent les coûts réels de production et ajoutent une rémunération commensurable au risque associé à la production et à la vente de l'électricité au réseau centralisé.

- **Tarif de rachat garanti (TRG) :** Le programme de TRG consiste à offrir aux producteurs de l'électricité du système décentralisé des prix garantis, généralement supérieurs aux prix en vigueur pour l'électricité de sources conventionnelles. Le programme de TRG est une entente contractuelle selon laquelle la firme de production électrique du réseau centralisé (l'opérateur historique) s'engage à acheter la production excédentaire du producteur individuel du réseau décentralisé pour une certaine période de temps stipulée dans le contrat. Avec ce système, les compagnies de service public paient les producteurs décentralisés de la même façon qu'un producteur indépendant dans le marché du gros.
- **Tarif selon la méthode de la facturation nette (FN) :** Selon la méthode de la FN, les clients qui possèdent des installations pour produire de l'électricité localement reçoivent un crédit pour la quantité de kWh produite et vendue au réseau centralisé. En revanche, ils sont facturés pour les périodes de temps pour lesquelles leur consommation dépasse leur production. En d'autres mots, les compteurs de producteurs de l'électricité des réseaux décentralisés tournent dans la direction opposée lorsque leur production dépasse leur consommation. Les compagnies du RC chargent normalement la différence nette entre la consommation et la production (facturation nette).

Plusieurs pays (88 pays et territoires dont la moitié sont des pays industrialisés) ont recours présentement à de tels programmes pour favoriser le développement des RD à base d'ER. Le tableau 2 présente les pays africains ayant conçu des programmes pour le déploiement des RD basés sur les ER en adoptant soit le modèle du TRG soit celui de la FN.

Tableau 2. Pays africains utilisant le programme du TRG et de FN

Pays avec le programme TRG	Pays avec le programme FN
Algérie, Égypte, Rwanda, Kenya, Tanzanie, Nigeria, Ouganda, Afrique du sud, Ghana, Éthiopie, Botswana, Îles Maurice, Namibie.	Cap Vert, Maroc, Afrique du sud (proposé), Tunisie.

Stratégie de mise en œuvre

Tarif de rachat garanti

Le TRG diffère d'un pays à l'autre selon les objectifs de chacun. Normalement, chaque autorité réglementaire détermine son TRG en tenant compte du contexte politique, économique, financier, technologique, social et environnemental du pays. Par conséquent, il est normal que les programmes de TRG des pays développés soient différents de ceux adoptés par les pays de l'Afrique sub-saharienne. Du point de vue technique, le TRG peut être calculé selon une des approches suivantes :

- 1) par le **coût réel**, c'est-à-dire le coût de production de l'électricité selon le type de technologie utilisée – le TRG qui résulte de cette méthode est spécifique à la technologie et il est calculé par le coût moyen actualisé de l'électricité (CMAE ou LCOE pour l'acronyme anglais *levelized cost of energy*) ;
- 2) par le **coût privé évité**, c'est-à-dire le coût de production de source électrique conventionnelle – le TRG qui résulte représente la « valeur » privée de l'énergie conventionnelle produite ;
- 3) par le **coût social évité**, c'est-à-dire le coût externe incluant les coûts de la pollution – le TRG qui résulte représente la « valeur » sociale de l'énergie produite, communément exprimée par le « coût social évité » ;
- 4) par la **vente aux enchères** de la capacité productive à installer dans le futur – le TRG est révélé via le processus de la vente aux enchères ;
- 5) par un **prix fixe** sans égard au coût (réel, évité privé ou social) de production.

Certains pays, l'Allemagne par exemple, utilisent un tarif basé sur le concept du *coût réel* de la production électrique. D'autres, le Portugal par exemple, utilisent une méthodologie basée sur le *coût évité*. D'autres pays, les États-Unis par exemple, optent pour un prix fixe sans égard aux coûts ou préfèrent que le TRG soit déterminé par le processus du marché (vente aux enchères). La méthode d'utilisation d'un prix fixe n'a pas donné des résultats concluants, de sorte que son utilisation n'est pas répandue. D'un point de vue économique, la méthodologie du *coût réel* est la plus juste, surtout lorsqu'une prime de risque est ajoutée pour tenir compte des risques associés à ce type d'investissement. Cette méthodologie est la plus répandue au monde et elle est considérée comme étant la « meilleure pratique ».

Le tableau 3 présente sommairement les avantages et les désavantages de chacune des méthodes.

Tableau 3. Méthodes de calcul du TRG

Méthode de calcul du TRG	Avantages	Désavantages
Coût réel	Encourage le déploiement de technologies spécifiques. Le TRG est établi selon la technologie utilisée. Le coût de production de l'électricité est un facteur déterminant pour fixer le TRG.	Requiert beaucoup d'analyse de chaque technologie pour établir le TRG correctement. Difficultés de déterminer le tarif adéquatement à cause de l'asymétrie de l'information entre investisseurs (connaissance très précise des coûts réels de l'investissement) et autorités de régulation (connaissance limitée).
Coût privé évité	Approche simple. Encourage le déploiement des ER les moins chères.	Ne tient pas compte des impacts négatifs environnementaux. Doit prendre en compte plusieurs éléments non liés au prix (considérations politiques, environnementales, etc.).
Coût social évité	Inclut les coûts environnementaux. Encourage le déploiement des ER les moins chères.	Exige le calcul détaillé des externalités (changements climatiques, qualité d'air, dépendance pétrolière, etc.).
Vente aux enchères	Permet une pénétration optimale des ER en tenant compte de l'environnement, la localisation, la congestion des réseaux, la variabilité et les coûts.	Requiert beaucoup de données pour chaque technologie.

Source : Mercados, "Feed-in Tariff Model and Standard PPA", rapport préparé pour l'UE, 2012, p. 7.

La détermination du TRG peut être longue et assez complexe car les autorités doivent tenir compte de plusieurs facteurs, notamment la nature de la technologie utilisée, la taille de chaque technologie et les coûts évités ou réels. De plus, elles doivent calculer une prime de risque comme rémunération du capital investi. Un tarif bas n'incite pas l'investissement en RD à base d'ER et un tarif haut impose un coût indu au consommateur n'ayant pas investi dans ces systèmes, puisque les dépenses associées au programme de TRG sont réparties sur l'ensemble des consommateurs. Autrement dit, les investisseurs dans les RD à base d'ER sont subventionnés par ceux qui n'ont pas investi dans ces systèmes. Dans la pratique, cette « subvention croisée » peut prendre différentes formes : taxe explicite à tous les consommateurs d'électricité en faveur de l'électrification, ou bien en faveur des ER (Allemagne), taxe imposée seulement aux grands consommateurs industriels (Danemark), taxe imposée au secteur minier (Pérou). D'autres instruments sont bien sûr disponibles pour promouvoir les RD à base d'ER, tels que le dégrèvement fiscal, les crédits d'impôt, les exonérations de taxes douanières, les garanties de prêts, etc.

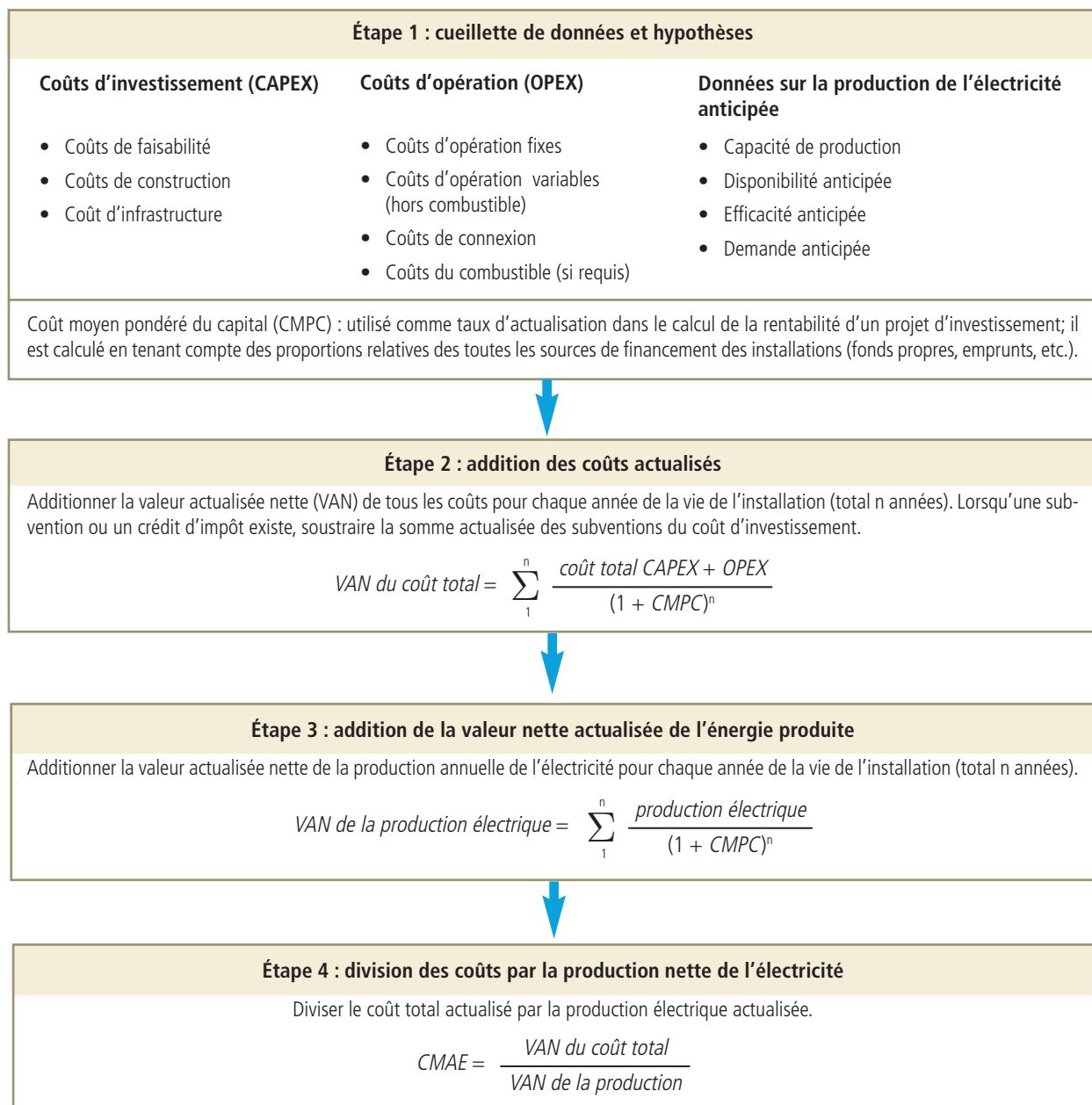
Au cœur des calculs du TRG se trouve le coût moyen actualisé de l'électricité (CMAE), utile pour comparer les coûts relatifs de l'électricité produite par diverses sources d'énergie. Les principaux coûts qui entrent dans les calculs du CMAE sont les coûts fixes, les coûts d'opération et d'entretien (hors combustible), les coûts du combustible lorsque requis, les coûts de financement du capital assumé par l'investisseur, coûts d'assurances, coûts de démantèlement et autres coûts prévus par la loi. Toute subvention ou aide à la construction est également considérée lors de ces calculs. Puisque toute subvention ou crédit d'impôt réduit le coût d'investissement,

il s'agit simplement de soustraire la somme actualisée des subventions du coût d'investissement pour tenir compte de l'aide que les gouvernements ou les organismes internationaux accordent aux projets des ER. Ces coûts ainsi que les revenus futurs du projet sont actualisés et sommés sur la durée de vie économique de l'installation. Le calcul prend aussi en compte la valeur résiduelle de l'installation à la fin de sa vie économique. La valeur actualisée nette (VAN) est alors calculée en soustrayant la valeur actualisée des coûts totaux de la valeur actualisée des revenus totaux. Dépendamment des objectifs et des orientations que chaque gouvernement veut donner pour le déploiement des ER, une version différente de ce modèle est utilisée dans la pratique. Dans le système de TRG simple, le tarif reste fixe pour la période du contrat peu importe la variation du prix dans le marché du gros. C'est la pratique courante de la majorité des pays utilisant le système du TRG. Dans le système de TRG avec primes, ces dernières s'ajoutent au prix du marché de gros et peuvent être fixes ou décroissantes. Cette variabilité influe directement sur les revenus des consommateurs et pour éviter de trop grandes variations, certains pays adoptent un système de modulation des variations en imposant des limites inférieures et des limites supérieures (Espagne, par exemple).

L'encadré 1 résume les étapes à suivre pour calculer le CMAE et le TRG. Pour calculer tous ces coûts, des données fiables et transparentes sont nécessaires. Dans le cas des pays en développement, le défi d'obtenir de telles données est énorme.

Pour introduire un programme de TRG, les autorités doivent mettre en place un cadre réglementaire et institutionnel adéquat et procéder à un renforcement des capacités humaines et techniques. De

Encadré 1. Étapes pour calculer le TRG et le CMAE



plus, les autorités doivent avoir une bonne compréhension du fonctionnement du programme et de ses effets ainsi qu'un plan solide de financement. Le tableau 4 présente les éléments clés à définir pour mettre en œuvre un programme de TRG.

Les pays en développement utilisent de plus en plus des programmes de TRG comme un moyen efficace pour améliorer l'accès à l'électricité des populations rurales dont leur système n'est pas connecté au réseau national. Dans ce contexte, le tarif qui résulte du TRG (le tarif off-FiT) est une variation du tarif calculé selon le TRG traditionnel, et doit tenir compte du risque d'investissement plus élevé et des caractéristiques du milieu rural (niveaux de pauvre, demande dispersée).

Facturation nette

Dans le système de FN, le prosommateur n'est pas payé pour sa production injectée dans le système, comme c'est le cas avec le système de TRG, mais compensé pour l'électricité injectée au système. Le prosommateur en situation de production électrique supérieure à sa consommation reçoit un crédit qui est alors soustrait de la facture électrique du prosommateur lorsque sa consommation est supérieure à sa production. Le client paie à l'opérateur historique le montant net, d'où le nom de « facturation nette ». La méthode correspondante pour appliquer l'approche par la FN est la suivante :

$$\text{Crédit / débit} = (\text{kWh consommés} - \text{kWh produits}) * \text{tarif au détail}$$

Tableau 4. Éléments essentiels du programme de TRG

Tarif	Spécifier le tarif que recevraient les producteurs décentralisés, aussi appelés autonomes. Les méthodologies et le niveau des tarifs font partie du contrat entre le producteur décentralisé et le distributeur de l'électricité ou le gestionnaire du réseau.
Type de contrat	Spécifier les conditions du contrat, la devise, etc.
Interconnexion	Spécifier les conditions d'interconnexion et la façon dont l'électricité produite par des producteurs autonomes sera introduite au système centralisé (interconnexion prioritaire, garantie, régulée ou autre). Elles sont importantes pour les pays en développement en transition vers des structures électriques plus concurrentielles.
Conditions de rachat	Spécifier les conditions de rachat de l'électricité de la part des entreprises publiques. Les contrats d'achat s'étalent normalement sur 15 à 20 ans.
Transport et distribution	Spécifier que les entreprises publiques accordent une priorité aux énergies renouvelables de transport et distribution.

Tableau 5. Évaluation des pratiques du règlement de la compensation dans le système de FN

Critères d'évaluation	Compensation périodique	Compensation perpétuelle	Pas de compensation
Appréciation du prosommateur	Grande	Moyenne	Basse
Coût d'implémentation	Grand	Bas	Moyen
Coût d'administration	Grand	Bas	Moyen
Impact sur les revenus de l'opérateur	Bas à modéré	Modéré à moyen	Important

Habituellement, les agences de régulation spécifient les tarifs que les entreprises publiques peuvent utiliser pour facturer les prosommateurs (tarif au détail).

La compensation du prosommateur peut être faite à intervalles prédéfinis (compensation périodique ou dégrèvement tarifaire périodique), ou bien sous forme d'une compensation perpétuelle (pas de date d'échéance), ou encore ne pas exister (toute production excédentaire générée et injectée dans le réseau par le prosommateur qui n'a pas été utilisée par le même consommateur au cours de l'année, est perdue).

Ces pratiques sont utilisées au Cap Vert, au Maroc, aux États-Unis (42 États américains), au Canada (certaines provinces canadiennes), au Brésil, au Mexique, au Kenya, et en Afrique du Sud, etc. Le tableau 5 résume les pratiques de compensation utilisées.

Comme dans le programme de TRG, les agences de régulation imposent des limites en ce qui concerne le type de technologie utilisée pour la production décentralisée ainsi que le type de combustible utilisé afin qu'un prosommateur soit éligible au programme de FN. Dans d'autres cas, il y a des limites en ce qui a trait à la capacité totale éligible à la facturation nette en mettant des limites supérieures sur les producteurs individuels et sur la demande totale d'électricité éligible à la FN.

Le programme de FN peut être appliqué à la fois pour les installations de grande et petite taille. Ce programme fonctionne seulement lorsque le prosommateur est connecté au réseau centralisé.

Son avantage principal réside sur le fait qu'il permet au prosommateur de réduire sa facture électrique par le montant de sa propre production. Pour le gestionnaire du RC, le programme de FN offre une façon simple et peu coûteuse de gérer l'intégration des RD. De plus, le RD offre à la fois de la capacité productive et de l'énergie aux entreprises du RC. Par ailleurs, la production décentralisée contribue au renforcement de la tension du réseau électrique, particulièrement dans les régions rurales. Les prosommateurs aussi bénéficient du programme, car ils sont sûrs de recevoir, à long terme, c'est-à-dire lorsque tous les coûts d'investissements ont été amortis, une facture électrique bon marché.

Analyse critique

Le programme de FN n'est pas sans critiques. D'une part, ce programme est vu comme une concurrence déloyale envers l'opérateur historique. D'autre part, il crée des subventions entre eux qui investissent en ER, c'est-à-dire les prosommateurs, et les autres clients qui ne le font pas. De plus, plusieurs considèrent que le programme est un fardeau, du fait des coûts supplémentaires pour les entreprises du RC liés à l'administration du programme et de ses exigences techniques en ce qui concerne la lecture des compteurs et l'octroi des crédits. Évidemment, ces critiques ne s'appliquent qu'à des situations où les prosommateurs sont connectés au réseau. Dans les pays en développement où l'opérateur historique n'atteint pas les zones rurales et les prosommateurs ne sont pas connectés au réseau, il n'y a pas de subventions directes entre les différentes catégories des clients. Cependant, une telle subvention reste

toujours possible. Les autorités pourront exiger un prélèvement solidaire auprès des abonnés du réseau pour alimenter un fonds d'électrification rurale. De plus, même dans le cas où l'opérateur historique est présent dans les zones rurales, il est habituellement subventionné par l'État. Dans ces circonstances, les arguments du fardeau infligé à l'opérateur sont moins pesants.

Le programme TRG ne fait pas l'unanimité non plus. À l'instar du programme de FN, le TRG crée des subventions croisées ainsi qu'un environnement incertain à l'investissement, lorsqu'il s'applique à des RD connectés au RC. L'incertitude provient du fait que le producteur décentralisé reçoit un prix déterminé à l'avance pour sa production excédentaire vendue au réseau centralisé. Par contre, celui-ci paie le prix au détail lorsqu'il achète de l'électricité. En d'autres mots, le TRG peut être soit plus élevé soit plus bas que le tarif au détail. Cette différence dans le prix d'achat et le prix de vente crée de l'incertitude quant aux recettes futures provenant de l'investissement en ER. Ceci a un impact négatif sur leur déploiement. Certaines critiques résident par ailleurs dans le fait que les coûts supplémentaires issus de l'adoption d'un tel programme sont supportés par tous les consommateurs au bénéfice des prosummateurs-investisseurs. Le tableau 6 résume les critiques des deux systèmes de tarification dans le domaine des ER.

Pour pallier à ces critiques, des régimes hybrides ont fait leur apparition, dans lesquels *tous* les coûts sont comptabilisés (privés, sociaux, environnementaux et autres coûts explicites et implicites), afin que les tarifs reflètent mieux la valeur ajoutée de la production décentralisée.

Ces tarifs ont été appliqués principalement dans le cas de la production solaire et ils s'appellent « tarifs selon la valeur solaire » ou VOST (*value of solar tariffs* en anglais). Avec cette approche, il est donc possible de comparer la *valeur solaire* à la valeur des autres formes d'électricité. La formule correspondante est la suivante :

$$\text{tarif VOST} = \frac{\sum VA (\text{tous les coûts évités annuellement})}{\sum \text{valeur actualisée (VA des kWh/an)}}$$

Dans la pratique, certaines agences de régulation demandent un ajustement annuel reflétant les réductions de coûts résultant des améliorations technologiques. Ceci rend variables les revenus des vendeurs d'ER, créant ainsi un environnement risqué à l'investissement. Par ailleurs, les tarifs VOST ne font pas l'unanimité car ils sont habituellement relativement plus élevés que les autres tarifs, puisqu'ils tiennent compte de tous les coûts.

Cadre institutionnel et réglementaire requis

Pour faire face à la complexité croissante des marchés électriques et pour déployer les RD, une nouvelle gouvernance des systèmes électriques est nécessaire, faisant référence aux institutions, aux réglementations et aux approches utilisées pour gérer les structures, les organisations et les marchés. Les RD impliquent un plus grand nombre d'acteurs aux niveaux local, rural et urbain et une interdépendance croissante des acteurs. Cette situation requiert une plus grande coordination et une plus grande surveillance. Les règles d'interconnexion, de concurrence et d'établissement de tarifs sont très importantes pour le bon fonctionnement des marchés et le déploiement des ER. L'établissement de ces règles et la capacité d'examiner et surveiller les marchés des ER et des énergies conventionnelles nécessite des connaissances poussées, des opérations et des procédures des marchés électriques. En particulier, les concessions rurales ont donc besoin d'une réglementation et d'un cadre institutionnel qui protègent les consommateurs vulnérables.

L'aspect le plus important, lors du développement d'un RD, est le choix du programme de tarification et son financement, incluant tous les coûts explicites et implicites, tels que les crédits d'impôt, subventions et autre allègement fiscal accordés. L'appui des organismes internationaux, des banques régionales de développement, de la Banque mondiale ainsi que d'autres institutions vient aussi appuyer le financement de tels programmes.

Tableau 6. Critique du TRG et de la FN

Critique du programme de TRG	Critique du programme de FN
Il constitue une subvention croisée en faveur des prosummateurs.	Il constitue une subvention croisée en faveur des prosummateurs.
Il est applicable aux RD connectés ainsi que non connectés au RC (après adaptation).	Il fonctionne seulement pour les RD connectés aux RC.
Il coûte trop cher surtout lorsque le rythme d'investissement est accéléré.	Il offre moins d'incitatifs que le système de TRG, surtout lorsqu'il n'y a pas de compensation pour l'excédent de l'électricité injectée au réseau.
Les tarifs, une fois déterminés, restent stables pour les nouveaux projets indépendamment de l'évolution du prix de détail de l'électricité dans le réseau central.	
La fixation de tarifs est un processus complexe et leur ajustement pour tenir compte de l'inflation, de l'évolution technologique, etc., pose des défis sérieux aux régulateurs.	

Résultats attendus

L'expérience cumulée au fil des ans avec les systèmes de TRG et de FN montre que les RD se sont développés rapidement dans les pays industrialisés et en voie de l'être, permettant un accès plus rapide à l'électricité et une économie plus « verte ». L'expérience montre aussi que le système de TRG est beaucoup plus complexe et plus coûteux que le système de FN ; pour bien fonctionner, il a besoin d'une structure organisationnelle, réglementaire et institutionnelle assez sophistiquée, ce qui peut constituer un frein à sa mise en œuvre dans les pays en développement. À l'inverse, le système de FN est nettement plus simple et moins coûteux à implanter et à administrer. Les pays en développement favorisent souvent ce système lorsqu'ils veulent accélérer le processus de l'électrification rurale.

Conclusion

Dans le contexte des pays en développement où l'accès à l'électricité est limité et/ou dans certaines régions inexistant et l'expansion du réseau centralisé n'est pas possible ou rentable, les réseaux décentralisés peuvent apparaître comme des solutions alternatives intéressantes. Le développement de ces réseaux était limité jusqu'à récemment, car les coûts des technologies qu'ils utilisaient, notamment les technologies utilisant des énergies renouvelables, étaient très élevés. À mesure que les coûts diminuent, la *parité tarifaire* devient possible. Malgré ces développements technologiques, le déploiement des ER nécessite la mise en place de mécanismes incitatifs qui rendent l'environnement d'investissement moins risqué pour les promoteurs de ces technologies.

Certains de ces mécanismes, notamment les programmes de TRG et de FN, sont utilisés abondamment à la fois dans les pays développés et en voie de l'être. L'analyse des avantages et des inconvénients de chaque mécanisme révèle que, malgré leurs lacunes respectives, les deux sont dynamiques et efficaces pour promouvoir l'utilisation des ER. Cependant, les méthodologies utilisées pour calculer le tarif doivent tenir compte des coûts réels de production en ajoutant à ces derniers une prime de risque. Les tarifs qui résultent sont optimaux du point de vue économique.

Appliquer cette méthodologie dans les pays africains où le risque-pays et les autres risques sont relativement grands, est un défi de taille. Pour ces pays, la clé du succès ne réside pas uniquement dans la méthode de tarification utilisée, mais aussi dans la capacité du pays à faire des réformes structurelles, institutionnelles et réglementaires, et de sa volonté de créer un environnement propice à l'investissement. Dans la mesure où les consommateurs de ces pays perçoivent qu'il y a des économies à réaliser avec les ER, ils seront davantage prêts à investir à leur déploiement.

Références

Agence internationale de l'énergie, (2013). « Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale » Rapport IEA-PVPS T9-13 :2013. <http://www.iea-pvps.org>

European Commission, (2013). « European Commission guidance for the design of renewables support schemes ». <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/support-schemes>

Les fiches techniques PRISME (Programme International de Soutien à la Maîtrise de l'Énergie) sont publiées par l'IFDD.

Directeur de la publication :

Jean-Pierre Ndoutoum, Directeur, IFDD

Comité éditorial :

Boufeldja Benabdallah, Spécialiste de programme, IFDD
Louis-Noël Jail, Chargé de communication, IFDD

Supervision technique :

Maryse Labriet, Eneris Consultants,
info@enerisconsultants.com

Auteur :

Anastassios Gentzoglanis, Université de Sherbrooke, Canada,
Anastassios.Gentzoglanis@USherbrooke.ca

Édition et réalisation graphique :

Code Jaune, design et créativité



L'Institut de la Francophonie pour le développement durable (IFDD) est un organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie (OIF). Il est né en 1988 de la volonté des chefs d'État et de gouvernement des pays francophones de conduire une action concertée visant le développement du secteur de l'énergie dans les pays membres. En 1996, cette action a été élargie à l'environnement. Basé à Québec (Canada), l'Institut a aujourd'hui pour mission, notamment, de :

- contribuer au renforcement des capacités nationales et au développement de partenariats dans les domaines de l'énergie et de l'environnement,
- promouvoir l'approche développement durable dans l'espace francophone.

Institut de la Francophonie pour le développement durable (IFDD)

56, rue Saint-Pierre, 3^e étage
Québec, Canada G1K 4A1
Téléphone : 418 692-5727
Télécopie : 418 692-5644
Courriel : ifdd@francophonie.org
Site Internet : www.ifdd.francophonie.org

Décembre 2015

Imprimé sur papier contenant 100 % de fibres recyclées postconsommation.

