

Projet de loi ENR : enjeux et risques du développement des contrats long terme entre acteurs privés (PPA, proposé dans le Titre IV)

Contexte : Depuis toujours, les investissements dans le solaire et l'éolien ont été permis par des mécanismes hors marché basé sur des contrats de long terme avec l'Etat : celui-ci s'engage à racheter toute la production des centrales à un prix garanti pendant une période correspondant approximativement à leur durée d'amortissement.

Historiquement, ce prix était fixé par décret. C'est encore le cas pour les plus petites installations (système des Obligations d'Achat – OA) tandis que pour les plus grandes, il est le résultat d'appels d'offre et donne lieu à un mécanisme de financement inutilement complexe dans lequel le producteur vend au prix de marché puis perçoit ou reverse un « complément de rémunération » pour finalement obtenir le prix cible. Ce mécanisme, assimilable à un Contrat pour Différence (CFD), est décrit et critiqué en annexe.

Le projet de loi propose d'introduire des contrats bilatéraux de long terme entre acteurs privés¹, les PPA, en remplacement de contrats de long terme passés entre les producteurs de renouvelables et l'Etat. Il ne s'agit donc pas d'introduire des garanties de long terme pour des producteurs qui seraient exposés au prix de marché.

Cette évolution aurait des implications lourdes sur le financement du système électrique et sur l'équité de traitement entre consommateurs.

Table des matières

1	Une perte d'équité de traitement	2
2	Une complexité coûteuse et qui constitue une forte barrière à l'entrée	2
3	Une approche par centrale qui ne garantit pas la rémunération de l'ensemble du système	2
4	Un risque très élevé de volume et de contrepartie qui a un impact important sur les coûts de financement	3
5	Conclusion	3
6	Annexes	5
6.1	Annexe 1 : extraits de l'exposé des motifs.....	5
6.2	Annexe 2 : l'inutile complexité des Contrats pour Différences ou compléments de rémunération	5
6.3	Annexe 3 : l'impact majeur du coût du capital.....	6

¹ Ou mixant éventuellement contrats privés et publics

1 Une perte d'équité de traitement

Dans le système actuel, l'ensemble de la production renouvelable est financé, de manière indistincte, par l'ensemble des consommateurs et français :

- Historiquement, les consommateurs payaient l'ensemble de ce coût via ses factures (prix de marché + complément de rémunération via une taxe sur sa facture, la CSPE)
- Depuis début 2017, une partie de ce coût est pris en charge par les consommateurs d'énergie fossile (gaz, carburants...) au travers de la taxe carbone (contribution climat énergie)².

Dans un système basé sur des PPA entre acteurs privés, chaque consommateur paiera un prix différent en fonction du contrat qu'il aura conclu avec tel ou tel producteur. Or ce prix peut beaucoup varier. A titre d'exemple, le tarif d'achat du parc éolien en mer de Dunkerque est de 44 €/MWh quand celui de la baie de St Brieuc est de 155€/MWh.

2 Une complexité coûteuse et qui constitue une forte barrière à l'entrée

Par ailleurs, comme l'ont fait remarquer des associations de consommateurs, peu de consommateurs ont les reins assez solides pour s'engager dans de tels contrats – certainement pas les clients particuliers mais pas non plus les PME. Exceltium, cité en modèle, concernait les électro-intensifs, donc des industriels pouvant développer une forte compétence sur l'électricité et investir sur les aspects juridiques et de négociation commerciale.

Des fournisseurs pourraient s'interfacer, mais cela aurait un coût (plus généralement, cette contractualisation au cas par cas engendrerait des coûts de transaction importants). Et surtout, comment garantir la bonne compréhension des consommateurs finaux dans un secteur aussi complexe et alors que des années d'expérience ont montré l'omniprésence de pratiques de démarchage frauduleux et agressif, qui ne semble pas diminuer avec le temps.

Même certains petits producteurs renouvelables, déjà freinés par la complexité de devoir vendre sur le marché pour ensuite percevoir un complément de rémunération, le seront encore plus s'ils doivent négocier de gré à gré.

3 Une approche par centrale qui ne garantit pas la rémunération de l'ensemble du système

RTE l'a rappelé dans ses *Futurs énergétiques 2050*, l'économie d'un système électrique ne peut s'envisager centrale par centrale, ni même filière par filière. Ces pourquoi RTE a évalué le cout global de chacun de ses six scénarios, incluant les coûts des différentes filières complémentaires entre elles ainsi que les coûts d'équilibrage et de réseau. RTE fait apparaître qu'un coût de production plus faible peut être compensé, dans certains scénarios, par des besoins d'équilibrage (stockage, pilotage de la demande) et de renforcement de réseau supérieurs.

Avec des contrats bilatéraux, qui financera les besoins de stockage et de renforcement de réseau ?

Le système électrique est par nature collaboratif. Vouloir le découper en tranche conduit à des inégalités mais aussi au risque de ne pas financer l'ensemble des « briques » du système.

² Voir [ici](#) pour plus de détail.

Si ces PPA se limitent à une minorité de contrats impliquant essentiellement de grands industriels, comme c'est le cas dans certains pays, cela revient à exonérer ces consommateurs de certains coûts complémentaires (moyens de pointe, coûts d'équilibrage, centrales disposant de conditions moins favorables) au détriment des autres.

4 Un risque très élevé de volume et de contrepartie qui a un impact important sur les coûts de financement

- **Aléa de volume** : Les producteurs ne connaissent pas précisément le volume de production qui sera disponible dans les prochaines années, notamment pour l'éolien fortement dépendant du vent.

De même, les consommateurs n'ont pas une vision à 15 ou 20 ans de leur consommation : comment demander, par exemple, à une PME d'anticiper sa consommation électrique sur une telle durée ? Dès lors, comment s'engager dans des contrats de long terme ?

Pour les fournisseurs, c'est encore pire puisqu'ils doivent anticiper l'évolution de leurs portefeuilles de client (part de marché).

Et pour tous, il n'est pas possible de couvrir cette incertitude sur les marchés puisque ceux-ci n'existent pas au-delà de 3 ans.

- **Aléa de contrepartie** : Chaque cocontractant porte le risque que l'une des deux parties ne puissent honorer son contrat et se retrouve en situation d'insolvabilité, sans qu'il puisse être mutualisé via un tarif garanti par l'Etat.
- **Conséquence : un coût du capital qui augmente fortement, avec un impact majeur sur la facture** : En supposant que l'on trouve des cocontractants prêts à prendre de tels risques, ils se feront rémunérer pour ces risques via le coût de financement. Or ce coût représente une part prépondérante du coût total de production, comme l'a illustré RTE dans son rapport économique sur les Futurs énergétiques 2050 ([Chapitre 11](#), cf. annexe).

5 Conclusion

Le projet de loi introduit un mécanisme qui rendrait le financement des renouvelables plus coûteux, plus complexe et plus fragile qu'aujourd'hui, tout en faisant exploser le principe de solidarité entre consommateurs : chacun paierait un prix dépendant des contrats qu'il est parvenu à signer.

Les mécanismes existants ont eu de graves défauts (procédures complexes, tarifs d'achat fixés trop hauts, politique de soutien erratique au PV qui a désorganisé durablement la filière. Une loi EnR devrait donc viser à corriger ces défauts, notamment en cherchant à :

- a. Abaisser au minimum le coût du capital (part très importante du coût total des installations) en diminuant les risques
- b. Simplifier les procédures et l'accès au financement
- c. Donner une visibilité sur le très long terme pour développer la filière.

Ces objectifs plaident pour un recours privilégié aux financements publics, sachant que le retour sur investissement est garanti par l'existence d'un tarif régulé. Or le projet de loi fait exactement l'inverse.

Par ailleurs, dans le cadre du débat actuel sur la refonte structurelle du marché de l'électricité, il est à noter que ce sont bien des mécanismes hors marché qui, bien que très imparfaits, ont permis

l'émergence du renouvelable. Contrairement à ce qui est parfois avancé, ces dispositifs se justifient même lorsque les technologies deviennent matures et « compétitives » : comme dans toutes les filières de production, investir des sommes importantes sur le long terme nécessite une visibilité sur les revenus que ne peut offrir les prix de marché ultra-volatils. L'incapacité du marché à donner les bons signaux de long terme est aujourd'hui largement reconnue. Or les décisions de long terme constituent l'enjeu essentiel dans un système électrique.

L'optimisation de court terme (dispatch), seule justification restant pour maintenir un marché largement défaillant, ne concerne qu'environ 15% des coûts du système électrique (les coûts variables). Et même si les dysfonctionnements du marché au regard de cette optimisation de court terme sont bien moindres que sur les enjeux de long terme, il est pourtant moins efficace qu'un opérateur centralisé en charge de l'exploitation du parc (« dispatcheur centralisé »).

6 Annexes

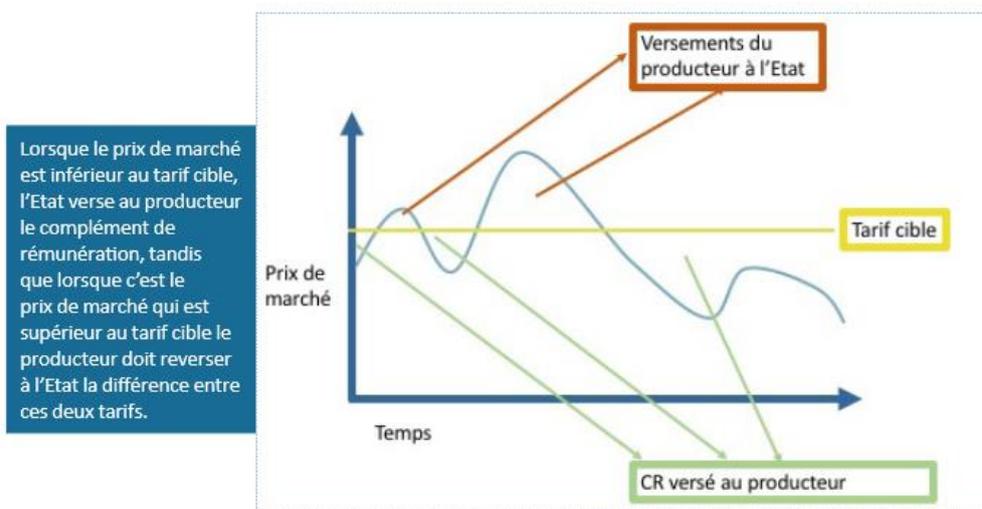
6.1 Annexe 1 : extraits de l'exposé des motifs

Le titre IV a pour objectif d'améliorer le financement et l'attractivité des projets d'énergie renouvelable. Il entend pour cela débrider le potentiel décentralisé des énergies renouvelables via des mesures d'appropriation et des modèles de financement locaux, permettant de susciter les initiatives et la naissance de projets entre consommateurs, industriels, et producteurs d'énergie, ce qui graduellement pourra faire émerger des installations sans soutien public, au service de la compétitivité des territoires. Une des clés de l'adhésion et de

L'article 18 vise la création d'un cadre juridique et la coordination des « Power Purchase Agreement » (PPA ou « Contrat d'achat d'électricité ») avec les dispositions du code de l'énergie, en précisant notamment le cadre applicable à la fourniture d'électricité dans ce type de modèles contractuels. Il permet de redévelopper, pour les énergies renouvelables, des contrats comparables au contrat « Exeltium » conclu il y a dix ans afin de partager la compétitivité du parc électronucléaire existant avec des acteurs industriels, et de développer un marché de contrats de long terme décarbonés, comme nous y invite le droit sectoriel (directive 2019/944), tout en prévoyant des dispositions d'adaptation de ce contrat qui visent, dans un objectif d'intérêt général de préservation de la compétitivité industrielle et de l'approvisionnement décarboné d'industries critiques, à permettre d'en sécuriser l'équilibre économique. Il ouvre enfin la possibilité pour les prochains appels d'offres de soumettre des offres mixtes (avec complément de rémunération / avec PPA) comme c'est le cas dans d'autres pays (Danemark, Pays-Bas), ce qui permet de mobiliser la mise en place des contrats de long terme.

6.2 Annexe 2 : l'inutile complexité des Contrats pour Différences ou compléments de rémunération

Plutôt que de fixer un prix garanti, le producteur doit vendre au prix de marché, pour ensuite être compensé à la hausse ou à la baisse par un mécanisme public ... pour finalement percevoir le prix fixé (tarif cible).



Source : Observatoire de l'électricité, [fiche pédagogique Soutien aux EnR](#)

Finalement :

- Le prix de marché est payé par les consommateurs d'électricité via leur facture ;
- Le complément de rémunération (caisse de compensation) est payé pour partie par les consommateurs d'électricité (via la CSPE) et pour partie par les consommateurs d'énergie fossile via la taxe carbone depuis début 2017 (voir [ici](#)).

Si le prix cible devient inférieur au prix de marché comme actuellement, la rémunération des producteurs ne change pas, elle est toujours égale au prix cible payé in fine par le consommateur. Mais dans ce mécanisme invraisemblable, puisque les prix de marché augmentent, la facture des usagers de l'électricité augmente également (même si la CSPE diminue) et parallèlement, le complément de rémunération devient négatif au bénéfice des usagers d'énergie carbonée ... Puis l'Etat intervient avec un bouclier tarifaire pour plafonner la facture d'électricité : une complexité et une opacité invraisemblable, et bien inutile !

Quel est donc l'intérêt de ce mécanisme complexe par rapport à un prix fixe garanti ?

- Il est équivalent sur ce que perçoit in fine le producteur³
- Il est équivalent sur ce que payent les consommateurs⁴.
- Il est sans effet sur la formation du prix de marché qui correspond au coût marginal du parc de production dans son ensemble, que le producteur soit rémunéré au prix de marché ou non (de la même façon, le volume et le niveau de l'ARENH n'ont pas d'impact sur le prix de marché de gros) ;
- Il est sans effet sur le fonctionnement des centrales et l'incitation à ne pas produire aux périodes de surproduction (se traduisant par des coûts marginaux négatifs) : pour cela, il faut ajouter un système d'incitation à l'écrêtement qui n'a rien à voir avec le CFD.

La seule explication est de vouloir à toute force introduire une référence à un prix de marché pourtant aberrant, dont l'effet est nul : une référence au prix du blé aurait les mêmes conséquences !

6.3 Annexe 3 : l'impact majeur du coût du capital

L'impact majeur du coût du capital sur le coût total de production de l'électricité est une question de plus en plus commentée et documentée. Ainsi RTE, dans son étude sur les scénarios prospectifs de long terme (« Futurs énergétiques 2050), a évalué cet impact filière par filière dans les travaux en support de la concertation, puis sur l'ensemble des différents scénarios dans son rapport final.

Ci-joint deux graphiques illustrant cet impact, extraits de la documentation RTE.

Ils montrent par exemple que :

- Le passage d'un taux de financement (rémunération du capital) de 2% à 9% augmente le coût de production de l'éolien en mer, par exemple, d'environ 60% à 70% (38€/MWh vs 61 €/MWh). Il en est de même pour l'éolien terrestre ou le PV au sol.

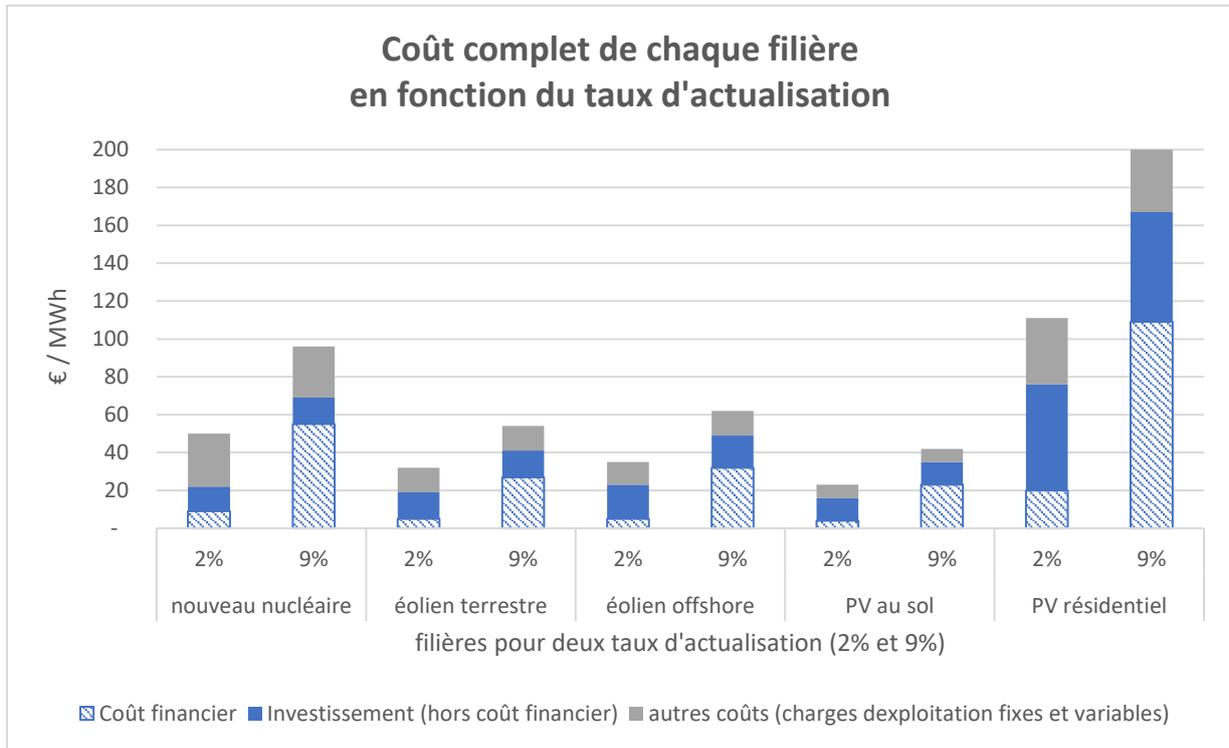
³ A condition d'introduire une clause interdisant la vente en cas de prix de marché négatifs. A noter la complexité pour le producteur, obligé de vendre sur les marchés pour ensuite percevoir ou reverser le complément de rémunération.

⁴ Si ce n'est la prise en charge partielle par les consommateurs d'énergie fossile via la taxe carbone, mais il serait préférable de fixer cette part plutôt que de l'indexer sur un prix de marché incontrôlable

- Le passage d'un taux de financement de 1% à 4% augmente de 29% le coût complet du scénario de référence 100% renouvelable (sc M023) et de 38% celui du scénario de référence avec nucléaire (sc N02).

- **Impact par filière :**

Figure extraite de la consultation publique RTE 2021-01-27_BP2050-consultation-complet-LD.pdf (concerte.fr) (p83-83)



- **Impact sur les scénarios complets**

Figure extraite du rapport final « Futurs énergétiques 2050, [chapitre 11 – Analyse économique](#)

Figure 11.37 Coûts annualisés des scénarios en 2060, en fonction du coût moyen pondéré du capital pour les acteurs du système électrique



Illustration sur les deux scénarios principaux (issu du graphe ci-dessus) :

