



Tarification de l'électricité en réseaux décentralisés - Études de cas*

Étude de cas 1

Programme de tarification de rachat garanti de la province de l'Ontario (Canada)

Description

Le programme des tarifs de rachat garanti (TRG, ou *feed-in tariff* en anglais) n'est pas aussi populaire en Amérique du Nord que dans d'autres parties du monde, notamment en Europe. La province canadienne de l'Ontario a néanmoins introduit dès 2009 un programme étendu de TRG sur son territoire, motivé par l'objectif de diversification de l'offre électrique et d'éviter toute pénurie éventuelle de l'électricité. L'Ontario a en effet été marqué par un blackout généralisé en 2003.

La *loi sur l'énergie verte* (LEV), adoptée en 2009, est la pierre angulaire de sa politique énergétique. Les objectifs visés sont :

- augmenter la production électrique en utilisant davantage des sources d'énergie renouvelable (ER) et abandonner l'utilisation du charbon ;
- encourager la conservation de l'énergie (programme d'efficacité énergétique) ;
- favoriser la création de 50 000 emplois dans le domaine de l'énergie propre ;
- favoriser la création d'une expertise dans ce secteur en imposant un contenu local dans la fabrication et l'installation des équipements ;
- faire la province de l'Ontario « la plus propre en Amérique du Nord ».

Stratégie de mise en œuvre et financement

Tarifs différenciés. Le gouvernement a développé un programme de tarif de rachat garanti (TRG) selon lequel les prix pour la production de l'électricité provenant de sources renouvelables demeurent stables à long terme, ce qui garantit ainsi un certain niveau de revenus pour les producteurs.

Tarifs révisés régulièrement. Afin de tenir compte de la diminution rapide dans les coûts de fabrication des technologies, le gouvernement révisé régulièrement la tarification. La Société indépendante d'exploitation du réseau électrique (SIERE), en tenant compte du coût réel du projet, détermine le rendement « juste et raisonnable » (c'est-à-dire suffisamment élevé pour attirer les investisseurs vers les projets en ER – 7% dans le cas de l'Ontario) pour fixer le TRG (Tableau 1). Selon sa méthode de calcul, le coût de financement du projet est utilisé pour

déterminer son rendement et, par ricochet, le tarif de rachat garanti permettant aux investisseurs de réaliser ce 7%. Dans le cas des projets MicroFIT décrits ci-après, où les coûts sont plus élevés, le rendement varie de 0,5 à 1,5%.

Deux volets. Le programme de TRG a deux volets : le programme de TRG (FIT) et le programme MicroFIT. Le premier s'adresse aux municipalités, propriétaires fonciers, promoteurs privés, entreprises et collectivités autochtones, et concerne les projets de 500 kW et plus. Le second s'adresse aux particuliers qui veulent réaliser un petit projet solaire d'une capacité maximale de 10 kW sans passer par un processus complexe d'obtention de la certification. Le gouvernement accorde une priorité aux projets de propriété communautaire et/ou autochtone dont la participation au capital-action dépasse 50%.

Administration. Le programme TRG est administré par l'Office de l'électricité de l'Ontario (OPA), fusionné récemment avec la SIERE. Les frais administratifs et opérationnels du programme sont financés par les propriétaires des projets (par exemple : frais de dépôt de la demande, non remboursables, de 0,50 \$CDN/kW avec un minimum de 500 \$CDN et maximum de 5 000 \$CDN ; d'autres frais incluent la demande de conformité ou encore l'examen de la sûreté). Les contrats de TRG sont normalement conclus entre les propriétaires des projets et l'OPA et ils ont une durée de 20 ans (40 ans pour les projets d'hydroélectricité). Pour les projets connectés au réseau de distribution, la compagnie locale de distribution de l'électricité fait les paiements aux propriétaires sur une base régulière selon les spécifications du contrat. Pour projets connectés au réseau de transport de haute tension, c'est l'OPA qui fait les paiements aux propriétaires.

Financement. Le programme de TRG de l'Ontario est financé principalement par les utilisateurs du service électrique. Il n'existe pas d'estimation précise de ses coûts spécifiques. L'« ajustement global » inclut dans les factures d'électricité, représente la différence entre les prix payés par l'OPA aux producteurs électriques réglementés et les prix contractuels payés aux producteurs des énergies renouvelables, ainsi que le coût des programmes d'efficacité énergétique. En 2014, l'ajustement global est de plus de 6¢/kWh, pour un prix total de l'électricité d'un peu plus de 9¢/kWh. Selon certaines estimations, il sera deux fois plus élevé dans les années à venir. Pour apaiser la colère des consommateurs, qui se disent prêts à payer une petite prime pour les ER mais

* Note au lecteur : Cette fiche est le complément de la fiche 9 de la même thématique.

Étude de cas 1
(suite)

pas une prime aussi élevée, le gouvernement a introduit dans la facture électrique une prestation ontarienne pour l'énergie propre : il retranche 10% du coût d'électricité pour une consommation maximale mensuelle de 3 000 kWh.

Résultats techniques et financiers

Un fort engouement, mais différencié. L'objectif du programme de créer un environnement propice au développement des ER s'est effectivement réalisé. Il y a eu et il y a encore un très grand engouement pour le programme de TRG, au point que la compagnie de distribution électrique de l'Ontario, Hydro One, s'est retrouvée « dépassée par les événements ». Au début du programme, la compagnie recevait 500 demandes par semaine en moyenne, sans être capable de les satisfaire immédiatement, du fait de l'insuffisance de capacité du réseau local (des améliorations du réseau ont été requises) et les délais associés aux tests de conformité et autres spécifications techniques imposés par

l'OPA. Ce dernier a remplacé le système de licences sur la base « premier arrivé, premier servi » par un système avec annonce de l'OPA sur le type de projets à réaliser et évaluation des projets. L'OPA a aussi établi un ordre de priorité pour certains projets liés à la fourniture des services publics, tels que les écoles, les universités, les hôpitaux et les centres de services sociaux.

Un engouement différencié. Avec un tel succès, le gouvernement a réussi à mettre fin à l'utilisation du charbon sans que cela ait un effet négatif sur la production électrique : la capacité installée grâce au programme de TRG a remplacé la capacité perdue suite à l'abolition du charbon. Toutefois, ce sont surtout les installations solaires sur les toits qui ont bénéficié le plus du programme. Le moindre développement des autres sources d'énergies renouvelables est associé principalement aux tarifs TRG différenciés, qui ont favorisé les formes d'énergie les plus rentables. Pour la biomasse par exemple, les TRG sont considérés peu attrayants pour rendre les projets d'investissements rentables. L'offre

Tableau 1. Tarifs initiaux et révisés en 2013, programme TRG de l'Ontario

Combustible	Plage de tailles de projet	TRG initial (¢/kWh)	Nouveau TRG (¢/kWh)	% d'écart*
Installations solaires sur le toit	≤ 10 kW	80,2	54,9	-31,5 %
	> 10 et ≤ 100 kW	71,3 pour capacité < 250kW	54,8	-23,1 %
	> 100 et ≤ 500 kW	63,5 pour capacité > 250 ≤ 500kW	53,9	-15,1 %
	> 500 kW	53,9	48,7	-9,6 %
Énergie solaire installée au sol	≤ 10 kW	64,2	44,5	-30,7 %
	> 10 kW et ≤ 500kW	44,3	38,8	-12,4 %
	> 500 kW et ≤ 5 MW	44,3	35,0	-21,0 %
	> 5 MW		34,7	-21,7 %
Énergie éolienne	Toutes portées	13,5	11,5	-14,8 %
Hydroélectricité	≤ 10 MW	13,1	13,1	0,0 %
	> 10 MW et ≤ 50 MW	12,2	12,2	0,0 %
Biomasse	≤ 10 MW	13,8	13,8	0,0 %
	> 10 MW	13	13	0,0 %
Biogaz sur terre agricole	≤ 100 kW	19,5	19,5	0,0 %
	> 100 kW et ≤ 250 kW	18,5	18,5	0,0 %
Biogaz	≤ 500 kW	16	16	0,0 %
	> 500 kW et ≤ 10MW	14,7	14,7	0,0 %
	> 10 MW	10,4	10,4	0,0 %
Gaz d'enfouissement	≤ 10MW	11,1	11,1	0,0 %
	> 10 MW	10,3	10,3	0,0 %

* Par rapport au prix des TRG initial

Source : Ministère de l'Énergie de l'Ontario, « Examen biennal du Programme de tarifs de rachat garantis » <http://www.energy.gov.on.ca/fr/fit-and-microfit-program/2-year-fit-review>

Étude de cas 1 (suite)

inadéquate de bois provenant des forêts étatiques, le manque de coordination entre différentes instances décisionnelles, les réglementations désuètes et parfois contradictoires entre les municipalités et la province, sur les normes de qualité de l'air, l'obtention des permis, etc. sont d'autres obstacles. Finalement, il est plus facile de trouver du financement pour les petits projets, avec des périodes de récupération courtes, étant donné les risques, gouvernementaux ou technologiques (risque de technologies obsolètes avant leur fin de vie étant donné les changements rapides).

Le développement de l'industrie locale. Le programme a réussi à créer une industrie locale reconnue mondialement, encouragé par la condition que chaque projet devait avoir un « contenu local ou national », fixé à 40% en 2010 puis à 60% en 2011. Cette politique de contenu local a été supprimée en 2012 car contestée par le Japon, l'Union européenne et les États-Unis devant l'Organisation Mondiale du Commerce, et considérée comme discriminatoire en faveur des produits domestiques. Néanmoins, un grand nombre d'entreprises étrangères continuent d'opérer en Ontario.

Les emplois. Il est estimé que le programme a créé plus de 30 000 emplois. L'atteinte des 50 000 emplois prévus reste un objectif puisque le programme est encore en vigueur.

La capacité de production. Une capacité additionnelle de 4 608 MW est comptabilisée fin 2014 pour un investissement privé de plus de 8,5 milliard de \$ CDN. Ces investissements sont essentiellement dans la production de l'électricité à partir de l'énergie solaire (installations PV sur les toits surtout) et éolienne.

Le rôle important de l'efficacité énergétique. La promotion des ER a résulté du programme de TRG mais aussi de la politique d'efficacité énergétique du gouvernement qui est estimée avoir résulté en une baisse de la demande de l'électricité de plus de 1 900 MW, équivalent à un retrait de 600 000 ménages du réseau. L'Ontario a abandonné l'usage du charbon pour la production d'électricité en 2014.

Conclusion

Très bonne pour les installations PV sur toit et au sol, la performance du programme reste réduite pour les autres sources, notamment la biomasse, du fait de la réglementation existante dans la filière de biomasse et de tarifs TRG insuffisants selon les critères de rentabilité des investisseurs. Le cas de l'Ontario est particulièrement utile pour démontrer la nécessité de bien analyser les besoins du pays en électricité et adopter une réglementation et une tarification appropriée qui facilite l'investissement et encourage les investisseurs vers toutes les filières.

Références

Beauguard-Tellier, F. (2005). « Le réseau électrique de l'Ontario : Y-a-t-il de la lumière au bout du tunnel? » Bibliothèque du Parlement, PRB05-34F. « <http://www.parl.gc.ca/Content/LOP/researchpublications/prb0534-f.html>

Ontario, Ministère de l'Énergie, La Loi sur l'énergie verte, <http://www.energy.gov.on.ca/fr/green-energy-act/>

Programme de tarifs de rachat garantis de l'Ontario Rapport d'examen biennal, <http://www.energy.gov.on.ca/fr/fit-and-microfit-program/2-year-fit-review>

Étude de cas 2 Programme de tarification de rachat garanti en Algérie

Description

L'Algérie, qui jouit d'un environnement géographique favorable pour le développement de ses énergies renouvelables (ER), a procédé à une réforme en profondeur de son cadre réglementaire et institutionnel afin d'encourager le déploiement des ER. Grâce à ses programmes d'aide, notamment les tarifs de rachat garanti (TRG), et avec une plus grande capacité productive, l'Algérie vise les exportations de son électricité vers les marchés européens du sud.

Stratégie de mise en œuvre et financement

Des tarifs initiaux inadéquats. En mars 2004, l'Algérie fut le premier pays de l'Afrique du Nord à introduire le programme de TRG. Le programme fut conçu de façon différente par rapport aux programmes similaires adoptés en Europe : au lieu d'accorder un tarif fixe aux producteurs d'ER, l'Algérie a choisi d'accorder des bonus différents selon le type de technologie, afin de protéger la viabilité financière de sa compagnie nationale Sonelgaz et garder les prix de l'électricité à des niveaux relativement bas. Les tarifs proposés ont toutefois été jugés inadéquats par les investisseurs et le programme n'a pas réussi à

encourager les ER. De plus, les obstacles réglementaires et la lourdeur du système décourageaient les investisseurs. Par exemple, les entreprises désireuses d'investir dans les ER devaient être de propriété algérienne à 51% et d'avoir un contenu local d'ingénierie et de fabrication.

Un nouveau programme. L'Algérie a procédé à une actualisation de sa réglementation en adoptant, en mars 2011, son « programme sur les énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique ». La cible de capacité productive des ER d'ici 2030 est passée de la valeur de 12 GW fixée en 2004, à 22 GW (27% des ER). Le programme fixe les objectifs en deux phases et définit les tarifs selon les technologies utilisées (Tableau 2).

L'objectif actuel de 13,5 GW de capacité photovoltaïque constitue une augmentation de 400% par rapport à la capacité totale installée. Il est prévu qu'après cinq ans d'opération de chaque projet d'investissement, le TRG soit majoré de 15% pour les installations électriques d'appoint (pour rassurer les investisseurs qui souhaitent agir comme source d'énergie de dernier recours) et réduit de 15% pour les unités de production servant à satisfaire la demande de base (pour tenir compte des avancements technologiques et de la réduction des coûts des équipements).

Étude de cas 2
(suite)

Tableau 2. Les objectifs fixés et le tarif de rachat garanti selon la technologie

Source d'ER	1 ^{ère} phase 2015-2020 (MW)	2 ^{ème} phase 2021-2030 (MW)	Total (MW)	TRG* (¢€/kWh)	Capacité éligible (MW)
PV solaire	3 000	10 575	13 575	11,6 14,5	>5MW <5MW
Éolienne	1 010	4 000	5 010	9,5 11,9	>5MW <5MW
Énergie solaire thermique ou concentrée (ESC)**	-	2 000	2 000	s/o	s/o
Cogénération**	150	250	400	s/o	s/o
Biomasse**	360	640	1 000	s/o	s/o
Géothermique**	5	10	15	s/o	s/o
Total	4 525	17 475	22 000	-	-

* TRG garanti pour 20 ans

** Les filières ne bénéficiant pas des TRG seront financées par le FER (financement entre 50% et 90% du coût d'investissement).

Source : Objectifs nouveau programme des Énergies Renouvelables en Algérie (2015-2020-2030), <http://portail.cder.dz/spip.php?article4565>.

Le cadre institutionnel. Les détails des contrats d'achat d'électricité (concernant le prix, les conditions d'achat, la durée du contrat, les conditions en cas d'imprévus techniques ou autres, etc.) se trouvent dans la loi, ils sont standardisés et ils ne sont plus assujettis à la discrétion de Sonelgaz (Décret Exécutif 13-218; Arrêté ministériel du 2/2/14). Le gouvernement algérien a aussi créé le Fonds National pour les énergies renouvelables et la cogénération (FNERC), financé par un prélèvement sur les ressources pétrolières. Par les Décrets Exécutifs 06-428 et 06-429 du 26/11/06 et Ordre du 21/02/08, le gouvernement algérien établit la priorité d'accès des ER au réseau. En revanche, les autorités nationales gardent le droit d'approbation des achats des propriétés par les entreprises étrangères. La majorité des projets se réalisent sur les terres du gouvernement sous un régime de concession. Il n'y a pas de zones prioritaires de développement pour les ER.

Des mesures complémentaires. La nouvelle loi algérienne prévoit une réduction des taxes douanières et de la TVA à l'importation des composantes des matières premières, produits semi-finis et équipements d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Par ailleurs, le gouvernement encourage les audits énergétiques des établissements grands consommateurs d'énergie comme complément à la promotion des ER.

Résultats techniques et financiers

Le prix de l'électricité. L'Algérie n'a pas eu le même succès que plusieurs pays européens avec leur politique de rachat garanti notamment parce que l'électricité conventionnelle est peu coûteuse en Algérie à cause des subventions de l'État.

Le cadre réglementaire et institutionnel. Lors du premier programme de TRG, l'opérateur historique a gardé sa place dominante dans le marché, agissant dans son intérêt et au détriment des producteurs

indépendants. Autrement dit, la seule adoption du TRG ne garantit pas automatiquement l'adoption des ER. Des réformes en profondeur et l'établissement d'une structure institutionnelle et réglementaire forte, stable et transparente sont requis. Même s'il est trop tôt encore pour connaître les effets de ces réformes, les réformes structurelles récentes du secteur électrique vont dans la bonne direction et les tarifs du programme de TRG garantis pendant une longue période de temps réduisent les risques pour les investisseurs.

Les coûts du programme de TRG et sa gestion. Le TRG est financé par la redevance pétrolière de 1% sur les revenus de la compagnie pétrolière étatique et par d'autres sources et contributions, notamment par les producteurs avec une capacité installée au-delà de 1 MW et connectés au réseau de transport et/distribution, qui doivent participer à la couverture des coûts associés à la « diversification et la transition énergétique ». Ces revenus sont administrés par le FNERC.

Conclusion

L'Algérie, lors de sa première réforme, n'a pu réaliser les résultats escomptés avec le programme de rachat garanti. Les raisons les plus probables sont : un manque de volonté de faire des réformes en profondeur, la désorganisation et la mauvaise articulation des différents cadres réglementaires et institutionnels et une mauvaise estimation des risques qu'encourent les promoteurs des investissements en ER. Le nouveau programme a su corriger plusieurs de ces défauts, mais il est encore trop tôt pour évaluer ses résultats finaux.

Références

Portail Algérien des énergies renouvelables, « Objectifs nouveau programme des Énergies Renouvelables en Algérie (2015-2020-2030) », <http://portail.cder.dz/spip.php?article4565>

Étude de cas 3

Facturation nette dans le programme « Prosol Elec » en Tunisie

Description

Les énergies renouvelables (ER) ne représentent que 2% de la production d'électricité de la Tunisie, de sources éolienne (245 MW) et solaire (15 MW), mais le gouvernement a fixé des objectifs ambitieux : augmenter leur contribution jusqu'à concurrence de 30% en 2030. Pour ce faire, il a instauré des programmes incitatifs pour attirer les investisseurs nationaux et internationaux dans la filière solaire. Parmi eux, le programme PROSOL, lancé dès 2005 pour promouvoir les chauffe-eau solaires (CES), et qui progressivement s'est étendu pour inclure un programme de facturation nette.

Stratégie de mise en œuvre et financement

Les premières phases. Le programme Prosol a été lancé en 2005 par le Ministère tunisien de l'Industrie, de l'Énergie et des PME conjointement avec l'Agence Nationale de la Maîtrise de l'Énergie (ANME) et le Ministère Italien de l'environnement et de la Protection du Territoire et de la Mer (MATTM - contribution de 2,2 millions de \$), avec l'assistance technique du Programme des Nations-Unies pour l'Environnement, via le programme méditerranéen de financement des énergies renouvelables (MEDREP). Prosol a initialement consisté à offrir aux consommateurs résidentiels des prêts bancaires subventionnés et une subvention de 20% pour l'achat des CES. Cette subvention fut la première dans son genre: toutes les subventions octroyées dans le passé visaient les énergies fossiles. Le programme a aussi inclus des activités de préparation et de mise en application du programme et pour corriger ou surmonter les barrières qui empêcheraient son bon fonctionnement, notamment :

- des campagnes de sensibilisation du public concernant l'importance des ER et de la qualité améliorée des CES ;
- des stratégies de renforcement des capacités afin d'augmenter les connaissances et l'expertise des institutions financières tunisiennes et des fournisseurs de technologies ;
- un plan d'accréditation des fournisseurs et installateurs des CES pour renforcer la confiance du public ;
- des procédures de surveillance afin de s'assurer de la qualité et la fiabilité des CES.

Le cadre réglementaire a aussi été établi pour stimuler le développement de l'industrie et rétablir la confiance des usagers envers les fabricants-installateurs suite à l'échec du programme des années 80 dû notamment à la mauvaise qualité des CES. À cette fin, seuls les fabricants-installateurs accrédités pouvaient faire des installations des CES, et la société tunisienne d'électricité et du gaz (STEG) pouvait récupérer le prêt bancaire via le compte mensuel de l'électricité. Ce fonctionnement permit aux banques d'éviter les frais d'administration et donc d'offrir des prêts plus avantageux, ce qui a créé une masse critique de prêts et donc une spécialisation dans ce type de financement. Par ailleurs, la loi a obligé que les nouveaux édifices soient équipés de CES.

Le fonds national. Le programme Prosol ne se limitait pas au développement de la demande pour les CES à court terme, mais il visait aussi la croissance de la demande à long terme et sans appui gouvernemental ou étranger. À cette fin, le Fonds national de maîtrise de l'énergie (FNME) a été créé en 2005, financé par des paiements des droits d'immatriculation des automobilistes et des frais de douanes prélevés sur les climatiseurs. En 2009, les fonds du programme étant

Tableau 3. Caractéristiques principales des programmes avec facturation nette en Tunisie

	PROSOL Elec*	Bâtiment solaire	Autoproduction	Autoproduction
Tension	BT	BT	BT	MT+HT
Client cible	Résidentiel	Résidentiel	Industriel	Industriel
Facturation nette	Oui	Oui	Oui	Oui
Tarif d'achat de l'excédent	Non	Non	Non	Oui (max 30%)
Subvention Fonds de Transition Énergétique (FTE) (en % du coût de l'investissement)**	30%	30%	20%	20%
Plafond de la subvention	1 800 DT /kWc 1 450 DT /kWc	1 800 DT /kWc 1 450 DT /kWc	Selon la loi ***	Selon la loi ***
Crédit offert par la banque Attijari	Oui	Non	Non	Non
Crédit conventionnel	Non	Oui	Oui	Oui

*Est admissible au projet PROSOL ELEC, tout client résidentiel propriétaire du local à équiper, qui a un abonnement basse tension STEG en son nom et en cours de validité, une consommation annuelle minimale de 2 000 kWh pour les installations solaires de 1 kW et de 4 000 kWh pour les installations solaires de 2 kW et qui dispose d'une surface suffisante pouvant supporter les équipements.

**Subvention du Fonds National de la Maîtrise de l'Énergie. Pour s'assurer que les investisseurs ne soient pas surcompensés, la subvention est révisée annuellement.

*** 100 000 DT pour une consommation annuelle d'énergie < 4 000 tonnes équivalent pétrole (tep)

200 000 DT si consommation annuelle entre 4 000 tep et 7 000 tep

250 000 DT si consommation annuelle > 7 000 tep

Étude de cas 3 (suite)

réduits, la subvention de 20% a été remplacée par un montant forfaitaire allant de 150 \$ à 300 \$ selon la taille du système. Ce fonds fonctionne relativement bien et contribue au financement du programme Prosol Elec. Le Maroc est un exemple de réussite qui s'est inspiré du cas tunisien.

Le nouveau programme Prosol Elec. Face au succès du programme dans le secteur résidentiel, des programmes similaires ont été lancés dans les secteurs tertiaire et industriel, ainsi qu'un nouveau programme dans le secteur résidentiel à partir de 2010, appelé Prosol Elec. En plus des subventions à l'achat des équipements photovoltaïques, il intègre la facturation nette (FN) afin d'encourager les consommateurs résidentiels connectés au réseau basse tension à réduire leur facture électrique par l'acquisition d'un système photovoltaïque (Tableau 3). Les consommateurs qui génèrent de l'électricité en quantités excédentaires par rapport à leur consommation peuvent recevoir des crédits sur leur facture électrique. Le choix du mécanisme de la FN est justifié par sa simplicité. L'ensemble de ces programmes s'insère dans le *Plan solaire tunisien* (PST), fixant l'objectif à 30% ER pour 2016 (contre 16% en 2010).

Les autres programmes en place. Le programme « bâtiment solaire » s'adresse aux installations de taille moyenne (souvent entre 3 et 25 kWc) connectées au réseau basse tension. Les gains pour les clients sont particulièrement intéressants puisque les tarifs de cette clientèle sont plus élevés. Le programme « auto-production » à basse tension est en fait peu utilisé, les installations de petite capacité préférant le programme « bâtiment solaire » et les installations de plus grande capacité préfèrent le programme « auto-production » à moyenne ou haute tension. Seul le surplus électrique provenant des installations connectées au réseau centralisé moyenne et haute tension peut être vendu à STEG à un prix fixe, réglementé par le Ministère de l'Énergie et révisé annuellement.

Résultats techniques et financiers

Capacité installée. En 2010, plus de 119 000 CES ont été installés totalisant une superficie de 355 350 m². En 2014, la Tunisie avait un parc installé de 500 000m² de CES. La Tunisie dispose d'une capacité solaire PV de 6MW installée et connectée au réseau en 2014. L'extension du programme aux locataires (actuellement, seuls les propriétaires de logement sont éligibles) ferait croire le succès du programme.

Impacts économiques. Le programme de FN et le projet Prosol Elec ont créé 4000 emplois directs et plusieurs autres indirects. Quatre unités d'encapsulation des modules PV ont été créées et 173 entreprises installatrices accréditées. Le gouvernement a réussi à épargner 3,7 milliards de DT en termes de subventions évitées, et à diminuer de 6,62 milliards de DT ses importations. Le FNME a octroyé 22 million de DT de subventions. Les investissements des ménages, des entreprises et du secteur public se sont élevés à 4,63 milliards de DT. Toutefois, une critique associée au programme Prosol est que le prix des installations est considéré supérieur aux prix internationaux et ne reflète pas les coûts en diminution. Autrement dit, le prix serait artificiellement gonflé par les subventions et par le manque de concurrence entre les négociants en gros et les installateurs. Cette situation pourrait être un facteur limitant le succès du programme à l'échelle des ménages.

Un système perçu complexe. Le système de FN combiné avec des subventions et des prêts fonctionne relativement bien, mais il est perçu comme complexe au plan administratif par les clients parce que leur dossier devait être traité d'abord par la compagnie électrique puis par la banque pour l'octroi du prêt. De plus, le paiement du prêt se faisait via la facture électrique sans l'intermédiation de la banque. Pourtant, ce processus s'est avéré être un élément clé pour le succès du programme puisque le risque de défaut de paiement et les frais administratifs furent ainsi transférés à la STEG, de sorte que les banques purent offrir des prêts à des taux plus avantageux.

Le secteur bancaire. Le système de FN a suscité beaucoup d'intérêt de la part du secteur bancaire qui, grâce à ce projet, a développé des « prêts verts » et d'autres produits financiers avantageux destinés au financement des photovoltaïques. Ce résultat est particulièrement intéressant, puisque les banques sont habituellement hésitantes à financer les projets d'énergie renouvelable, considérés risqués.

Conclusion

Pour être une réussite, un programme de promotion des ER doit avoir des objectifs clairs et mesurables à court et à long terme ; être capable d'atténuer les risques ou les transférer à des agents mieux outillés pour les gérer ; offrir des bénéfices tangibles auprès des autoproducteurs ; avoir un mécanisme de financement adéquat ; inclure des incitatifs pour le développement d'une expertise locale dans le financement (secteur bancaire local) ; prévoir des mécanismes simples d'incitation à l'investissement dans les ER, tels que la facturation nette. Les programmes mis en place en Tunisie ont combiné ces caractéristiques et la Tunisie se classe parmi les pays en développement ayant développé leur secteur solaire grâce à un programme qui combine des mesures fiscales, économiques et des moyens tels que la facturation nette, qui facilitent l'acquisition des équipements solaires. Cette performance est attribuée au mode de financement du projet et sa façon d'être géré, particulièrement le transfert des risques vers la STEG et l'accréditation des fournisseurs-installateurs. L'expérience de la Tunisie montre que les autoproducteurs peuvent bénéficier de la FN faute de subventions ou autre type d'assistance et de mécanismes incitatifs.

Références

- Agence Nationale pour la Maitrise de l'Énergie, Tunisie.
<http://www.anme.nat.tn>
- Cessac, C.B. (2014). « Analyse du cadre réglementaire de l'accès au réseau des producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Tunisie - Étude de préféabilité sur les axes de développement » Giz, Tunis.
<https://www.giz.de/en/downloads/giz2014-fr-energies-renouvelables-tunisie.pdf>
- LFS Financial Systems (2015). « Modes de financement des projets d'énergie solaire en Tunisie », GIZ, ANME.
https://energypedia.info/images/8/85/Modes_de_Financement_des_Projets_d'E2%80%99Energie_Solaire_en_Tunisie.pdf
- Missaoui, R. (2007). Chauffe-eau solaires en Tunisie : le programme PROSOL <http://www.global-chance.org/IMG/pdf/GC23p67-74.pdf>

Étude de cas 4 Programme de facturation nette du Cap Vert

Description

Le Cap Vert est composé de 10 petites îles et 13 îlots, comptant une population de 520 000 personnes et une économie majoritairement orientée vers le tourisme. En plus des consommations résidentielles et commerciales, le pays requiert de grandes quantités d'électricité pour la désalinisation de l'eau, qui consomme 15% de l'électricité. Or, la majeure partie de l'électricité est produite à partir de diesel importé et acheminé à chacune des îles habitées, et les coûts de combustible pour la production de l'électricité représentent 20% des dépenses totales liées aux importations du pays. Jusqu'à tout récemment, le coût de l'électricité était extrêmement élevé (€ 0,40/kWh) dans un pays où la population est encore pauvre.

En 1994, le Cap Vert a initié un programme audacieux d'électrification en mettant l'accent sur les énergies renouvelables (ER). La cible, révisée à la hausse en 2010, est de satisfaire 100 % des besoins énergétiques du pays à partir d'ER en 2020. Le programme visait à :

- pallier aux problèmes de pénurie de l'électricité ;
- réduire la facture électrique des consommateurs ;
- rendre le secteur manufacturier viable et le secteur agricole plus compétitif ;
- rendre le système électrique plus fiable en éliminant les délestages ;
- attirer des investissements et développer un savoir-faire dans le secteur des ER ;
- créer des emplois dans l'énergie propre ;
- offrir une source d'énergie renouvelable, économique, sécuritaire, évolutive et durable contribuant au développement économique du pays.

Plusieurs projets d'envergure ont été lancés, tels que des projets solaires de 5 MW à Praia, île de San Diego, et 2,5 MW à l'île de Sal (projets Martifer) et un projet éolien, *Cabeolica*, visant l'installation de 30 éoliennes réparties sur quatre îles pour une capacité de 26 MW à travers un partenariat public-privé.

En complément des ententes et des investissements dans ces projets majeurs, la facturation nette (FN) est un des instruments mis en place par le gouvernement en vue de promouvoir la production décentralisée et l'autoconsommation. Le Cap Vert est le premier État membre de la CEDEAO à avoir adopté la facturation nette pour les projets d'énergies renouvelables.

Stratégie de mise en œuvre et financement

Cadre institutionnel général. Afin d'attirer les investisseurs et garantir un environnement propice au déploiement des ER, le gouvernement a introduit le décret-loi n 1/2011 en vertu duquel il établit les conditions pour le développement de la production indépendante, par les producteurs indépendants et par les utilisateurs. La loi a également créé le régime des micro-réseaux ainsi que les conditions de la réglementation des projets de l'électrification rurale. En vertu de la même

loi, les conditions d'exemption de taxes douanières des équipements importés pour la production de l'énergie basée sur les ER ont été spécifiées. Certaines exemptions ne sont toutefois pas encore appliquées pour des raisons politiques et économiques. Des dégrèvements pour investissements sont également offerts. Un système de facturation nette (FN) a été défini par le gouvernement en vue de promouvoir la production décentralisée et l'autoconsommation.

La préférence pour la FN. Le gouvernement du Cap Vert n'a pas opté pour le programme de rachat garanti (TRG), mais plutôt pour la FN, considérée moins coûteuse à mettre sur pied et plus facile à gérer que le programme de TRG. Par ailleurs, un programme de TRG nécessite une augmentation tarifaire importante. Or, les tarifs de l'électricité au Cap Vert sont déjà très élevés et une augmentation importante suite à la mise en place d'un programme de TRG aurait résulté en des tarifs difficilement acceptables par la population, étant donné le faible revenu par capita.

Champ d'application et administration de la FN. Le programme de FN s'applique à tous les ménages, aux commerces et aux industries. Le gouvernement a aussi fixé des cibles temporelles et de couvertures ambitieuses pour certaines îles, notamment pour l'île de Sal, Boavista et Maio. Plusieurs acteurs sont impliqués : le Ministère du Tourisme, de l'Industrie et du développement de l'entreprise (MTIDE) est en partie l'organe responsable de la mise en œuvre du programme de promotion des ER et du mécanisme de FN ; il partage la responsabilité avec le Ministère des finances, qui supervise à la fois le Département des douanes et le Département des impôts ; l'Agence de régulation économique (ARE), opérationnelle depuis 2014, réglemente les tarifs de l'électricité et de l'eau et est responsable de l'évaluation des projets et de la mise en œuvre des dispositions de la loi.

Résultats techniques et financiers

La pénétration des ER en général. Le Cap Vert a réussi à obtenir des résultats intéressants. La production de l'électricité de source renouvelable atteint, en 2014, 4 % (source solaire) et 22% (source éolienne) de la production totale du pays. Le réseau absorbe donc une énergie variable représentant plus de 20% de l'énergie totale. Les délestages sont maintenant moins courants, et la dépendance des énergies fossiles a largement diminué (réduction des importations de diesel de 22 000 tonnes en 2012, soit des économies de 1,8 millions de US\$ pour Electra et de 12 millions de US\$ pour l'ensemble de l'économie). Par ailleurs, les emplois directs et indirects générés sont bien rémunérés et ont incité plusieurs immigrants à retourner à leur pays d'origine.

Le succès limité de la FN. Il est encore trop tôt pour tirer des conclusions fermes sur le programme de FN car plusieurs mesures n'ont pas été encore mises en application. Ainsi, les procédures bureaucratiques et un manque de compréhension du fonctionnement du programme de FN, dans le contexte du pays, retardent l'élaboration des lois qui faciliteraient le déploiement des ER par les auto-producteurs. Par ailleurs, il n'existe pas de statistiques fiables permettant de faire une vraie évaluation du programme. De façon préliminaire, selon les données disponibles, le succès du programme est très mitigé. Par exemple, il est estimé

Étude de cas 4 (suite)

que seulement 1114 des 114000 ménages du pays détiennent un chauffe-eau solaires (CES); les obstacles au déploiement des CES sont leur prix élevé pour les ménages relativement pauvres, le prix élevé de l'électricité faisant que les ménages se passent d'eau chaude ou chauffent l'eau de façon traditionnelle, ainsi que l'absence de production locale des CES et autres équipements PV. Les résultats sont mitigés aussi pour les autres secteurs. À titre d'exemple, le secteur touristique n'a pas été encore sensibilisé au nouveau programme et continue à utiliser les accumulateurs thermoélectriques ou le gaz pour l'eau chaude. Pourtant, pour les grands hôtels de luxe, le coût d'installation de 50 000 \$US d'un système solaire par chambre reste compétitif. Mais pour les convaincre, il faut en faire la démonstration. On notera également l'absence totale d'utilisation des CES dans les secteurs publics et parapublics. Néanmoins, en 2011, le CEREEC a installé sur son toit un système solaire PV de 9,9 kW. Ce projet, d'une durée de 25 ans, bénéficie du système de FN en payant moins pour sa facture électrique grâce à l'excès de production que CEREEC injecte dans le réseau. Au total, le programme de FN a encore peu d'effets par manque d'incitatifs faisant baisser les prix des technologies et favorisant leur production locale, par manque de sensibilisation, et par l'absence d'une réglementation étendue.

Les autres difficultés. La lenteur de la réduction des prix de l'électricité, d'ailleurs plutôt attribuées à la diminution du prix du pétrole qu'aux ER, est critiquée par les usagers, tandis que le processus d'adoption d'un cadre réglementaire et institutionnel reste lent, incomplet et pas clair pour les investisseurs et les bailleurs de fonds, et les mesures d'assainissement des états financiers d'Electra n'ont pas été suffisamment audacieuses.

Conclusion

Un des facteurs clés du virage du Cap Vert vers les ER réside dans sa capacité de convaincre les populations locales d'adopter des pratiques plus écoresponsables. Le programme de la facturation nette n'a pas été suffisant pour donner des résultats tangibles jusqu'à maintenant. Néanmoins, le Cap Vert a pu attirer quelques investisseurs internationaux importants, conclure des ententes avec des bailleurs de fonds internationaux et finaliser un partenariat public-privé qui ont tous contribué à alimenter son économie avec du renouvelable à 25%. Au plan technique, les investissements dans le stockage de l'électricité ainsi que dans les programmes de gestion de la demande, notamment dans la facturation en fonction du temps d'utilisation du système électrique, ont été cruciaux pour absorber des quantités importantes d'énergie variable.

Références

Agence luxembourgeoise pour la Coopération au Développement, 2015. Cabo Verde, Étude de diagnostic initial du sous-secteur des énergies renouvelables http://www.lux-development.lu/files/documents/Etude_diagnostic_initial_ER_CVE_avril_2015.pdf

Cabo Verde, Energy Situation and Trends, IEEJ, août 2015, <https://en-eken.ieej.or.jp/data/6232.pdf>

UNIDO et ECREEE, date inconnue. Promoting Market Based Development of Small to Medium Scale Renewable Energy Systems in Cape Verde – Cape Verde: Energy Analysis and Recommendation. http://www.ecreee.org/sites/default/files/unido-ecreee_report_on_cape_verde.pdf

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.

