



Solidarité  
RENOUVELABLES

Paris, le 23 juin 2021

## Réponse de la filière photovoltaïque à la consultation publique relative aux projets de décret et d'arrêté encadrant la renégociation des contrats photovoltaïques S06 et S10

*Cette réponse commune de la part d'Enerplan, du SER et de Solidarité Renouvelables, est soutenue par l'ensemble des entreprises adhérentes, qui exploitent environ 600 centrales concernées par la renégociation tarifaire, représentant une puissance installée de 1,7 GWc.*

---

### Synthèse

L'approche retenue par le Gouvernement doit être revue afin de corriger les problèmes suivants :

- **Les pouvoirs publics sous-estiment significativement les coûts de la filière solaire en raison d'une méthodologie déconnectée de la réalité :**
  - **S'agissant des CAPEX (coûts d'investissement)**, l'approche théorique et décorrélée de la réalité retenue par les pouvoirs publics génère un écart de 25 à 40 % avec les données comptables/fiscales des producteurs et conduit mécaniquement à surestimer la rentabilité des installations, et donc à amplifier la baisse tarifaire que les pouvoirs publics envisagent d'appliquer aux producteurs. Compte tenu de l'importance des CAPEX, qui constituent l'élément le plus déterminant des coûts d'une centrale solaire et donc de la « rémunération raisonnable » qu'un producteur est en droit d'attendre, **il est essentiel que le Gouvernement se fonde sur la réalité des chiffres, issus des bilans comptables des entreprises et de leurs liasses fiscales, pour déterminer la chronique de baisse des CAPEX.**
  - **S'agissant des OPEX (coûts d'exploitation)**, l'approche retenue pour les OPEX post-révision tarifaire doit être revue pour mieux refléter les marges de manœuvre réelles des producteurs (s'agissant notamment de leur capacité de renégociation qui est souvent très contrainte). A ce stade, les baisses des OPEX envisagées post-révision

tarifaire sont inatteignables. Le niveau d'OPEX est largement sous-estimé, notamment pour les centrales dont les panneaux fonctionnent moins bien que prévu. Il est impératif de prévoir un **tarif minimal** qui permettra à l'installation de fonctionner normalement sur toute la durée restant à courir du contrat, compte tenu des engagements contractuels en vigueur.

- **La notion de coûts d'une « installation performante représentative de sa situation »** pénalise les producteurs, au mépris de la notion de rémunération raisonnable du texte de la Loi de Finances.
- **La catégorisation des centrales S06-S10 est inadaptée et aboutit à des résultats inéquitables en créant des effets de seuil :**
  - La méthode des pouvoirs publics induit des disparités injustifiables et infondées en fonction de la date de mise en service des centrales.
  - Elle ne prend pas en compte l'hétérogénéité de l'irradiation au sein des régions françaises.
- **La chronique de TRI proposée par les pouvoirs publics retient de mauvais jalons temporels et reste inadaptée à la situation des ZNI :**
  - **Se fonder sur la date de mise en service d'une centrale pour apprécier le TRI** ayant été utilisé pour prendre la décision d'investir méconnaît gravement la chronologie d'une décision d'investissement. Il convient de prendre en compte la date de décision d'investissement (correspondant à la date du paiement de l'acompte de PTF), et non la date de mise en service, comme date de référence pour apprécier le TRI raisonnable attendu par les investisseurs.
  - Le calcul du TRI ne tient pas compte du plafonnement sur la **déductibilité des charges financières**.
  - **S'agissant des ZNI**, il convient que les TRI cibles retenus dans le cadre de la révision tarifaire intègrent une prime équivalente à celle prévue par l'arrêté du 6 avril 2020 afin de refléter les risques spécifiques des projets réalisés dans les zones non interconnectées.
- **La dégradation des modules retenue par les pouvoirs publics est en décalage avec la littérature scientifique :**
  - Pour prendre en compte de façon réaliste la dégradation du rendement des modules des centrales concernées, il est indispensable de distinguer les technologies cristalline et couche mince et d'adopter des valeurs de dégradation en ligne avec celles retenues couramment par les études scientifiques disponibles sur le sujet.
- **Il convient de clarifier dans le décret le traitement des centrales qui ont été cédées à de nouveaux propriétaires depuis leur construction :**
  - En confirmant la capacité pour ces producteurs d'activer la clause de sauvegarde.
  - En actant l'analyse de la viabilité économique du producteur « au sens large », c'est-à-dire en mesurant la rentabilité à partir des capitaux investis, (en ce y compris les survaleurs d'acquisition des titres du SPV détenant la centrale), et le calcul d'une

rentabilité raisonnable sur la base des capitaux investis, et en tenant compte de l'ensemble des dettes (senior, junior – bancaires ou obligataires) qui sont « adossées » à l'installation, c'est-à-dire liées directement ou indirectement aux cashflows générés par la centrale, quelle que soit l'entité juridique portant ces dettes.

- **Les projets de textes restent imprécis et placent les producteurs en situation d'insécurité juridique** : les principales sources d'insécurité juridique ont été identifiées et font l'objet, en annexe de cette note, de propositions concrètes d'amendements aux projets de décret et d'arrêté.

---

## Note complète

La filière solaire, représentée par ENERPLAN, le SER et Solidarité Renouvelables appelle l'attention des pouvoirs publics sur les points détaillés ci-dessous, qui doivent conduire à une révision substantielle des projets de décret et d'arrêté encadrant la renégociation des contrats photovoltaïques S06 et S10.

### 1. Les pouvoirs publics sous-estiment significativement les coûts de la filière solaire du fait d'une méthode déconnectée de la réalité

Les échanges qui ont précédé la consultation publique comme l'examen détaillé des projets de textes soumis à consultation font apparaître que les pouvoirs publics adoptent une méthode déconnectée de la réalité qui aboutit à sous-estimer de manière très significative les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation des centrales solaires.

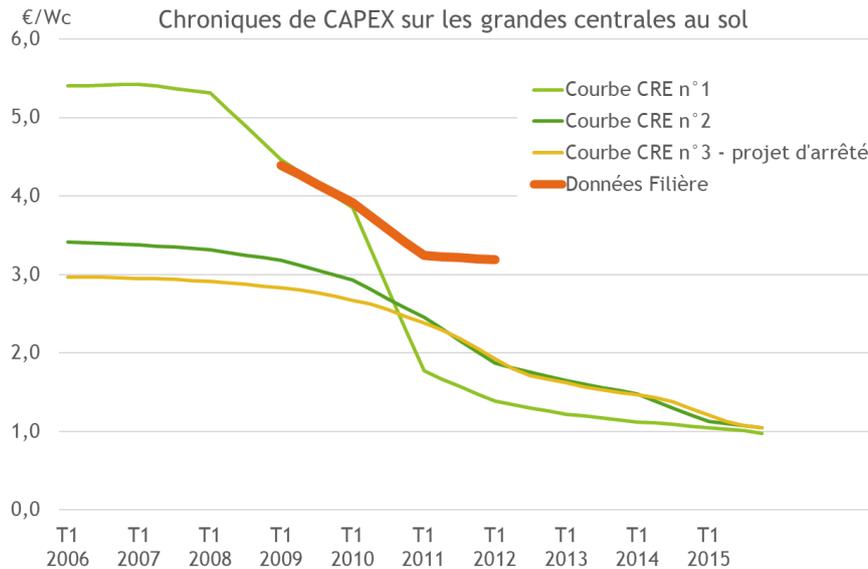
#### 1.1. *Les coûts d'investissement (CAPEX) pris en compte par les pouvoirs publics sont sous-estimés de 25 à 40 % en moyenne par rapport à la réalité*

Les pouvoirs publics ont successivement présenté, au cours des dernières semaines dans le cadre des échanges informels avec la filière, **trois chroniques de CAPEX différentes, toutes éloignées des vrais chiffres comptables** pourtant mis à disposition par la filière :

- Les pouvoirs publics ont initialement retenu des chiffres de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) relatifs au marché français, au motif des spécificités locales par pays, mais la filière a souligné l'aberration des résultats auxquels ils conduisaient, avec notamment une division totalement fantaisiste par plus de 2 des CAPEX entre 2010 et 2011 (courbe n°1 ci-après).
- Les services de l'Etat ont ensuite annoncé privilégier des chiffres de l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA). Néanmoins, plutôt que de reprendre la chronique de CAPEX disponible pour le marché français, pourtant proche des données réelles rassemblées par la filière, les pouvoirs publics ont retenu les données de l'IRENA retraçant les dynamiques sur le marché mondial, et ce, à partir d'une courbe exprimée en dollars constants (courbe n°2).
- Enfin, la courbe retenue dans le document de consultation est présentée comme issue de la courbe IRENA Monde, mais sans que l'on sache comment la CRE a finalement utilisé ces données (courbe n°3).

Ces itérations témoignent à elles seules de la grande fragilité de l'approche retenue par les pouvoirs publics et aboutissent en tout état de cause à une chronique de CAPEX très éloignée des chiffres réellement observés sur le terrain (figure 1). La situation spécifique des ZNI a été sous-évaluée, avec des chiffres de CAPEX retenus pour ces zones largement inférieurs à la réalité.

**Figure 1. Chroniques de CAPEX successivement retenues par les pouvoirs publics et écart avec les chiffres constatés par la filière**



Comment de telles différences avec la réalité sont-elles possibles ? Pour déterminer les CAPEX, qui constituent l'élément le plus déterminant des coûts d'une centrale solaire et donc de la « rémunération raisonnable » qu'un producteur est en droit d'attendre, les pouvoirs publics se fondent sur une approche « normative » et déconnectée de la réalité. Ainsi, la chronique de CAPEX mise en consultation par les pouvoirs publics ne repose pas sur les déclarations fiscales ou les livres comptables audités des producteurs. Au contraire, elle est construite à partir de 3 méthodes différentes suivant les années considérées :

- Pour 2017 et les années postérieures, les données proviennent de **coûts estimatifs déclarés** par les lauréats des appels d'offres (AO) organisés par les pouvoirs publics à partir de 2015.
- Sur les années 2010-2016, la trajectoire de baisse des CAPEX est construite par « rétopolation » en partant du point 2017, la dynamique de baisse étant élaborée sur la base des données IRENA Monde pour les grandes centrales au sol (sans détail précis sur la façon dont elles ont été utilisées).
- Enfin, sur les années antérieures à 2010, les données ne sont ni justifiées ni sourcées, l'administration se contentant de « retenir une hypothèse normative d'évolution des coûts dégressive assise sur un profil d'évolution exponentiel : baisse de 1 % des coûts entre 2006 et 2007, baisse de 2 % des coûts entre 2007 et 2008, baisse de 3 % des coûts entre 2008 et 2009 et baisse de 7 % des coûts entre 2009 et 2010 ».

Les CAPEX étant le paramètre le plus important du modèle pour calibrer correctement la révision tarifaire, il n'est pas sérieux de le faire reposer sur une approche aussi peu fondée méthodologiquement. L'approche des pouvoirs publics présente en effet quatre points de faiblesse méthodologique graves dont chacun devrait suffire à invalider la méthode :

- Sur la période 2017-2020, les pouvoirs publics se fondent sur les déclarations des lauréats aux appels d'offres (AO) organisés à partir de 2015 : il s'agit de coûts déclarés, non audités, estimés par les lauréats **plus de 18 mois avant la construction** ; ces données intègrent de plus les coûts estimés des lauréats dont les centrales n'ont même pas été construites, bien souvent du fait

justement d'une sous-estimation des CAPEX lors du dépôt du dossier par le candidat (chiffre MTE : 40% des lauréats de ces AO n'ont pas mis en service leur centrale à fin 2018).

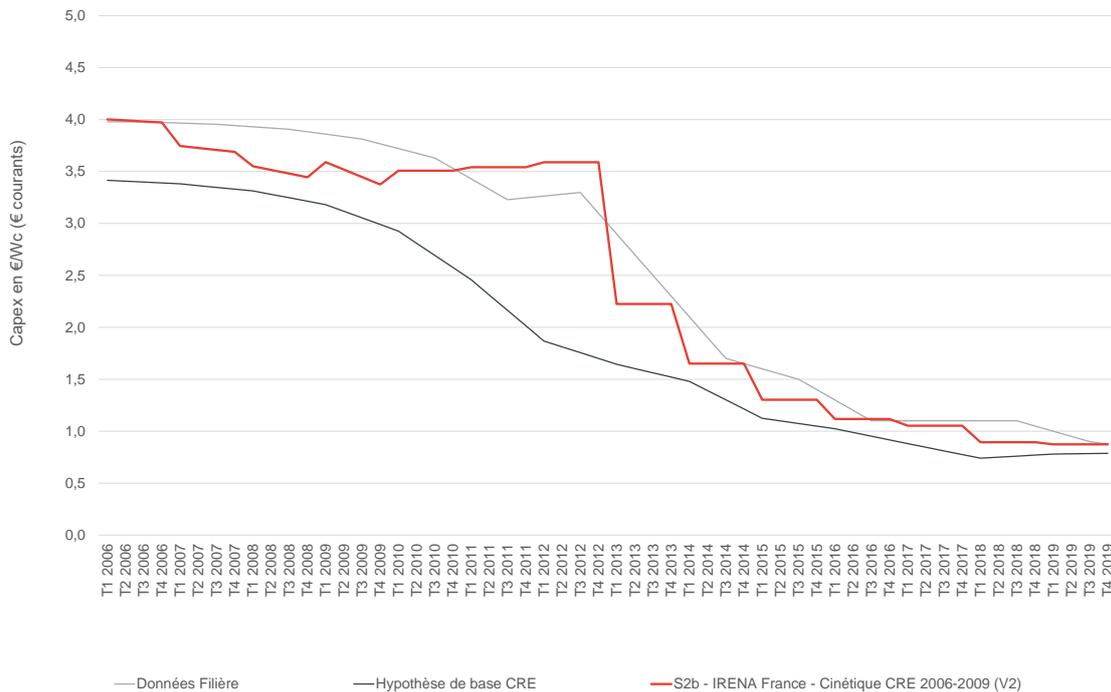
- Sur la période 2010-2016, le fait de calculer la dynamique d'évolution à partir de chiffres de l'IRENA Monde exprimés en dollars constants, revient à supposer que les centrales auraient pu profiter des dynamiques internationales sur l'ensemble des postes de coûts, ce qui ignore de manière flagrante les spécificités du marché français (coût du travail, réglementation, moindre maturité du marché PV que dans d'autres pays, etc.)<sup>1</sup>. L'IRENA, dans la même base de données que celle utilisée par les pouvoirs publics (2019), établit pourtant très clairement qu'il existe chaque année d'importantes différences de coût d'installation du solaire entre pays et met à disposition des données par pays, y compris la France. Si les pouvoirs publics accordent du crédit aux données de l'IRENA, pourquoi se fonder sur les variations de la courbe Monde, et ne pas tout simplement prendre en compte la courbe IRENA France, en euros courants ? Il est totalement incompréhensible que les pouvoirs publics ne retiennent pas cette courbe France (voir figure 2 la courbe « IRENA France »), par ailleurs parfaitement cohérente avec les chiffres de la filière (courbe « Données Filière »), construits à partir des données comptables des producteurs.
- Enfin, sur les années antérieures à 2010, le profil d'évolution exponentielle de baisse des coûts est totalement arbitraire et n'est fondé sur aucune justification, ce qui pose question sur la crédibilité des chiffres retenus.

La totalité de la courbe repose donc sur un seul point relatif à la France, qui concerne 2017 (soit 5 à 10 ans après la période critique de mise en service des centrales S06-S10) et qui est fragile. La méthode retenue par les pouvoirs publics induit d'ailleurs qu'une sous-évaluation du CAPEX 2017 de 0,1 EUR / Wc se traduit par une sous-estimation de 0,3 EUR / Wc sur le CAPEX des années 2010-2012, conduisant elle-même à une baisse de tarif disproportionnée.

---

<sup>1</sup> Le rapport CRE de 2014 « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » mentionne explicitement (page 39) que « L'augmentation [des coûts d'investissements] entre 2010 et 2011 s'explique partiellement par les effets du moratoire, qui ont occasionné des coûts supplémentaires dus aux délais importants de raccordement des installations ou au retard engendré sur les travaux. ».

**Figure 2. Comparaison entre les chiffres IRENA France, les données comptables des producteurs et la courbe n°3 de la CRE**



Les « Données Filière » ci-dessus sont celles des centrales au sol de puissance > 10 MWc, et sont à comparer aux données IRENA France correspondant aux centrales « Utility-scale » et à la courbe CRE n°3 pour les grandes centrales au sol. A noter que pour les données IRENA couvrant uniquement la période 2010-2019, nous avons appliqué ci-dessus la cinétique de l'hypothèse de base de la CRE à la période 2006-2009 (à des fins de présentation uniquement – cf. commentaire ci-dessus).

Par ailleurs, on note que :

- Les pouvoirs publics oublient dans les CAPEX des centrales le fait qu'il faille réinvestir sur la durée de vie du projet (« CAPEX de réinvestissement »), principalement pour changer les onduleurs autour de la 10ème année d'exploitation de la centrale, en étant incapables de démontrer avec certitude que ce coût a bien été intégré dans les Opex par ailleurs<sup>2</sup>.
- Bien que la calculette prévoie le cas de centrales avec 1 ou 2 axes pivotants, la note de consultation n'en fait nullement mention, et les CAPEX considérés par les pouvoirs publics pour les centrales au sol avec 1 ou 2 axes pivotants sont identiques au CAPEX d'une installation fixe. Cet « oubli » minore les CAPEX (et les OPEX) des installations ne se situant pas dans la norme.
- Une analyse menée sur 237 contrats S6-S10 (représentant 642 MWc) permet de constater un délai moyen de 3 mois entre l'achèvement des travaux (sur la base de la date du Consuel) et la mise en service, du fait des délais de raccordement très longs constatés à cette période, sans que les producteurs aient pu influencer dessus (ni retarder leur engagement financier dans l'achat

<sup>2</sup> Le rapport CRE de 2014 « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » mentionne explicitement (page 41) que « Le remplacement des onduleurs est généralement prévu au bout d'une dizaine d'années de fonctionnement. Selon les installations, cette dépense est provisionnée sur un compte ou incluse dans le contrat de maintenance. ».

d'équipement notamment). Ce n'est donc pas le CAPEX du trimestre de mise en service, mais le CAPEX du trimestre précédant la mise en service, qui importe, si une courbe normative devait être retenue.

Au total, les écarts entre la chronique de CAPEX soumise à consultation et les CAPEX réels des producteurs (tels qu'enregistrés dans leurs comptes audités, ou déclarés dans leurs liasses fiscales annuelles), sont massifs. A titre d'exemple, pour une centrale solaire au sol de 5 MWc située dans le Var, mise en service au T3 2012, les pouvoirs publics considèrent dans la note de consultation un CAPEX de 1,8 EUR / Wc, alors que les producteurs ont dans leurs comptes un CAPEX moyen de 3,08 EUR / Wc. Cet écart de 38% sur les CAPEX a des conséquences dramatiques sur la révision tarifaire appliquée aux centrales concernées : avec le niveau de CAPEX envisagé par les pouvoirs publics, pour cette centrale, la baisse tarifaire est de 94%, tandis qu'avec les chiffres issus des comptes des producteurs, la baisse de tarif serait de 50% pour cette centrale.

**Sur les années critiques pour les centrales S06-S10 (soit 2008-2013), la méthode des pouvoirs publics ne prend en compte AUCUNE donnée relative à la France et au marché français dans la courbe de CAPEX. Cette approche théorique et décorrélée de la réalité implique un écart de 25 à 40 % avec les données comptables/fiscales des producteurs et conduit mécaniquement à surestimer la rentabilité qu'ont réalisée les producteurs et donc à amplifier la baisse tarifaire que les pouvoirs publics envisagent de leur appliquer.**

**ENERPLAN, le SER et Solidarité Renouvelables appellent le Gouvernement à se fonder sur la réalité des chiffres, issus des bilans comptables des entreprises et de leurs liasses fiscales, pour déterminer la chronique des CAPEX. Ils tiennent à la disposition des pouvoirs publics l'ensemble des éléments consolidés dans une base de données représentative, constituée par la filière au cours de ces derniers mois. Il apparaît particulièrement injustifié de retenir une construction théorique alors que les données comptables des producteurs sont disponibles.**

**A défaut, si les pouvoirs publics n'acceptaient pas de prendre les données réelles des producteurs pour calculer la rentabilité dont ils ont effectivement bénéficié (ce qui serait un motif de fragilité juridique, voir partie 6 de cette note), il conviendrait a minima que les pouvoirs publics prennent en compte les données IRENA France en euros courants, plutôt que de construire une courbe à partir de données disparates, dont certaines concernent le monde entier en dollars constants et d'autres ne sont ni sourcées ni étayées. Dans ce cas, il conviendrait également d'adopter un coefficient de majoration pour les ZNI en ligne avec les chiffres communiqués par la filière.**

**Enfin, compte tenu des retards de raccordement indépendants des producteurs, un délai de 3 mois devrait donc être pris en compte, en « translatant » dans le temps d'un trimestre la courbe retenue pour les CAPEX.**

## ***1.2. Les pouvoirs publics font une erreur méthodologique en supposant que les producteurs peuvent librement faire baisser les coûts d'exploitation (OPEX) futurs de leurs centrales***

L'approche des pouvoirs publics pour estimer les coûts d'exploitation futurs des centrales est également déconnectée de la réalité et témoigne d'une absence de compréhension de la manière dont les producteurs opèrent leurs centrales. Dans l'approche retenue, les OPEX sont bâtis différemment selon la période considérée :

- Avant la date de renégociation, les pouvoirs publics supposent un niveau d'OPEX stable, issu du rapport 2014 de la CRE « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine ». Ce rapport reflète effectivement globalement les coûts d'exploitation des centrales mises en service en 2010-2012. Les pouvoirs publics négligent néanmoins de prendre en compte l'inflation depuis ces années-là, ce qui est étonnant puisque le module de calcul de la CRE intègre bien l'inflation qui a été appliquée au tarif.
- Après la date de renégociation, les pouvoirs publics supposent, pour les centrales subissant une baisse tarifaire significative, une très forte baisse des OPEX, allant parfois jusqu'à une division par 3 ou 4, qui n'a aucune chance de se produire. Cette baisse aurait vocation à refléter des économies que les producteurs sont supposés réaliser du fait de la baisse tarifaire, au motif (i) qu'une part des OPEX est structurellement liée au chiffre d'affaires et (ii) que les contrats liant les producteurs à leurs sous-traitants ou contreparties (bailleurs...) pourront être renégociés par les producteurs suite à la baisse tarifaire.

Sur le premier motif, à savoir qu'une part des OPEX est proportionnelle au chiffre d'affaires, une analyse rapide des OPEX d'une centrale solaire montre qu'il y a peu de charges variables en fonction du chiffre d'affaires. C'est le cas uniquement de la CVAE ; une baisse tarifaire réduit en effet la CVAE payée. Toutefois, cet impact est limité, puisque la CVAE pèse 6 à 8% des OPEX d'une centrale (avec un taux de CVAE à 1,5%). Une baisse de tarif de 95% se traduirait donc par une baisse des OPEX d'une centrale de seulement 6 à 8 %. Pour les autres postes de coûts, ils sont fixes et pour l'essentiel encadrés par un contrat long terme : bail emphytéotique<sup>3</sup>, contrat de maintenance, ... A titre d'exemple, les OPEX types d'une centrale en toiture (intégré au bâti simplifié) mise en service en 2011 sont les suivants (depuis la mise en service) :

OPEX standards (toiture, MES 2011)	EUR / kW	commentaires
Maintenance, nettoyage, grosses réparations...	25	Difficilement compressible
Charges locatives	38	Baux emphytéotiques 20 ans, incompressible
Assurances	7	incompressible
Turpe	3	incompressible
Taxes locales	17	IFER (7 EUR / kW) incompressible, CVAE compressible
Autres	17	
<i>Frais bancaires</i>	1	incompressible
<i>Telecom</i>	1	incompressible
<i>CAC</i>	3	incompressible
<i>Electricité</i>	1,5	incompressible
<i>Gestion juridique, financière, assurances, supervision O&amp;M</i>	10,5	Difficilement compressible
<b>Total</b>	<b>107</b>	

Sur le second motif lié à la renégociation de contrats existants, les pouvoirs publics commettent une erreur de raisonnement :

- Sauf à se mettre en situation de faillite potentielle (ce que la loi veut éviter), les sociétés de projet n'auront aucun levier juridique ou économique pour forcer leurs cocontractants à renégocier les contrats long terme déjà signés. Concernant les baux emphytéotiques, par exemple, le non-paiement des loyers peut conduire à une résiliation judiciaire du bail, avec obligation immédiate de remise en état ; de même, une tentative de renégociation unilatérale

<sup>3</sup> Contrairement à ce qui est indiqué dans la Note de consultation, les loyers des baux emphytéotiques pour les centrales au sol ou en toiture sont le plus souvent des loyers fixes à l'hectare (et non des loyers proportionnels au chiffre d'affaires).

du montant des loyers sera condamnée à l'échec, le propriétaire bailleur n'ayant aucune raison d'accepter une baisse du loyer perçu sans obligation ni contrepartie.

- Et dans l'hypothèse où certains contrats pourraient être résiliés avant leur terme et renégociés, ce qui reste à démontrer, la plupart des postes de coûts ne changerait pas : le coût de la maintenance d'une centrale vieille de 10 à 12 ans sera en 2022 toujours beaucoup plus élevé que le coût de maintenance d'une centrale mise en service en 2022, car le coût de la maintenance est déterminé par la conception de la centrale (figée), le type d'équipements utilisés (figé), leur vieillissement (mécanique), le nombre d'interventions à prévoir qui augmente avec le temps, etc.
- Enfin, même après une baisse de tarif, les producteurs devront continuer à exploiter leurs centrales conformément aux standards habituels (sécurité, niveaux de production) pour honorer leurs engagements, en particulier vis-à-vis des créanciers bancaires qui voudront que les centrales continuent à être exploitées de manière optimale.

Or la formule de calcul des OPEX futurs retenue par les pouvoirs publics conduit à des situations dans lesquelles les OPEX devraient être divisés par 3 ou 4 au moment de la révision tarifaire : un grand nombre de centrales dont les OPEX s'établissent aujourd'hui à plus de 100 EUR / kWc (et ce, depuis leur mise en service), devraient donc subitement trouver les leviers d'optimisation pour réduire leurs OPEX à 26 EUR / kWc (tarif minimum). Si de telles optimisations de coûts étaient possibles, on ne voit aucun argument sérieux justifiant que les producteurs n'aient pas mis en place ces optimisations au cours de la décennie écoulée. **Si en dépit de ces éléments, la CRE maintenait malgré tout le principe d'une baisse des OPEX post-révision tarifaire, cette baisse devrait *a minima* être plafonnée à un niveau tenant compte des faibles marges de manœuvre évoquées ci-dessus, pour ne pas arriver à des baisses d'OPEX inatteignables de 60 ou 70% comme c'est prévu dans les documents de consultation. En d'autres termes, le tarif minimal doit être revu de manière à permettre à l'installation de fonctionner normalement sur toute la durée restant à courir du contrat, que ce soit en métropole ou en ZNI (zones dans lesquelles les centrales photovoltaïques sont dans l'incapacité de vendre leur électricité sur le marché – qui n'existe pas dans les ZNI et où le paysage bancaire est beaucoup plus restreint ce qui réduit la disponibilité des sources de financement).**

L'approche retenue par les pouvoirs publics conduit, en outre, à une **aberration géographique** : deux centrales identiques, mises en service à la même date, nécessitant le même entretien, les mêmes assurances, la même supervision, le même raccordement au réseau, mais situées dans deux départements différents, se verraient attribuer des OPEX futures allant du simple au triple à partir de 2022, sans que rien ne le justifie sur le plan opérationnel :

Département	VAR	ARDENNES
Puissance	280 kWc	280 kWc
Tarif	S06	S06
Technologie	Intégré au bâti	Intégré au bâti
Date de MES	01/10/2010	01/10/2010
OPEX pré-2022	123,3 EUR / kWc	123,3 EUR / kWc
OPEX post-2022	<b>26,1 EUR / kWc</b>	<b>95,5 EUR / kWc</b>

Les pouvoirs publics font deux erreurs manifestes d'appréciation en considérant que (i) les OPEX futures dépendent significativement du chiffre d'affaires réalisé par le producteur (ce qui est faux à l'exception de la CVAE) et (ii) que les producteurs pourront sans risque, sans obstacle, ni conséquence résilier des contrats long terme en cours d'exécution et signer de nouveaux contrats à des conditions plus favorables pour eux.

Il n'est pas réaliste d'imaginer qu'il soit possible de diviser par 3 ou 4 les OPEX d'une centrale solaire exploitée depuis 10 ans, compte tenu de leur nature et de leur caractère fixe.

L'approche proposée par les pouvoirs publics conduit à vouloir faire porter une partie de l'effort sur les partenaires des producteurs (propriétaires bailleurs, exploitants, assureurs, etc.), pourtant non concernés par le projet de loi qui vise uniquement les producteurs.

Par ailleurs, cette approche méconnaît la réalité des relations contractuelles des producteurs qui ne peuvent pas renégocier unilatéralement à la baisse les termes et prix de leurs contrats.

ENERPLAN, le SER et Solidarités Renouvelables appellent donc l'Etat à modifier l'approche retenue pour les OPEX futurs, afin de correspondre à la réalité et aux marges de manœuvre dont disposent réellement les producteurs : les OPEX futurs des centrales S06-S10 seront du même ordre de grandeur que les OPEX passés, hors CVAE qui baissera en proportion de la baisse du chiffre d'affaires. Il convient en particulier aux pouvoirs publics d'exclure explicitement de leur méthode toute baisse d'OPEX qui impliquerait pour un producteur de se mettre en défaut vis-à-vis de ses obligations contractuelles avec ses partenaires. Enfin, il convient également de tenir compte de la situation spécifique des ZNI, pour lesquelles les OPEX retenus sont notoirement sous-évalués.

### *1.3. L'approche des pouvoirs publics ne prend pas en compte la diversité des centrales ni leurs conditions de fonctionnement*

L'approche « normative » retenue par les pouvoirs publics les conduit à présenter des chiffres qui ne permettent pas de capter la grande diversité des situations concrètes des centrales :

- Certains projets ont sécurisé leur foncier grâce à la construction d'un bâtiment agricole, le paiement d'une soulte, un désamiantage, une dépollution de site... Tout ou partie du coût du foncier se retrouve donc dans les CAPEX et non dans les OPEX de la centrale (« avance de loyer »). L'approche « CAPEX-type », « OPEX-type » ne permet pas de prendre pas en compte ces spécificités.
- Les projets ayant connu des surcoûts initiaux (de raccordement...) ou des difficultés opérationnelles (problèmes de fuites et de toitures à refaire, incendies, modules cassés ou sous-performants, etc...) ont une rentabilité réelle inférieure à la rentabilité théorique calculée par les pouvoirs publics. Ces « conditions de fonctionnement », dont la Loi précise qu'elles doivent être prises en compte dans le calcul de rentabilité, ne sont pas aujourd'hui intégrées dans la méthode proposée par les pouvoirs publics.
- Certaines centrales sur bâtiments ne disposent pas d'une orientation optimale. La méthode des pouvoirs publics leur attribue le même productible normatif que les centrales orientées Sud pour calculer leur rentabilité.

La notion « *d'installation performante représentative de sa situation* », qui ne figure pas dans la loi de finances 2021 mais qui est au cœur de la méthode proposée par les pouvoirs publics, pose question : elle implique, implicitement, que les producteurs qui sont partis initialement sur des exigences de TRI plus basses ou ceux qui ont connu des difficultés opérationnelles doivent être davantage pénalisés, au mépris de la notion de rentabilité raisonnable de leur investissement.

## 2. La catégorisation des centrales est inadaptée et aboutit à des résultats inéquitables en créant des effets de seuil

### 2.1. La méthode des pouvoirs publics induit des disparités injustifiables en fonction de la date de mise en service des centrales

L'approche des pouvoirs publics repose sur un modèle au pas trimestriel pour les CAPEX et au pas annuel pour les OPEX. Cela conduit à des résultats aberrants. Ainsi, il existe dans certains cas plus de 60 % d'écart de tarif révisé entre deux centrales dont la seule différence est qu'elles ont été mises en service à 1 jour d'intervalle (elles ont la même taille, le même département d'implantation, le même tarif initial, etc.) :

Département	GERS	GERS
Puissance	800 kWc	800 kWc
Tarif	S06	S06
Technologie	Intégré au bâti	Intégré au bâti
Date de MES	31/12/2010	01/01/2011
Tarif révisé	351,06 EUR / MWh	134,47 EUR / MWh
		-62%

### 2.2. La méthode des pouvoirs publics ne prend pas en compte l'hétérogénéité de l'irradiation au sein des régions françaises

L'irradiation solaire varie fortement au sein d'une même région française, alors que les pouvoirs publics envisagent de prendre un seul chiffre de productible par région (avec toutefois une différence entre sol et toitures). Ainsi, l'irradiation globale horizontale présente une variation comprise entre 6 et 22 % entre départements d'une même région française (cf. tableau infra).

Données satellitaires GHI Soda (données en kWh / m2, moyenne sur la période 2004-2021)						
	MIN	MAX	Amplitude	% amplitude	Ecart-type	MOYENNE
Auvergne Rhône Alpes	1249,04	1489,82	240,78	19,3%	68,5	1360,15
PACA	1561,27	1655,25	93,98	6,0%	38,1	1603,55
OCCITANIE	1286,59	1570,50	283,92	22,1%	72,0	1440,27
GDE AQUITAINE	1270,57	1398,68	128,11	10,1%	36,4	1337,37

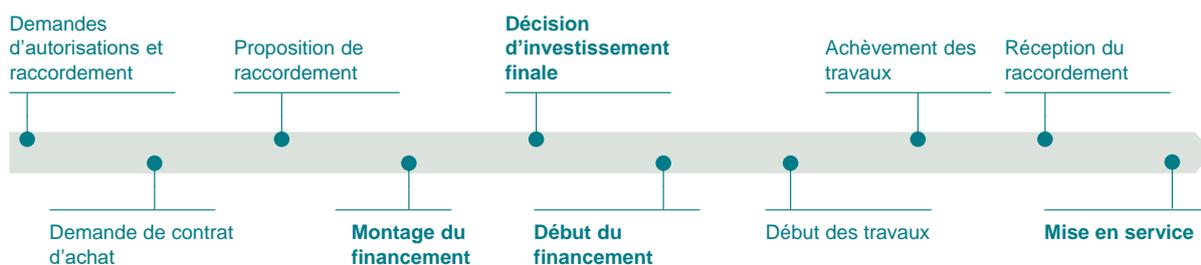
### 3. La chronique de TRI proposée par les pouvoirs publics retient de mauvais jalons temporels et est inadaptée aux cas des ZNI

#### 3.1. Les pouvoirs publics introduisent un biais en fixant le TRI à la date de mise en service au lieu de la date de décision d'investissement

L'article 1<sup>er</sup> du projet de décret prévoit que la rémunération raisonnable pour une installation donnée est « établie en tenant compte des conditions de financement observées à la date de mise en service ».

Or, ce postulat ne reflète en aucun cas la réalité du processus d'investissement des producteurs, car la décision d'investissement pour une centrale solaire précède bien entendu la mise en construction et donc la mise en service de la centrale (voir figure 3). En négligeant les coûts de développement (qui sont parfois antérieurs de plusieurs années), on peut considérer que la décision irréversible d'engager la construction est celle de la date de la décision finale d'investissement, moment auquel le producteur prend la décision irréversible d'engager le projet, d'acheter les équipements, de mettre en place le financement du projet dans les conditions figées en amont, etc. Cette décision est prise en fonction du coût d'opportunité du capital de l'investisseur. Pour refléter dans la révision tarifaire les attentes raisonnables des producteurs au moment pertinent pour eux, il convient donc que le taux de rentabilité de référence pour un projet soit celui existant au moment de la décision d'investissement et non de la mise en service.

**Figure 3. Chronologie d'une centrale solaire, du développement à la mise en service**



Pour les installations concernées par le projet de révision tarifaire, cette différence de temporalité n'est pas négligeable. Une analyse menée par la filière sur 263 contrats S06-S10 (représentant 822 MWc) permet de constater un délai moyen de 19 mois entre la décision finale d'investissement et la mise en service de la centrale, en considérant que la décision finale d'investissement correspond à la première dépense significative engagée pour la construction, **à savoir le paiement du 1<sup>er</sup> acompte de la PTF**. Ces 19 mois correspondent au temps de la contractualisation, de l'approvisionnement et enfin des tests préalables à la mise en service.

Ainsi, l'écart de TRI entre la chronique des pouvoirs publics (fondée sur la date de mise en service) et une chronique avec les mêmes chiffres mais pris en compte au moment de la décision d'investissement) peut atteindre 400 points de base.

**Se fonder sur la date de mise en service d'une centrale pour apprécier le TRI ayant été utilisé pour prendre la décision d'investir méconnaît gravement la chronologie d'une décision d'investissement. Il convient de prendre comme référence le TRI au moment de la décision d'investissement, et non celui de la date de mise en service, pour apprécier correctement la rémunération raisonnable espérée par le producteur, ce qui induit un décalage de 19 mois sur le TRI à considérer pour une centrale donnée.**

**Le SER, Enerplan et Solidarités Renouvelables demandent donc aux pouvoirs publics de prendre en compte la date d'investissement, et non la date de mise en service, comme date de référence pour apprécier le TRI raisonnable espéré par les investisseurs.**

### *3.2. Le calcul du TRI ne tient pas compte du plafonnement sur la déductibilité des charges financières*

L'estimation du TRI doit inclure une hypothèse de taux d'imposition permettant le calcul du TRI avant et après impôt. Il convient de noter que dans ce contexte, les dispositions concernant la déductibilité de l'impôt des charges financières peuvent avoir un impact sur les attentes raisonnables des créanciers et donc sur le niveau du coût de la dette avant/après impôts des porteurs de projet.

Or, la déductibilité des charges financières a été plafonnée à 85% entre 2012 et 2013 et à 75% entre 2014 et 2018, ce qui n'a pas été pris en compte dans les calculs réalisés par l'administration<sup>4</sup>. La correction de cette erreur d'application empirique entraîne une hausse du TRI avant IS entre 20 et 34 pbs selon le trimestre en question sur cette période.

### *3.3. Le TRI cible dans les ZNI est construit sur une approche fragile*

Le projet d'arrêté prévoit une méthodologie pour la détermination du TRI cible en ZNI différente de celle proposée pour la métropole. Ainsi, pour les années 2006-2010, le TRI est supposé équivalent au TRI des projets développés en métropole, alors que pour les années postérieures à 2011, il est fixé à 11% et supérieur au TRI pris en compte pour les projets en métropole.

Cette approche est incohérente dans le temps et ne tient pas compte des risques spécifiques portés par les centrales localisées en ZNI, qui sont pourtant bien reconnus par l'administration. Ils ont notamment été formalisés dans l'arrêté du 6 avril 2020<sup>5</sup> portant sur le taux de rémunération des installations de production électrique dans les zones non interconnectées : « *Une prime fixe respectivement de 100, 200, 300 et 400 points de base pour les territoires relevant respectivement des groupes 1, 2, 3 et 4 [les groupes représentent les différentes ZNI] tels que définis à l'article 3 pour tenir compte de l'éloignement géographique, de la dynamique démographique et économique et de l'état du réseau électrique.* »

<sup>4</sup> Alors que cette approche est retenue par ailleurs par la CRE dans ses délibérations sur le TURPE.

<sup>5</sup> Arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées.

**Il convient de considérer que les TRI cibles pour les ZNI retenus dans le cadre de la révision des contrats intègrent une prime équivalente à celle prévue par l'arrêté du 6 avril 2020 afin de refléter les risques spécifiques des projets réalisés dans les zones non interconnectées.**

## **4. La dégradation des modules retenue par les pouvoirs publics est en décalage avec la littérature scientifique**

Les pouvoirs publics considèrent une valeur de 0,5% par an de perte de rendement pour des modules installés en France dans les années 2008-2012, en décalage avec la littérature scientifique disponible, que ce soit pour les modules couches minces CdTe de premières générations (FS2-FS3) ou les modules cristallins en configuration « verre-polymère face arrière ».

Les modules cristallins sont sensibles à l'effet de LID (*Light Induced Degradation*) qui entraîne des pertes de rendement de 1 à 3 % la première année<sup>6</sup>. De plus, de nombreuses études montrent que la configuration « Verre-Polymère face arrière », installée dans les années 2008-2012, se caractérise par des dégradations plus fortes que les meilleures ou que la médiane des technologies<sup>7</sup>. Pour ces modules, on retient en général un taux moyen de dégradation en ligne avec l'étude de référence NREL 2016<sup>8</sup> égal à 0,8 – 0,9%/an. Les courbes de garantie des fabricants donnaient d'ailleurs à l'époque 80% de rendement au bout de 20 ans, soit une dégradation (linéarisée) de 1%/

Les modules couche mince CdTe de premières générations sont connus pour subir un phénomène de migration du cuivre occasionnant une baisse de 4 à 7 % de rendement pendant les 2 à 3 premières années de fonctionnement<sup>9</sup>. Par la suite, les taux de dégradation annuels sont, dans toutes les études publiées, significativement supérieurs à ceux des modules cristallins. La synthèse de référence réalisée par le NREL (2016) attribue aux modules CdTe de premières générations un taux de dégradation médian autour de 1 % à 1,15%/an<sup>10</sup>.

La dégradation des modules, plus importante qu'anticipée, a encore été confirmée très récemment par une étude menée par kWh Analytics<sup>11</sup>, qui montre que les taux de dégradation moyens annuels des modules fabriqués autour de 2010 ont été sous-estimés de 0,5%.

Enfin, nous constatons une erreur dans le fichier Excel « caleulette » mis à disposition des producteurs : la dégradation est appliquée uniquement à partir de l'année 2, or elle devrait être appliquée dès l'année 1 (si dégradation annuelle de 0,5%, alors le coefficient de dégradation devrait être égal à 0,9975 en année 1 et non pas à 1 ; le raisonnement est équivalent pour les autres années).

Dans les ZNI, la dégradation est encore supérieure, du fait des conditions climatiques extrêmes (température, humidité, luminosité).

<sup>6</sup> Light-Induced Degradation in Crystalline Silicon Solar Cells, Jan Schmidt – Septembre 2003.

<sup>7</sup> Long-term reliability of silicon wafer-based traditional backsheet modules and double glass modules – RCS Advances – Juillet 2015.

<sup>8</sup> Compendium of photovoltaic degradation rates, NREL, 2016.

<sup>9</sup> Photovoltaics International – Août 2012.

<sup>10</sup> Edition 2012 : « Photovoltaic degradation rate – An Analytical Review » ou édition 2016.

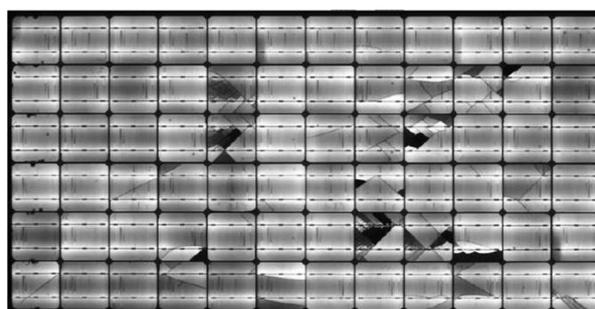
<sup>11</sup> Solar Risk Assessment - Quantitative Insights from the Industry Experts – 2021.

Pour prendre en compte de façon réaliste la dégradation du rendement des modules des centrales concernées, il est indispensable de distinguer les technologies cristalline et couche mince et d'adopter des valeurs de dégradation en ligne avec celles retenues couramment par les études scientifiques disponibles sur le sujet, et d'affecter la valeur finale d'un coefficient multiplicateur pour les ZNI.

La dégradation devrait être appliquée dans la « calcullette » à compter de l'année 1.



Jaunissement de l'EVA (Ehylene-vinyl acetate)  
Modules Yingli



Microcrack - Modules Suntech "Parc des expositions de  
Bordeaux" via électroluminescence

## 5. Les textes devraient clarifier la situation des centrales qui ont changé de mains depuis leur mise en service

### 5.1. Confirmer explicitement que les centrales qui ont changé de main pourront bénéficier de la clause de sauvegarde

Les projets de décret et d'arrêté ne font pas expressément référence au cas des centrales qui ne sont plus détenues par le développeur initial mais qui ont été revendues depuis leur mise en service à d'autres sociétés.

Or le gouvernement, dans le document intitulé « Observations du gouvernement sur la loi de finances pour 2021<sup>12</sup> », présentées devant le Conseil constitutionnel, a indiqué en page 16 que « le législateur a prévu une clause de sauvegarde pour le cas où l'application du nouveau tarif serait de nature à compromettre la viabilité économique d'un producteur, eu égard notamment à la situation spécifique des producteurs des zones non interconnectées, en permettant de fixer un tarif spécifique ou d'allonger la durée du contrat d'achat. **Cette disposition permettra notamment de tenir compte de la situation de producteurs qui ne seraient pas les investisseurs initiaux et qui auraient racheté des installations photovoltaïques.** »

Il est dès lors justifié que soit clairement prévue dans le décret la capacité des producteurs ayant racheté des centrales postérieurement à leur mise en service à activer la clause de sauvegarde.

L'un des risques majeurs pour la filière, si le projet de décret n'était pas amendé en ce sens, serait une situation instantanée de défaut des producteurs vis-à-vis de leurs créanciers (ce qui est déjà le cas pour

<sup>12</sup> [https://www.conseil-constitutionnel.fr/sites/default/files/as/root/bank\\_mm/decisions/2020813dc/2020813dc\\_obs.pdf](https://www.conseil-constitutionnel.fr/sites/default/files/as/root/bank_mm/decisions/2020813dc/2020813dc_obs.pdf)

certaines producteurs depuis le début de la phase de consultation publique et la publication des projets de texte) et un refus des partenaires financiers de financer les projets en cours conduisant à un abandon de ces projets, avec pour conséquence :

- La perte des capitaux investis pour le développement ;
- L'accentuation du retard dans l'atteinte des objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ;
- Des pertes financières additionnelles liées au non-respect des engagements pris par le producteur dans le développement de ces projets (ex : mobilisation des garanties financières données au titre de des appels d'offres CRE).

## ***5.2. Un critère de rentabilité sur les capitaux investis***

Les installations qui ont été cédées à de nouveaux propriétaires depuis leur construction ont été rachetées sur la base d'un prix fondé sur des prévisions de chiffre d'affaires calculées en application des tarifs prévus dans ces contrats d'achat et de leur durée. Ce prix de rachat, augmenté des dettes financières éventuellement adossées à la centrale, correspond aux capitaux investis et diffère significativement des capitaux immobilisés. En effet, les centrales sont généralement achetées par les titres du SPV qui les détiennent, et ne regarder que les capitaux immobilisés revient à ne pas prendre en compte la survaleur d'acquisition payée par le nouveau propriétaire. En conséquence, la rentabilité des investisseurs ayant racheté ces centrales doit bien s'analyser au regard des capitaux investis directement ou indirectement pour l'acquisition de la centrale, et le calcul de la rentabilité raisonnable dans le cadre de la clause de sauvegarde doit se calculer sur la base des capitaux investis, qui est le vrai cout économique pour son nouveau propriétaire, et ce afin de respecter le principe de la rémunération raisonnable, et/ou mettre là encore en péril la viabilité des sociétés concernées et/ou de leurs holdings d'acquisition qui portent la dette.

## ***5.3. La prise en compte des dettes financières « adossées » aux centrales dans l'évaluation de la viabilité économique***

Le projet de décret et d'arrêté ne sont pas suffisamment précis quant à la prise en compte des dettes ayant servies au financement et/ou à l'acquisition de l'installation pour apprécier la viabilité du producteur dans le cadre de la mise en œuvre de la clause de sauvegarde. A titre d'illustration, voici plusieurs cas de financement de centrales :

- Une centrale détenue par le développeur d'origine, et qui n'a jamais été financée par de la dette bancaire ;
- Une centrale détenue par le développeur d'origine, et qui a été financée par de la dette bancaire ;
- Une centrale dont les titres du SPV ont été vendus, et qui a conservé la dette dans le SPV ;
- Une centrale dont les titres du SPV ont été vendus, et une dette d'acquisition a été placée au-dessus du SPV acquis.

Selon le mode de financement des centrales, dans l'analyse de la viabilité économique du producteur, il convient de regarder non pas uniquement les dettes financières logées dans le SPV, mais également

les dettes (senior, junior – bancaires ou obligataires) qui sont « adossées » à la centrale c'est-à-dire liées directement ou indirectement aux cashflows générés par la centrale, et qui peuvent être logées dans différentes holdings empilées, et plus généralement l'ensemble des dettes.

Dans certains cas enfin, les actifs directement visés par la mesure sont détenus dans le même ensemble que d'autres actifs en dehors du champ d'application de la mesure, avec la mise en place d'un financement global reposant sur l'intégralité des actifs. Dans cette situation là encore, il convient de préciser dans le décret que, pour l'appréciation de la viabilité économique dans le cadre de la clause de sauvegarde, n'entrent pas en compte les revenus générés par des actifs en dehors du champ d'application de la mesure pour compenser les baisses de tarif des centrales concernées.

**Il convient de clarifier dans le décret le traitement des centrales qui ont été cédées à de nouveaux propriétaires depuis leur construction en précisant explicitement la capacité d'activation de la clause de sauvegarde pour ces installations, ainsi que l'analyse de la viabilité économique du producteur « au sens large », c'est-à-dire en regardant la rentabilité sur les capitaux investis (en ce y compris les survaleurs d'acquisition des titres du SPV détenant la centrale), et le calcul d'une rentabilité raisonnable sur la base des capitaux investis, et en tenant compte des dettes (senior, junior, bancaires ou obligataires) « adossées » directement ou indirectement à l'installation ou à ses cashflows, quelle que soit l'entité juridique portant ces dettes.**

## **6. Des projets de textes imprécis qui placent les producteurs en situation d'insécurité juridique**

Les projets de textes soumis à la consultation appellent plusieurs observations, tant sur la forme que sur le fond, qui ont été, par souci d'efficacité directement intégrées aux projets de textes **jointes en annexe à la présente réponse**. Les remarques principales figurant dans ces projets commentés sont les suivantes.

### **6.1. Sur le projet de décret**

- **La rémunération raisonnable doit être déterminée sur la base des coûts réels, effectivement supportés par les producteurs.**

La méthode normative de calcul de la rémunération du producteur retenue dans le projet de décret n'est pas conforme à la lettre de la loi de finances pour 2021 dont les termes (« *capitaux immobilisés* », « *risques inhérents à son exploitation* ») exigent de prendre en compte la situation réelle des producteurs.

Elle conduit également à méconnaître l'exigence de rémunération raisonnable prévue par la loi et au cœur de la réserve d'interprétation du Conseil constitutionnel dès lors qu'en ne prenant pas en compte les coûts réellement supportés par les producteurs, mais des valeurs théoriques sous-estimées de ceux-ci, elle surévalue la rentabilité réelle des centrales solaires et en déduit des baisses de tarif disproportionnées.

Cette méthode est d'autant plus injustifiée que les données comptables des producteurs sont disponibles et leurs coûts réels connus. Dans le code de l'énergie, la notion de coûts renvoie toujours

aux coûts comptables, le conseil d'Etat censurant l'utilisation de toute autre méthode s'éloignant de la réalité comptable pour fixer des tarifs (voir notamment la jurisprudence constante en matière de tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution).

La notion « *d'installation performante représentative de sa situation* » insérée à l'article 1<sup>er</sup> du projet de décret pour prévoir une méthode normative de calcul doit par suite être supprimée, de même que l'expression « *niveaux normatifs* » utilisée à l'article 3.

- **Les taux de rentabilité interne cibles permettant de garantir la rémunération raisonnable des capitaux doivent être intégrés dans les projets de textes**

La notice explicative de l'administration précise que le caractère « raisonnable » de la rémunération s'apprécie en calculant un taux de rentabilité interne avant impôt, à comparer aux taux de rentabilité interne cibles fournis en annexe 4 de la notice. Le projet de décret doit donc impérativement reprendre cet élément d'appréciation de la rémunération raisonnable qui est au centre de la réserve d'interprétation formulée par le Conseil Constitutionnel pour valider le dispositif au regard des exigences constitutionnelles.

La garantie du caractère raisonnable de la rémunération doit également s'appliquer à la clause de sauvegarde, notamment pour les installations qui ont été cédées depuis leur mise en service, qui ne peuvent mécaniquement être traitées que par la clause de sauvegarde, et pour lesquelles une rémunération raisonnable des capitaux investis par les nouveaux propriétaires doit être conservée.

- **La valeur minimale de la révision de tarif doit permettre un fonctionnement normal de l'installation sur la durée restant à courir du contrat.**

Le calcul de la valeur minimale doit reposer sur la même méthode comptable que celle de la rémunération raisonnable afin de garantir, pour toute la durée restant à courir du contrat d'achat après l'application de la réduction de tarif, un fonctionnement normal de l'installation.

Un fonctionnement normal de l'installation ne saurait se réduire à la couverture des OPEX calculés normativement augmenté de 10%.

- **Une société ne peut soutenir abusivement une filiale pour préserver artificiellement la trésorerie de l'entreprise et pour dissimuler ses difficultés financières.**

La demande de réexamen formulée par un producteur en application de la clause de sauvegarde prévue par la loi de finances pour 2021 ne saurait être appréciée à la lumière des apports supplémentaires de fonds propres ou quasi-fonds propres des actionnaires du producteur dès lors que ces apports peuvent constituer un soutien abusif et frauduleux au sens du droit des sociétés.

De la même façon, les distributions aux actionnaires pouvant être prises en compte ne pourront raisonnablement qu'être postérieures au 7 novembre 2020, en cohérence avec la date retenue par la loi, et devront présenter un caractère « exceptionnel ». A défaut, il en résulterait une atteinte au droit de propriété des actionnaires, non proportionnée à l'objectif d'intérêt général poursuivi.

- **L'exigence de renégociation des contrats méconnaît la réalité des relations contractuelles et est contraire à l'esprit de la loi de finances.**

Le projet de décret prévoit que la demande de réexamen sera également appréciée au regard des mesures de redressement et de soutien prises par les producteurs et leurs actionnaires, en ce compris la révision des contrats de gestion et d'exploitation et maintenance des centrales. Ce critère doit

impérativement être nuancé dès lors que ces contrats sont conclus dans des termes ne permettant pas de façon systématique et à la seule demande du producteur, une renégociation unilatérale de leurs conditions. A cet égard, la loi de finances impose au demeurant de tenir compte des « *conditions de fonctionnement* » de l'installation.

- **La notification au producteur du niveau de la réduction de tarif doit constituer une décision individuelle faisant grief.**

Cette notification par les ministres de la réduction de tarif appliquée à un producteur ne peut pas être une simple mesure d'information. Elle constitue une décision faisant grief que le producteur doit pouvoir contester dès lors que l'obligation d'achat est un droit acquis.

- **Les délais de mise en œuvre de la clause de sauvegarde s'articulent difficilement et la durée de la suspension doit impérativement coïncider avec la durée totale maximale de l'instruction devant la CRE.**

Le projet de décret est trop imprécis à ce stade pour comprendre comment les différentes étapes de la procédure de sauvegarde s'articuleront. En particulier, la durée totale de la suspension de la réduction de tarif semble insuffisante au regard de la durée maximale d'instruction d'une demande de sauvegarde de la CRE, ce qui prive cette garantie pour le producteur de tout effet utile.

Les délais associés à chacune des étapes d'instruction d'une demande de sauvegarde doivent donc être réexaminés puis revus.

## **6.2. Sur le projet d'arrêté**

- Le projet d'arrêté ne comprend pas des éléments déterminants du calcul de la réduction du tarif (qui figurent pourtant dans la notice explicative de l'administration), en méconnaissance du principe de transparence et d'intelligibilité des textes réglementaires. Ainsi, les TRI cibles ne figurent pas en annexe de l'arrêté. Les producteurs auxquels s'applique ce calcul ne sont donc pas en capacité d'en vérifier les résultats.
- Le projet d'arrêté doit présenter en annexe les outils de calculs du régulateur.
- Sa rédaction doit enfin être mise en cohérence avec celle du décret. Les termes utilisés pour le décret (tels que, par exemple, les « niveaux de coûts » ou le « rendement ») doivent être repris dans l'arrêté. Il ne peut pas y avoir de divergence dans le vocabulaire utilisé entre les deux textes sans remettre en cause leur sécurité juridique.

**Annexe 1 : Propositions d'ajustement aux projets de décret et d'arrêté**

Voir textes présentés de manière séparée.