

LES PHILIPPINES : LE REGLEMENTATEUR ADOPTE LES PREMIERES REGLES DE TARIFS DE RACHAT



**CHAPITRE 4 : Politiques et mécanismes de réglementation
en faveur des énergies renouvelables**

2010

LES PHILIPPINES :

LE REGLEMENTATEUR ADOPTE LES PREMIERES REGLES DE TARIFS DE RACHAT

En juillet 2008, les Philippines passaient une ambitieuse loi sur les énergies renouvelables,ⁱ et en 2010, le réglementateur du pays, l'ERC (Commission de réglementation de l'énergie), adoptait les premières règles de tarif de rachat du pays. La nouvelle loi sur les énergies renouvelables identifiait clairement les tâches de la Commission, y compris la promulgation de règles tarifaires. Ce profil pays examine dans le détail les règles de tarifs de rachat de 2010 pour montrer comment faire pour qu'un travail de réglementation résolu et solide aboutisse à un cadre législatif sur les énergies renouvelables, conforté par des tarifs incitatifs qui poussent à investir dans les ER.

La République des Philippines, un archipel de plus de 7000 îles dans l'océan Pacifique, qui comptent 94 millions d'habitants, importe environ 45 % de ses besoins énergétiques.ⁱⁱ À partir de décembre 2008, la capacité installée totalisait 15 681 MW. Des centrales fonctionnant aux énergies fossiles, surtout situées dans le réseau de l'île de Luçon, sont la principale source de production. Voici la part des sources d'énergies renouvelables dans l'ensemble de la production énergétique : hydroélectricité 21,0 %, géothermie 18,0 % (la deuxième part la plus importante du monde), éolien 12,5 % et solaire 0,2 %. Au cours de ces dernières années, les Philippines ont fait de l'augmentation des énergies renouvelables domestiques une priorité. Une centrale éolienne de 8 MW, la Northwind Power Phase II située à Bangui, Ilocos Norte, a commencé à produire en septembre 2008, et la minicentrale hydroélectrique située à Bohol est entrée en service en novembre 2008.

Le secteur de l'énergie électrique philippin peut être divisé en deux catégories : les principaux réseaux sur les îles de Luçon, Visayas et Mindanao, et d'autres réseaux situés sur les autres îles. Les réseaux principaux sont alimentés par la National Power Corporation (NPC), une entreprise d'État, et divers producteurs d'électricité indépendants (IPP). Les autres régions sont desservies par de nombreuses petites centrales électriques dont la capacité installée cumulée totalise environ 250 MW. L'électricité est transportée dans les principaux réseaux par la National Grid Corporation, le service de distribution détenu par l'investisseur qui détient la concession et offre ce service, tandis que la NPC dessert les autres régions grâce à son programme d'électrification missionnaire. Il y a largement plus d'une centaine de compagnies de distribution, certaines détenues par des investisseurs.ⁱⁱⁱ

La Loi sur la Réforme de l'Industrie de l'Électricité de 2001^{iv} était destinée à moderniser le secteur et à créer un marché concurrentiel. C'est cette loi qui a créé l'ERC et fourni le cadre du démantèlement de la NPC aboutissant à sa privatisation, et qui a dévolu la fonction de transport de l'électricité à la National Transport Company (Transco).^v Elle a aussi créé un marché de gros au comptant de l'électricité (le « WESM »), placé sous la supervision de la

Philippine Electricity Market Corporation (PEMC) pour la période de transition, prévoyant ensuite de transférer les fonctions de la PEMC à un opérateur indépendant du marché (qui n'est pas encore opérationnel).^{vi} Après approbation des Règles et Règlements d'application en février 2002, l'ERC a dégroupé les tarifs de la NPC et les services de distribution, et promulgué le réseau et les codes de distribution institués en décembre 2001. Les règles régissant le WESM ont été publiées en juin 2002 et le marché a commencé l'exploitation commerciale en 2006, ouvrant ainsi la voie à une augmentation des investissements et de la concurrence pour toutes les formes d'énergies.

Les prix de détail restent élevés pour diverses raisons, notamment la sécheresse, des IPP qui coûtent cher et la dépendance aux importations de pétrole. La forte concentration du marché du WESM peut également être une explication.^{vii} Un avantage est que les tarifs de rachat (FIT) appliqués n'ont pas à concurrencer les tarifs subventionnés et les tarifs actuels ne sont pas bas au point de rendre les FIT non viables.^{viii}

Le cadre réglementaire des énergies renouvelables

Les organismes gouvernementaux participant à la supervision du secteur de la réglementation et ayant un impact sur le cadre des ER sont :

- Le Department of Energy (DOE) – créé en 1992 dans le cadre du Republic Act n° 7638, chargé de préparer, de coordonner et de superviser toutes les activités du gouvernement en matière d'exploration énergétique, de développement, d'utilisation et de conservation.
- L'ERC, créé en 2001 pour réglementer les participants du secteur.
- La National Electrification Agency, surtout chargée de l'électrification des campagnes.^{ix}
- Le National Renewable Energy Board (NREB), institué par la loi de 2008 sur les énergies renouvelables, constitué d'un conseil de 15 personnes et de représentants du secteur privé.
- Le Board of Investments, au sein du Department of Trade and Industry, investi du pouvoir de proposer des incitations et des allègements fiscaux pour encourager l'investissement dans le secteur.

En 2008, les Philippines ont passé une loi très complète et ambitieuse sur les énergies renouvelables, le Republic Act n° 9513, également connu sous l'appellation Renewable Energy Act de 2008 (repris ci-après sous le terme « la Loi sur les ER »).^x Cette loi prévoit le rachat obligatoire d'électricité de sources renouvelables, un marché des certificats d'énergies renouvelables comme sous-ensemble du WESM, des tarifs de rachat préférentiels, une « option pour les énergies vertes » qui permet aux usagers d'opter pour des sources renouvelables, et diverses autres incitations. En ce qui concerne les différents acteurs du marché chargés du développement des énergies renouvelables, la loi sur les ER (« R.A. ») prévoit que :

- Le DOE promulgue des règles concernant l'achat obligatoire d'énergies renouvelables, il attribue les contrats de services en ER, formule le plan directeur national sur les ER et officialise les entreprises participantes.^{xi}
- L'ERC fixe les prix, y compris les tarifs de rachat pour les ressources éoliennes, solaire, marémotrice, hydroénergique fluviale et biomasse, ainsi que la méthode de tarification du relevé net.
- Le NREB fixe le pourcentage minimal d'électricité renouvelable pour l'offre normalisée en renouvelables; il aide l'ERC à élaborer et à définir les réglementations du système de FIT ainsi qu'à fixer les tarifs ; et il consulte le DOE pour savoir comment mettre en place l'option sur les énergies vertes et utiliser un fonds en fiducie sur les énergies renouvelables. Le NGCP est chargé du règlement des FIT aux centrales d'ER qui y ont droit et, à cette fin, il rapproche toutes les informations sur les ventes physiques des centrales d'ER admissibles et la production d'ER pour l'ensemble du pays, notamment sur le hors-réseau, et partage ces informations avec les parties intéressées.

Les règles sur les tarifs de rachat

Les règles sur les FIT n'ont été appliquées qu'après une longue consultation publique suivie par une phase de commentaires. Le réglementateur a mis son projet de règles en ligne sur son site web en mars 2010 en proposant qu'il soit commenté de façon ouverte. L'ERC a approuvé ces règles en juillet.^{xii}

Elles prévoient :

- Des conseils pour expliquer comment mettre les FIT en place grâce à un droit sur les énergies renouvelables qui sera perçu auprès de tous les usagers à travers la « Feed-In Tariffs Allowance » ou « FIT-All », un droit uniforme imposé à tous les consommateurs d'électricité en fonction de leur consommation en kWh. Le produit des FIT-All va à un fonds qui sera géré par la National Grid Corporation of the Philippines (NGCP). C'est à partir de ce fonds que les promoteurs de projets en ER touchent les FIT qui leur reviennent et que les livraisons d'énergie qu'ils injectent dans le système leur sont réglées. L'ERC est chargé de fixer la FIT-All sur pétition de la NGCP.
- Une durée de 15 ans. Les promoteurs en énergies renouvelables ont le droit de percevoir les FIT correspondant à l'année où ils commencent l'exploitation commerciale pendant 15 ans. L'ERC examine les demandes d'investisseurs potentiels pour étendre cette durée à 20 ans.
- Des ajustements annuels au coût de l'inflation locale et aux taux de change étrangers. L'ERC réévalue chaque année les FIT pendant toute la durée de leur applicabilité pour permettre la répercussion de l'inflation locale et des variations de taux de change, à l'aide d'une « formule d'indexation comparative simple à appliquer à toutes les technologies, en fonction de la part de pourcentage

applicable entre le capital local et étranger ». Les FIT réévalués sont publiés chaque année par l'ERC, qui les utilise dans le calcul de la FIT-All pour l'année en cours.

- Des tarifs en fonction des technologies. L'ERC peut instituer une autre différenciation, basée sur la production en périodes de pointe ou hors périodes de pointe, ou sur la taille de la centrale, sous réserve de nouvelles analyses. Cette différenciation est théoriquement liée à des objectifs d'installation, que le NREB fixera pour chaque technologie.
- Des taux dégressifs. L'ERC peut soumettre les FIT à un taux dégressif pour prendre en compte la maturation des technologies d'énergies renouvelables sur la durée. En ce qui concerne cette dégression, les règles sur les FIT stipulent : « Pour pousser les producteurs d'ER à investir au stade initial et hâter le déploiement des ER, les FIT que doit instituer l'ERC seront soumis à un tarif dégressif qui sera déterminé en fonction de la recommandation du NREB. Les centrales d'ER qui pourront y prétendre auront le droit de bénéficier des FIT correspondant à l'année à laquelle elles ont commencé leur exploitation commerciale. L'ERC pourra autoriser un taux dégressif différent selon la technologie. »
- Des FIT pour une autoproduction. Des FIT seront mis en place pour chaque centrale exportant un excédent net d'électricité dans le réseau de distribution ou de transport de l'électricité.
- Une souplesse raisonnable. Pendant qu'ils seront fixés, l'ERC pourra revoir et corriger les FIT si / quand : 1° l'objectif d'installation par technologie défini par le NREB est atteint; 2° l'objectif d'installation par technologie n'est pas atteint dans la période fixée; 3° il y a d'importants changements dans les coûts, ou l'on vient à disposer de données plus exactes sur les coûts et permettant au NREB de calculer les FIT d'après la méthode figurant à l'annexe ; ou 4° d'autres circonstances analogues qui justifient la réévaluation des FIT. » Mais il se peut que les nouveaux FIT approuvés par l'ERC ne s'appliquent qu'aux nouveaux projets d'ER. Les centrales admissibles exploitées commercialement au moment de l'approbation des nouveaux FIT peuvent toujours bénéficier des FIT actuels (malgré l'existence à la section 9.1 des Règles d'une exemption pour motif valable, qui autorise les modifications sur les FIT existants lorsqu'elles « s'avèrent être dans l'intérêt public et non contraires à la loi ou à d'autres règles et réglementations »).

Par ailleurs, les Règles stipulent que le montant du FIT se répercutera sur les clients à qui l'électricité est transmise ou distribuée, sous la forme d'un prix au kWh uniforme qui figurera à part sur leur facture. Le NGCP est chargé de percevoir le produit des FIT-All pour qu'il soit reversé aux producteurs d'ER. À cette fin, une partie de ce produit sera provisionnée sur un fonds de roulement. Dans les cas de retard de règlement ou de non-règlement, l'ERC a le pouvoir d'imposer des pénalités, dont une majoration pouvant atteindre 20 % ainsi que les

intérêts mensuels cumulés. Le NGCP peut couper l'électricité à tout client qui a plus de deux échéances non réglées.

Le FIT peut être révisé chaque année en fonction de la pétition du NGCP mais les Règles autorisent une révision du tarif, au cas où la provision du fonds de roulement tomberait en dessous de 50 % du produit de la FIT-All prévue. D'après les Règles, le FIT sera fixé en fonction des « prévisions ^{xiii} de recettes annuelles des centrales d'ER qui remplissent les conditions ; des sommes recouvrées de l'année précédente à un niveau supérieur ou inférieur ; des coûts administratifs des NGCP des prévisions annuelles de ventes d'électricité ; et d'autres paramètres applicables de même nature afin de garantir qu'aucune partie ne se voie attribuer de risques supplémentaires dans la mise en œuvre des FIT. »

Les FIT calculés par le NREB et qu'il soumet à l'approbation de l'ERC doivent se conformer aux Règles, sauf que le tarif initial peut être basé sur une « étude de coûts de référence pour chaque technologie réalisée sur un projet candidat réel ou un projet hypothétique, selon les informations disponibles. Le projet retenu sera représentatif de toutes les conditions moyennes de la centrale d'énergies renouvelables fonctionnant conformément aux normes techniques et aux pratiques applicables à ces technologies, et l'étude de prix tiendra également compte de toutes les incitations non financières prévues par le R.A. n° 9513.» Les Règles de FIT stipulent que le « NREB proposera que les FIT prennent en compte la capacité en MW qu'il se sera fixée pour chaque technologie comme objectif à l'installation, et le nombre d'années qu'il faudra pour atteindre cet objectif. Les FIT couvriront les coûts de la centrale, y compris les coûts d'autres services qu'elle offrira également, ainsi que les coûts de raccordement au réseau de transport ou de distribution, calculés pour la durée de vie de la centrale et prévoira le coût du capital moyen pondéré basé sur le marché (« WAC ») en déterminant le retour sur le capital investi. »

En résumé, l'ERC a donné des fondations solides à la FIT-All dont il favorise le mécanisme grâce un cadre de réglementation clair et à un plan directeur détaillé de l'analyse destinée à maximiser les bénéfices et à minimiser les coûts. Ces directives permettent de la souplesse dans la mise en œuvre du FIT tout en créant un contexte réglementaire prévisible qui incite à investir dans les énergies renouvelables.

ⁱ http://www.doe.gov.ph/popup/republic_act.asp

ⁱⁱ Pour s'informer sur la politique d'ER sur les Philippines, voir http://www.doe.gov.ph/EnergyAccReport/2009%20I-Page%20Ad_CABfinal.pdf

ⁱⁱⁱ La société de distribution de loin la plus importante est MERALCO, qui dessert la capitale, Manille, et ses environs. Environ 25 % de la population bénéficie de son service. Luçon constitue le plus grand réseau de l'île, avec 1 1 907 MW de capacité totale installée et une demande qui, dans les pics de consommation, atteint 6 674 MW. Les réseaux de Luçon et Visayas se partagent l'électricité par interconnexions sous-marines par câblés, tandis que le troisième plus important centre urbain, Mindanao, reste un réseau distinct.

^{iv} <http://www.doe.gov.ph/Laws%20and%20Issuances/RA%209136.pdf>

^v <http://www.transco.ph/>; le Transco est devenu une filiale de laower Sector Asset and Liabilities Management Corporation (PSALM), qui a acquis également les contrats d'IPP de la NPC (voir <http://www.psalm.gov.ph/index.asp>).

^{vi} <http://www.doe.gov.ph/Downloads/Revised.pdf>

^{vii} Lorsque le WESM a commencé ses exploitations commerciales, la PSALM and la NPC contrôlaient environ 55 % et 22 %, respectivement, de la capacité de production déclarée. Pour atténuer cette domination et renforcer la concurrence, les IPP de la PSALM sont regroupés sous un administrateur d'IPP différent, un service indépendant désigné par la PSALM. Mais lorsque le WESM a commencé à exploiter, ces administrateurs d'IPP indépendants n'étaient pas encore en place, ce qui a fait du PSALM un administrateur d'IPP intermédiaire contrôlant plus de 30 % de la capacité installée dans le réseau de Luzon. Finalement, la PSALM au départ a fractionné ses IPP en quatre équipes de négociation d'électricité et la NPC a créé une équipe de négociation pour chaque centrale, dont neuf au début du WESM. À partir de juillet 2008, la PSALM avait fusionné ses équipes pour n'en garder que trois et la NPC avait éliminé quatre équipes via la privatisation.

^{viii} Tant que les administrateurs d'IPP restent contrôlés par les mêmes entités, il subsiste un conflit inhérent entre le recours multiple à des administrateurs pour faire baisser les prix grâce à la concurrence, et l'objectif d'une gestion destinée à accroître les recettes. De plus, étant donné la rareté de l'offre, de nombreuses centrales deviennent des fournisseurs cruciaux pendant les pics de demande, ce qui donne au marché la possibilité d'exercer un pouvoir. La domination de la PSALM sur le marché des ventes spot en gros est devenue encore plus nette lorsque de nouveaux producteurs sont passés aux contrats bilatéraux, laissant la PSALM-IPP avec une part encore plus importante de la capacité réduite non distribuée, en concurrence sur le marché spot.

Pour atténuer cette situation, l'étape suivante de la réforme consiste à rendre les administrateurs d'IPP indépendants. Le premier AAP pour les administrateurs d'IPP a eu lieu en juin 2009 et a échoué parce que les offres étaient inférieures au prix des réserves ; un deuxième cycle de soumissions d'offres en août 2009 a donné lieu à la nomination d'administrateurs d'IPP indépendants pour gérer les capacités sous contrat de deux centrales fonctionnant au charbon et représentant environ un tiers des contrats d'IPP pour Luzon et Visayas. <http://www.econ.upd.edu.ph/dp/index.php/dp/article/view/644/Full%20Paper>

^{ix} On trouvera des informations sur la National Electrification Administration sur <http://www.nea.gov.ph/>

^x http://www.doe.gov.ph/popup/republic_act.asp

^{xi} Les règles de mise en œuvre du DOE et la réglementation destinée à la loi ont été signés le 25 mai 2009. Pour accélérer le traitement des projets d'énergies renouvelables, d'autres directives ayant force de loi ont été publiées par le DOE, telles que les Circulaires du Département couvrant l'accréditation des fabricants, des inventeurs et des fournisseurs d'équipements et de pièces produits localement pour les énergies renouvelables, ainsi que des directives régissant l'attribution des services d'ER, les contrats d'exploitation et la déclaration des promoteurs d'ER. 87 services d'ER et de contrats d'exploitation ont été signés le 23 octobre 2009, ce qui a injecté dans le

réseau 555 MW provenant de l'hydroélectricité, 18,4 MW de la biomasse et 623 MW de l'éolien.
[http://www.doe.gov.ph/EnergyAccReport/2009 %20I -Page %20Ad_CABfinal.pdf](http://www.doe.gov.ph/EnergyAccReport/2009%20I-Page%20Ad_CABfinal.pdf)

^{xii} [http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised %20FIT %20Rules %20for %20POSTING_final.pdf](http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised%20FIT%20Rules%20for%20POSTING_final.pdf)

^{xiii} « Les prévisions de recettes annuelles exigées des centrales d'ER éligibles seront déterminées en prenant en compte : pour les livraisons au réseau de transport, les prévisions annuelles de production des centrales d'ER éligibles et les FIT applicables pour l'année ; pour les livraisons au réseau de distribution, les prévisions annuelles de production des centrales éligibles qui en dépendent, les FIT applicables pour l'année, et les droits annuels de distribution annuels moyens de tous les services publics dont dépendent les centrales éligibles, conformément à la section 2.8. Les projections de recettes de production du WESM seront également prises en compte le cas échéant, à partir des documents délivrés ensuite par l'ERC mentionnés au paragraphe 2.9. » (Voir [http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised %20FIT %20Rules %20for %20POSTING_final.pdf](http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised%20FIT%20Rules%20for%20POSTING_final.pdf))