



Consultation publique sur le cadrage et les hypothèses du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050

Contribution de France Territoire Solaire

5 mars 2021



A propos de France Territoire Solaire :

France Territoire Solaire est un think-tank qui a pour objet social de :

- Produire des propositions, notamment de politiques publiques, permettant le développement de l'énergie solaire en France,
- Fournir régulièrement des données chiffrées sur le secteur photovoltaïque dans une recherche d'objectivité et de transparence dans l'étude des réponses fournies par l'énergie solaire aux défis contemporains.

France Territoire Solaire crée des liens entre la recherche, l'industrie, la politique et les citoyens :

- Composé de personnes qualifiées et de compétences variées : universitaires, chercheurs, experts, représentants de l'industrie, représentants d'associations....
- Participant aux concertations avec la puissance publique, aux réflexions collectives avec les organisations professionnelles du secteur ainsi qu'au débat public à travers des travaux de concert avec des organismes tant publics que privés tels des administrations, des collectivités locales, des syndicats, des organisations non gouvernementales (ONG), des entreprises privées ou toute autre association.

Les résultats des travaux menés par France Territoire Solaire sont diffusés dans un cercle restreint ou mis à disposition du public, comme c'est le cas pour l'Observatoire de l'Énergie Solaire photovoltaïque en France ([www.observatoire-Énergie-photovoltaïque.com](http://www.observatoire-Energie-photovoltaïque.com)) publié chaque trimestre depuis près de 10 ans.



Préambule

France Territoire Solaire tient à débiter cette contribution en saluant le travail de modélisation et de concertation mené par RTE. Les réunions de la Commission Perspectives Système et Réseau, l'étude publiée conjointement avec l'Agence internationale de l'énergie (« *Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050* ») et la présente consultation publique sur les scénarios 2050, sont autant d'exemples récents témoignant d'une grande rigueur et d'une grande exigence intellectuelle qui font honneur aux équipes de RTE et qui se distinguent de nombre de publications dans le débat public dont il faut bien constater à regret la qualité pour le moins insatisfaisante sur ces questions. Certains auteurs ignorent ainsi à dessein les avancées remarquables des technologies renouvelables et leur capacité à s'intégrer harmonieusement dans les réseaux¹, d'autres à l'inverse sous-estiment volontairement les défis qui restent à relever, sans parler des prises de position de certains "influenceurs" très suivis, qui sont tout simplement dignes du café du commerce².

France Territoire Solaire se réjouit donc d'apporter cette modeste contribution à une réflexion collective de qualité qui aura vocation à se poursuivre dans les prochains mois - nous nous tiendrons pleinement disponibles pour les prochaines étapes de cet exercice d'importance majeure pour l'avenir du mix énergétique français.

* * *

Introduction

Avant d'entrer dans des réponses plus détaillées aux quelques questions sur lesquelles nous avons jugé être en mesure de nous prononcer, il semble important de débiter cette contribution en dressant un état des lieux de la situation de l'énergie solaire et en dessinant quelques perspectives.

Les chiffres de raccordement à l'échelle mondiale ne laissent plus planer aucun doute : le monde est en train de basculer vers les énergies renouvelables. Encore anecdotique voici seulement 10 ans, l'électricité solaire a représenté en 2020 près de la moitié des nouvelles capacités de production électrique raccordées dans le monde, avec environ 118 GW. Atteindre une telle performance malgré les difficultés liées à la crise sanitaire, témoigne de l'ampleur de la dynamique mondiale à l'œuvre et confirme que l'énergie solaire est d'ores et déjà, et sera de plus en plus dans les années à venir, un pilier incontournable de la lutte contre le dérèglement climatique et de l'accès pour tous à une électricité abordable et décarbonée.

Dans un tel contexte, pour un Etat comme la France, développer l'énergie solaire sur son territoire ne peut plus se cantonner à être un volet de sa politique énergétique et climatique, mais devient aussi de plus en plus un enjeu industriel et un enjeu géopolitique. Ces considérations nous entraîneraient au-delà du périmètre de cette concertation, mais il n'en est pas moins crucial de les rappeler.

¹ On songe ici par exemple à la récente publication de France Stratégie : « Quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030 ? »

² L'exemple le plus connu de propos douteux étant évidemment l'inévitable "mais comment fait-on les nuits sans vent"...



Facteur de résilience de notre mix électrique³, l'électricité solaire photovoltaïque est promise à un développement significatif en France. La faisabilité d'un tel déploiement est désormais beaucoup mieux maîtrisée, et ses impacts sur le plan environnemental comme sur le plan climatique sont mieux connus.

1. L'électricité solaire, au service de la résilience de notre système électrique

L'électricité solaire apporte une contribution importante pour au moins trois facteurs clefs de résilience de notre système électrique : la sécurité d'approvisionnement, l'adaptabilité aux conséquences du changement climatique, l'acceptabilité sociale de nouvelles capacités de production.

a. Indépendance énergétique et sécurité d'approvisionnement :

L'énergie solaire peut être un atout au service de notre indépendance énergétique. Cela supposera bien sûr un effort de relocalisation de certains segments de la chaîne de production industrielle, mais un tel effort est possible car nous disposons de l'expertise et des matières premières nécessaires⁴.

En premier lieu, il faut rappeler que loin de se limiter aux panneaux, la chaîne de valeur du solaire mobilise d'autres secteurs de pointe comme le stockage ou les réseaux intelligents et représente déjà environ 20 000 emplois non délocalisables sur tout le territoire. De nouvelles initiatives sont en train de voir le jour pour faire émerger des projets industriels de grande envergure : le plan européen pour l'Hydrogène⁵ ou l'Alliance Européenne pour les Batteries⁶.

S'agissant des panneaux, la baisse continue de leur prix va rendre le coût du transport incompressible et incite les fabricants à envisager une relocalisation de la production. Ce retour des sites de fabrication en Europe et en France devrait s'accélérer dans les 5 prochaines années. Conscients de cet enjeu, en mai 2020, l'IPVF et le Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) ont proposé de s'inspirer de l'« Airbus de la batterie » pour concevoir un « Airbus du photovoltaïque » selon le même modèle, afin de produire en masse des wafers, des cellules et des modules⁷. Dans la continuité de cette initiative, SolarPower Europe et EIT InnoEnergy viennent d'annoncer la création de l'European Solar Initiative⁸ avec le soutien de la commissaire européenne à l'énergie Kadri Simson et du commissaire européen au marché intérieur Thierry Breton, avec pour objectif de porter les capacités européennes de production de panneaux solaires à 20 GW par an. En France, le Comité Stratégique de Filière "Nouveaux Systèmes Energétiques" a lancé en décembre 2020 un Appel à Manifestation d'Intérêt ayant rencontré un franc succès avec plus de 150 projets industriels identifiés. Si ces efforts industriels se concrétisent, la France pourra disposer d'une source d'électricité inépuisable, décarbonée, et mobilisable pour faire face aux nouveaux usages identifiés dans le document de consultation, tels que la recharge des batteries de véhicules électriques ou la production d'hydrogène décarboné.

³ "L'électricité solaire, pilier énergétique de la résilience du monde d'après" (Ouest France - www.ouest-france.fr/economie/energie/point-de-vue-l-electricite-solaire-pilier-energetique-de-la-resilience-du-monde-d-apres-6858898)

⁴ La France est le 5ème producteur mondial de silicium et ses réserves se situent dans les 10 premières au monde.

⁵ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

⁶ <https://www.eba250.com/>

⁷ https://www.ipvf.fr/wp-content/uploads/2020/05/IPVF_SOLAR_EU_200505_2.pdf

⁸ www.pv-magazine.fr/2021/02/24/eit-innoenergy-et-solarpower-europe-lancent-linitiative-pour-le-solaire-photovoltaïque-en-europe



b. Adaptation aux conséquences du changement climatique :

La trajectoire vers un mix neutre en carbone nécessite la prise en compte de l'ensemble des contraintes et "raretés" (rareté d'espace, de nourriture, de ressources naturelles, de minéraux, perte de biodiversité, etc), pour que les solutions apportées à la crise climatique n'aggravent pas d'autres crises (agricole, alimentaire, écologique...) auxquelles nous devons faire face. L'énergie solaire est en mesure de répondre à cette exigence d'approche d'ensemble.

Cette faculté propre à l'énergie solaire peut être illustrée avec le développement de l'agrivoltaïsme, tel qu'il est défini aujourd'hui dans les appels d'offres de la CRE. Il peut s'agir par exemple de panneaux pilotables en temps réel, qui s'orientent prioritairement selon le besoin d'ombre ou d'ensoleillement de la plante. La protection contre l'excès d'ensoleillement et la diminution du recours à l'irrigation en période de canicule, la création d'un microclimat sous les panneaux lors d'épisodes de gel printanier, la pose de filets paragrêle sur les structures apportent ainsi des bénéfices additionnels à l'agriculteur. L'agrivoltaïsme dynamique démontre qu'il est possible d'accroître simultanément la production agricole et production d'énergie solaire sans conflit d'usage. Cette technologie a dépassé le stade de la R&D puisqu'elle est déjà en phase de déploiement à grande échelle, sous l'impulsion de sociétés françaises pionnières du secteur.

Le solaire devient ainsi, sous certaines conditions, **un outil d'adaptation aux conséquences du changement climatique** qu'il conviendrait de considérer comme tel dans l'analyse du mix énergétique de demain.

c. Acceptabilité sociale de nouvelles capacités de production :

Dans la perspective de la fermeture des centrales nucléaires historiques et de l'effet falaise qui l'accompagnera, le système électrique français est confronté à un enjeu de renouvellement de son parc de production, ce qui soulève la question de l'acceptabilité sociale et sociétale de ce renouvellement, dans un contexte d'oppositions de plus en plus fréquente aux projets impliquant une artificialisation importante. Disposer de solutions énergétiques pouvant être déployées dans des conditions satisfaisantes d'acceptabilité par les populations riveraines est donc un facteur clef de résilience de notre système électrique.

Or, tous les sondages confirment le soutien franc et massif des français au développement de l'énergie solaire : près de neuf Français sur dix partagent une bonne image de cette énergie (86%), un quart affirmant même en avoir une très bonne image (24%). Ce jugement s'avère particulièrement constitué auprès des Français qui ont remarqué des installations photovoltaïques dans leur commune (27% vs 15% au sein de ceux qui n'en ont pas remarqué)⁹. La très bonne acceptation locale de l'énergie solaire est confirmée par le très faible nombre de recours formulés contre des projets solaires (riverains, associations de défense de l'environnement).

Il ressort donc de cette première partie que l'énergie solaire peut sous certaines conditions être un contributeur de premier plan à la résilience de notre système électrique. A contrario, nous ne pouvons que partager les préoccupations exprimées dans le document de consultation concernant les incertitudes sur la capacité de la filière nucléaire à mettre en service des nouvelles installations de type EPR selon un rythme rapide (page 45), ou encore concernant les difficultés soulevées par le parc actuel

⁹ Sondage IFOP : <https://www.ifop.com/publication/les-francais-et-le-photovoltaïque/>



en matière d'adaptation aux conséquences du changement climatique en raison de l'effet des températures et débits des cours d'eau sur la disponibilité de la source froide et la production maximale disponible des groupes de production thermique et nucléaire (page 56). A ces deux préoccupations légitimes, on pourrait ajouter par exemple :

- l'accès à long terme à la ressource en uranium, face à la concurrence grandissante d'autres puissances (Chine notamment) désireuses de garantir leur indépendance énergétique ;
- les risques inhérents à la standardisation du design du parc nucléaire (historique ou futur) et régulièrement rappelés par l'ASN : *"si un défaut de conception fondamentale apparaît sur l'une des installations, les autres peuvent être potentiellement concernées"*¹⁰;
- les risques d'une dégradation de l'acceptabilité sociale des nouveaux projets nucléaires ;

2. La faisabilité du déploiement de nouvelles capacités solaires

L'électricité solaire a longtemps fait l'objet de discours alarmistes quant à la faisabilité de son intégration dans un système électrique tel que celui de notre pays, et de prédictions de l'existence d'un éventuel "seuil critique" (systématiquement repoussé par la suite) au-delà duquel la part d'électricité solaire dans un mix ne pourrait plus augmenter sans mettre en péril tout le système. Il semble donc nécessaire de rappeler ici quelques publications récentes venant apporter un éclairage sur la faisabilité technique et économique d'un mix comportant une part importante d'électricité d'origine solaire, sans pour autant occulter les défis qui restent à relever pour y parvenir.

a. Faisabilité technique :

La faisabilité technique d'un mix français comportant une part importante d'électricité d'origine renouvelable et notamment solaire, s'appuie sur de nombreux rapports et études parmi lesquels on se bornera à en citer deux : l'étude publiée par l'ADEME¹¹ en 2018 et l'étude publiée conjointement par RTE et l'AIE¹² en début d'année 2021 et ayant ouvert la voie à cette consultation. Il n'est évidemment pas question ici de résumer en quelques lignes ces études extrêmement approfondies, mais de se borner à remarquer qu'après de tels travaux, le fait que cette faisabilité technique fasse encore l'objet d'une remise en question d'une extrême virulence au sein de certains cercles d'experts en dit long sur la qualité du débat énergétique en France - même si fort heureusement ces voix tendent à être de plus en plus isolées.

Aller plus loin dans la réflexion sur ces sujets suppose de sortir de la logique selon laquelle les énergies renouvelables seraient systématiquement perçues comme une contrainte pour le réseau. En l'état actuel des technologies, ces énergies peuvent au contraire constituer une source de flexibilité bénéfique pour les réseaux et rendre des services utiles au système. Capacité d'écêtement, stockage, pilotage intelligent, articulation avec des demandes pilotables (comme par exemple la recharge de véhicules électriques) sont autant de leviers possibles pour faire des énergies renouvelables et de l'énergie solaire en particulier, des sources qui non seulement ne soulèvent pas de difficultés indépassables sur le plan de la faisabilité technique, mais apportent des solutions crédibles aux problématiques auxquelles le système électrique sera confronté dans les années à venir.

¹⁰ ASN : <https://www.asn.fr/Informer/Dossiers-pedagogiques/La-surete-des-centrales-nucleaires/Le-parc-francais-des-centrales-nucleaires>

¹¹ Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060 (ADEME, 2018) - <https://www.ademe.fr/trajectoires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060>

¹² Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050 (RTE, 2021) - https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_rapport%20complet%20ENR%20horizon%202050_EN.pdf



b. Faisabilité économique :

L'étude publiée conjointement par RTE et l'Agence internationale de l'énergie¹³ mentionne explicitement le fait que *“l'évaluation économique de ces différentes conditions dépasse le cadre du présent rapport (...) d'autres études socio-économiques sont donc nécessaires, en s'appuyant sur les conclusions du présent rapport. A ce titre, RTE publiera en 2021 une évaluation complète des différents scénarios électriques permettant d'atteindre la neutralité carbone.”* Pourtant, des voix critiques n'ont pas tardé à s'élever pour reprocher à cette étude de ne pas aborder la question de la faisabilité économique, alors même que ce n'était pas son objet et que cette évaluation économique constitue la prochaine étape du travail engagé.

C'est dans cette optique que France Territoire Solaire se permet ici de rappeler quelques études existantes ayant pour point commun de conclure à la faisabilité économique d'un mix électrique comportant une part importante d'énergies renouvelables :

- L'étude publiée fin 2020 par le CIRED¹⁴, qui a pour particularité d'avoir fait l'objet d'un article dans une revue à comité de lecture (*The Energy Journal*);
- L'étude publiée en 2018 par l'ADEME intitulée Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060 (déjà citée);
- Le scénario 2050 de Negawatt¹⁵ ;

Ces analyses se fondent sur une approche en coût global du système et non sur une approche limitée au seul LCOE, se conformant ainsi à la recommandation formulée dans l'étude RTE/AIE : *“toute évaluation future devra se concentrer sur les coûts globaux du système plutôt que sur des indicateurs tels que le coût moyen de l'électricité par technologie (LCOE), car ceux-ci ne tiennent pas compte des coûts environnants pour assurer la sécurité d'alimentation et les autres exigences techniques. L'AIE et RTE estiment que tout chiffrage économique devra ainsi prendre en compte l'ensemble des coûts associés à une part élevée d'EnR, dont ceux liés au stockage, à la flexibilité de la demande et au développement des réseaux”*.

c. Faisabilité réglementaire et économique :

Bien que des défis restent à relever pour y parvenir, la faisabilité technique ou économique d'un mix comportant une part importante d'électricité d'origine renouvelable semble attestée par les études ci-dessus. A notre sens, la principale question qui demeure et qui fait malheureusement l'objet d'une attention insuffisante de la part des parties prenantes, est celle de la faisabilité réglementaire et politique.

i) Assurer une visibilité de long terme pour réduire les coûts de financement

Infrastructures très capitalistiques mais à coût marginal faible voire nul, les centrales de production d'électricité solaires et éoliennes requièrent une excellente visibilité sur la vente de l'électricité produite (à la fois en prix et en volume) afin de réduire le coût de leur financement. C'est une

¹³ Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050 (RTE, 2021) - https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_rapport%20complet%20ENR%20horizon%202050_EN.pdf

¹⁴ How Sensitive are Optimal Fully Renewable Power Systems to Technology Cost Uncertainty, publié dans The Energy Journal, Vol. 43, No. 1 : <https://doi.org/10.5547/01956574.43.1.bshi>

¹⁵ Scénario Negawatt 2017-2050 <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2017-2050>



caractéristique qu'elles ont en commun avec les centrales nucléaires et hydroélectriques. Cette visibilité s'obtient au travers de contrats de long terme pouvant prendre la forme de "tarif d'achat", de "Contract for Difference" ou de "PPA". Ces modes de contractualisation sont trop souvent, à tort, assimilés à de la subvention alors qu'il ne s'agit que d'un moyen de réduire l'incertitude dans le but d'améliorer les conditions de financement, ce qui (sur des installations fortement capitalistiques) a un impact important sur le prix final de l'électricité produite. Le développement de ce type d'infrastructures est donc conditionné à la mise en place d'un cadre réglementaire adapté, avec des contrats de long terme venant pallier la volatilité des marchés de l'électricité qui ont été pensés pour assurer un équilibre offre-demande de court terme et non pour offrir un signal prix adéquat pour financer des investissements de long terme. En France, ce cadre réglementaire existe (il prend la forme des appels d'offres pluriannuels de la CRE) mais il s'agit d'un instrument par essence fragile car pouvant être remis en cause au gré des aléas politiques. Il est donc important de rappeler inlassablement que la stabilité du cadre réglementaire existant est un prérequis absolument indispensable à l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables.

ii) Alléger les procédures et réduire les délais de développement des projets

L'autre source de préoccupation sur le plan réglementaire est la lourdeur croissante observée dans les procédures d'obtention des autorisations (notamment les permis de construire), qui est à l'origine d'un allongement des délais. Le développement d'un projet de centrale solaire au sol requiert aujourd'hui une durée moyenne de 4 ans en France, contre à peine plus d'un an en Allemagne. Adapter l'arsenal législatif, réglementaire et administratif français afin de fluidifier les procédures d'instruction et de délivrance d'autorisations de projets, réduire les durées et risques de développement, sera une condition essentielle pour atteindre les objectifs évoqués dans les différents scénarios de la présente consultation ou dans la PPE et plus généralement pour atteindre nos objectifs climatiques.

L'enjeu est de parvenir à lever les freins qui entravent ces procédures sans pour autant ouvrir la voie à une forme de développement non contrôlé qui verrait l'énergie solaire prendre le pas sur toutes les autres considérations (paysages, biodiversité, patrimoine, etc.). Élevée au rang de priorité nationale, l'énergie solaire se heurte aux injonctions contradictoires auxquelles sont soumis les services instructeurs à l'échelon local, chargés d'arbitrer entre toutes ces considérations et de décider de la délivrance des autorisations requises pour chaque projet. Pourtant, en prenant des dispositions adéquates, l'énergie solaire est compatible avec les enjeux de protection des paysages, de sauvegarde de la biodiversité, de lutte contre l'artificialisation des sols, ou de sauvegarde du patrimoine. Ce type d'installation pourrait donc prétendre à un cadre « adapté » ou « dérogatoire » assorti d'un ajustement proportionné de certaines procédures, lorsque celles-ci sont particulièrement peu pertinentes au regard de la nature spécifique de ces projets. Le think-tank France Territoire Solaire a tenté d'esquisser les contours de ce que pourrait être un tel cadre adapté. Sans tomber dans la facilité qui consisterait à proposer un choc de simplification massif ayant pour ambition de faire table rase de l'existant, nous avons formulé quelques propositions dans un rapport¹⁶ figurant en Annexe de la présente contribution, avec pour objectif de proposer des améliorations concrètes et pouvant être instaurées rapidement.

¹⁶ Développer un projet de centrale solaire au sol en France : le parcours du combattant (France Territoire Solaire, 2021)



3. L'énergie solaire, contribution majeure à la décarbonation de notre mix avec des impacts maîtrisés

Les sources d'électricité qui constitueront le mix électrique français à l'horizon 2050 ne devront pas seulement être décarbonées : la décarbonation est une condition nécessaire mais non suffisante. Elles devront également présenter des impacts maîtrisés sur l'environnement (biodiversité, artificialisation des sols, paysages, gestion des déchets, etc.), être compétitives, assurer l'indépendance énergétique du pays, être acceptées par la population...

Dans cette troisième partie de notre introduction, on commencera par rappeler quelques faits concernant l'impact CO₂ de l'énergie solaire en France, puis on abordera la question de ses impacts environnementaux.

a. L'impact des nouvelles capacités solaires sur le contenu carbone du mix électrique :

L'énergie solaire est un puissant vecteur de réduction de nos émissions de CO₂. Il est regrettable que certains experts, emportés par leur attachement au statu quo, persistent à affirmer que le faible contenu en CO₂ du mix électrique français rendrait inutile voire contre-productif le développement de l'énergie solaire. Plusieurs études et publications viennent régulièrement démentir ces contre-vérités. Pour n'en citer que quelques-unes :

- Une étude publiée en 2020 par France Territoire Solaire et réalisée par les cabinets Artelys et I-Care & Consult¹⁷, a pu démontrer que chaque nouveau kilowattheure solaire rajouté dans notre mix électrique, se substitue surtout à des sources thermiques (charbon, gaz) en Europe. Ainsi, à partir du mix électrique prévu par les objectifs de la PPE à l'horizon 2030, une augmentation de 12,5 GWc de la capacité solaire installée génère une économie supplémentaire de 3,8 millions de tonnes de CO₂ par an en Europe. Cette étude figure en Annexe de la présente consultation ;
- Une note de RTE¹⁸ publiée à la suite du bilan prévisionnel 2019 aboutit à des conclusions similaires pour l'ensemble des énergies renouvelables. Elle indique explicitement que *"l'énergie éolienne et l'énergie solaire se déploient essentiellement en addition au potentiel de production nucléaire et hydraulique. En conséquence, l'augmentation de la production éolienne et solaire en France se traduit par une réduction de l'utilisation des moyens de production thermiques (à gaz, au charbon et au fioul). Cette étude (...) chiffre les émissions évitées à environ 22 millions de tonnes de CO₂ par an (5 millions de tonnes en France et 17 millions de tonnes dans les pays voisins). Ces résultats battent en brèche une vision réductrice du système électrique où chaque incrément de production éolienne et solaire se ferait au détriment du nucléaire et n'aurait pas d'influence sur les émissions de gaz à effet de serre"*
- Une thèse de doctorat préparée au centre de recherche des Mines *Observation, Impacts, Energie*¹⁹ démontre dans quelle mesure les données de la base *ecoinvent*, qui ont peu évolué depuis plusieurs années, ont perdu leur validité quant à l'évaluation de l'impact carbone d'une

¹⁷ Analyse de l'impact climat de capacités additionnelles solaires photovoltaïques en France à horizon 2030 (France Territoire Solaire 2020) <https://www.i-care-consult.com/2020/04/17/place-du-pv-dans-le-mix-electrique-et-contribution-co2-publication-dune-etude-france-territoire-solaire-i-care-consult-artelys/>

¹⁸ Précisions sur les bilans CO₂ établis dans le bilan prévisionnel et les études associées (RTE) <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/note%20bilans%20co2.pdf>

¹⁹ Analyse de Cycle de Vie de scénarios énergétiques intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation (Romain Besseau, 2019 – voir notamment page 49 à 54) - <https://my.pcloud.com/publink/show?code=XZQ2FwkZu2Y3rU0q7apIxi1OmEX6fQ0eKzk>



centrale photovoltaïque. Il mentionne notamment l'importance du mix électrique, l'optimisation des procédés (raffinage du silicium, manufacture des cellules et des modules) qui a permis de diminuer la quantité d'énergie consommée, le recyclage de l'aluminium, la diminution de la masse des structures par kWc d'installation, l'augmentation de la puissance des onduleurs à masse égale de matériaux... Il propose ainsi un modèle d'ICV paramétré qui estime la diminution relative de l'impact carbone du PV pour chaque amélioration et qui aboutit (en cas de prise en compte de l'ensemble des améliorations) à une empreinte carbone trois fois inférieure à celle de la base *Ecoinvent* :

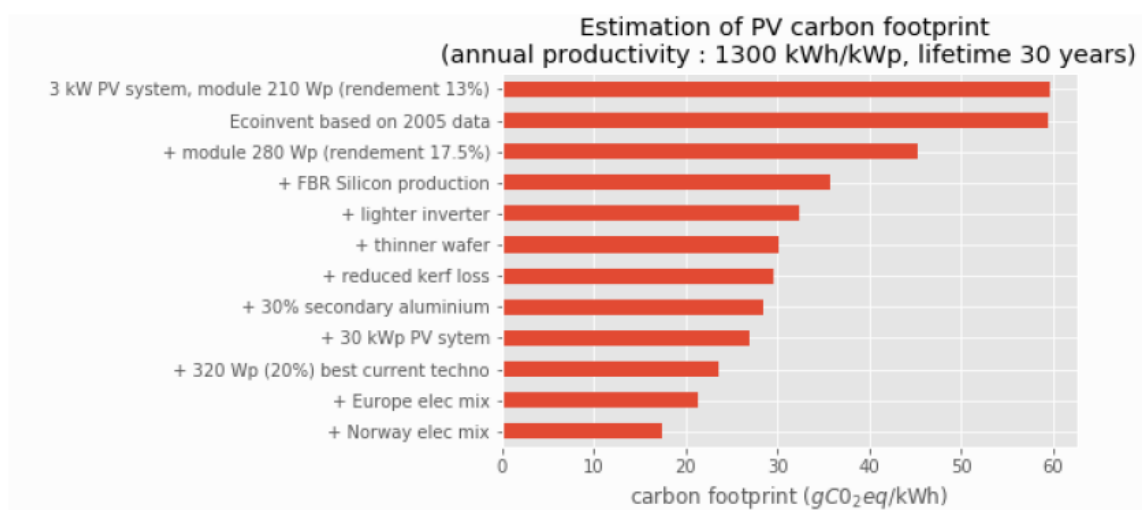


FIGURE 3.14 – Évaluation de l'empreinte carbone de l'énergie PV et de son évolution suite aux améliorations de l'efficacité du système PV et des procédés utilisés pour sa manufacture

En conclusion, on ne peut que regretter que les données actuelles de la base carbone ne reflètent plus du tout la réalité et qu'il serait urgent de procéder à une mise à jour.

Enfin, la question de l'impact des moyens de production sur le contenu carbone du mix électrique doit aussi être évalué selon la rapidité et l'efficacité de la décarbonation obtenue. C'est l'objet d'une récente étude²⁰ publiée dans la revue *Nature* qui compare les rythmes de réduction des émissions de CO₂ des mix électriques de 123 pays sur une durée de 25 ans, et qui démontre ainsi que les énergies renouvelables se révèlent les plus efficaces (en raison essentiellement de leur rapidité de déploiement).

b. L'impact environnemental des installations solaires photovoltaïques :

Les installations solaires ont pour spécificité d'exercer un impact sur leur environnement à la fois limité et en grande partie réversible. Ces spécificités sont discutées plus en détail ci-dessous :

i) La taille des projets :

De grandes fermes solaires de plusieurs dizaines d'hectares ont pu se concrétiser et continuent de voir le jour : elles ont leur rôle à jouer pour permettre d'atteindre les objectifs de la Programmation

²⁰ Sovacool, B.K., Schmid, P., Stirling, A. et al. Differences in carbon emissions reduction between countries pursuing renewable electricity versus nuclear power. *Nat Energy* 5, 928–935 (2020) <https://www.nature.com/articles/s41560-020-00696-3>



Pluriannuelle de l'Énergie. Toutefois, il convient de rappeler que la majorité des projets solaires est constituée d'installations de petite taille. En France, 62% des centrales solaires au sol sont des installations de moins de 10 MW (soit une surface d'environ 10 hectares).

ii) Le risque de conflit d'usage foncier :

L'un des principaux atouts de l'énergie solaire est de pouvoir équiper les toitures et les parkings, c'est-à-dire de pouvoir valoriser des surfaces sans créer de conflit d'usage. L'usage de terrains déjà pollués ou artificialisés est privilégié à juste titre par le cadre réglementaire de l'énergie, via un système de bonification dans les appels d'offres de la CRE. Dans une étude récente²¹, l'ADEME évalue à 53 GWc le gisement foncier constitué de terrains déjà artificialisés, réparti à 93% sur les zones délaissées (49GWc) et 7% sur les parkings (4GWc), soit 6 fois la puissance photovoltaïque installée à ce jour. Toutefois, les éventuels surcoûts liés à la réhabilitation des sites n'ont pas été pris en compte, 70 % des sites présentent un potentiel faible (compris entre 0,5 et 2,5 MWc) et 92% des sites sont en périphérie des grands centres urbains rendant la possibilité d'y exploiter des centrales solaires au sol assez hypothétique en raison du coût du foncier.

Le risque de « compétition » avec les usages purement agricoles n'est donc pas à exclure, avec certains projets implantés sur des terrains agricoles sans réelles synergies créées. Il s'agit d'un enjeu considérable pour lequel il ne saurait exister de réponse unique applicable à tous les cas, mais qui nécessite au contraire un traitement très particulier en concertation avec les chambres d'agriculture et les services déconcentrés. Il ne s'agit pas d'empêcher le monde agricole de bénéficier des retombées liées à l'énergie solaire alors qu'ils ont besoin de revenus complémentaires mais de s'assurer que tout projet solaire implanté sur des terrains agricoles répond bien en priorité à un objectif agricole, d'autant plus que l'ensemble des centrales solaires permettant d'atteindre les objectifs de la PPE représente une surface de 42 000 hectares soit 0,16% des terres agricoles cultivées en France. Mais il s'agit de veiller à ce que cela se fasse en faveur de la production agricole et ne crée pas de déséquilibres sociologiques localement. Les technologies dites de « l'agrivoltaïsme » évoquées plus haut, constituent une des réponses possibles.

iii) L'impact sur la biodiversité :

Plusieurs études montrent que les centrales solaires peuvent dans certaines conditions constituer des havres de biodiversité. L'ADEME a récemment publié un état de l'art de l'impact des infrastructures de production énergétique renouvelables sur l'environnement²². Celui-ci confirme, en se basant majoritairement sur des études réalisées à l'étranger, le fait que l'impact électromagnétique du solaire est totalement négligeable et que les sols sont globalement peu impactés par l'installation de parcs. L'étude pointe néanmoins du doigt le fait qu'en France, aucune étude détaillée n'a été publiée à date pour objectiver l'impact du photovoltaïque sur la biodiversité. Pour pallier ce manque, Enerplan et le Syndicat des Énergies Renouvelables, aux côtés des régions Nouvelle-Aquitaine, Occitanie et Sud-Provence-Alpes-Côte-d'Azur, ont lancé en janvier 2020 une étude ciblée sur ce thème. Les conclusions

²¹ *Évaluation du gisement relatif aux zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation de centrales photovoltaïques* (Ademe, 2019) : <https://www.ademe.fr/evaluation-gisement-relatif-zones-delaissées-artificialisées-propices-a-limplantation-centrales-photovoltaïques>

²² *État de l'art des impacts des énergies renouvelables sur la biodiversité, les sols et les paysages, et des moyens d'évaluation de ces impacts* (Ademe, 2020) <https://www.ademe.fr/etat-lart-impacts-Énergies-renouvelables-biodiversite-sols-paysages-moyens-devaluation-impacts>



de la première phase de ce travail tendent à remettre en cause l'idée reçue voulant que l'installation d'un parc photovoltaïque nuise à la biodiversité²³.

iv) L'impact paysager :

Jusqu'à présent l'énergie solaire s'est plutôt bien intégrée dans les territoires sans susciter d'opposition notable. L'étude d'impact environnemental d'un projet de centrale au sol comporte un important volet paysager afin d'adapter le projet aux enjeux et aux spécificités paysagères d'un site donné. Ce volet paysager est instruit, au même titre que les autres volets de l'étude d'impact environnemental, dans le cadre des procédures d'autorisation du projet. Dans les faits, l'impact paysager est limité en privilégiant les installations « à taille humaine », ou en instaurant des mesures d'atténuation telles que la mise en place de haies paysagères qui suffisent à masquer l'essentiel d'une centrale solaire. Une accélération de son développement dans un territoire peut continuer à se faire harmonieusement sans soulever d'enjeu rédhibitoire en termes d'impact paysager.

v) La réversibilité des projets :

Les centrales solaires sont des projets en très grande partie réversibles, c'est-à-dire qu'après leur éventuel démantèlement au terme d'une durée d'exploitation pouvant dépasser les 40 ans, le terrain est en mesure de retrouver la quasi-totalité de son potentiel initial. En particulier, il n'a pas subi d'imperméabilisation, ou alors de façon très localisée (pour les locaux techniques notamment, qui représentent une surface de l'ordre de quelques mètres carrés). Cette réversibilité et cette absence d'imperméabilisation sont liées à l'absence de fondations pour les structures portant les panneaux (avec l'usage de pieux battus dans la majorité des cas).

vi) L'artificialisation des sols :

L'artificialisation est une notion importante en matière d'aménagement du territoire. La France s'est engagée sur l'objectif « Zéro Artificialisation Nette » dans son Plan Biodiversité 2018 ²⁴.

Pourtant, comme le rappelle France Stratégie qui a publié un rapport sur le sujet, l'artificialisation est « *un objet encore mal caractérisé* »²⁵. La définition conventionnelle consiste à désigner comme artificialisés « *les sols qui ne sont pas des espaces naturels, agricoles ou forestiers (ENAF)* ». Selon le rapport de France Stratégie, « *cette définition n'en reste pas moins imparfaite, car elle revient à comptabiliser pareillement des processus d'artificialisation distincts dans leur nature comme dans leurs impacts – processus qui vont de la transformation d'une terre agricole en parc urbain à l'imperméabilisation totale de cette terre par la construction d'un parking goudronné* ».

Les installations solaires au sol sont un exemple illustrant parfaitement cette difficulté : bien que leur impact sur la biodiversité soit limité voire dans certains cas positifs, et bien que les projets puissent être considérés comme réversibles, ces installations sont traitées au regard de l'urbanisme comme contribuant à l'artificialisation des sols exactement de la même manière qu'un centre commercial ou

²³ Les conclusions de cette étude seront publiées dans les semaines qui viennent sur le site internet d'Enerplan : <https://www.enerplan.asso.fr/>

²⁴ <https://www.ecologie.gouv.fr/plan-biodiversite>

²⁵ <https://www.strategie.gouv.fr/publications/objectif-zero-artificialisation-nette-leviers-protger-sols>



qu'un parking. L'ADEME insiste d'ailleurs sur ce point dans son état de l'art (déjà cité²⁶), indiquant que les sols ne sont que très peu impactés par l'installation de parcs photovoltaïques.

On a tendance à confondre systématiquement des notions pourtant distinctes : artificialisation, sanctuarisation, réversibilité, imperméabilisation... Cette confusion conduit à accroître une forme d'homogénéisation dans la perception des projets, tout projet étant de plus en plus systématiquement perçu comme une atteinte au principe de non-artificialisation sans aucune distinction entre leurs impacts respectifs. Il serait donc opportun de proposer une nouvelle définition de l'artificialisation, qui s'appuierait sur l'évolution des fonctions d'un sol donné ainsi que sur l'impact en termes de biodiversité, et qui distinguerait différents degrés d'artificialisation. Le rapport de France Territoire Solaire en Annexe de la présente contribution, esquisse des pistes en ce sens²⁷.

vii) Recyclabilité et terres rares :

De nombreuses élucubrations foisonnent sur ce sujet, entretenues par des ouvrages diffusés auprès du grand public ou des documentaires davantage soucieux de l'audience générée que de la véracité des informations relayées²⁸. Que cette contribution soit donc l'occasion de redire, une fois encore :

- que les panneaux solaires au silicium ne contiennent pas de terres rares. Ces faits ont été rappelés avec force par l'ADEME dans une note technique²⁹ publiée en 2020 ;
- que la recyclabilité des panneaux solaires atteint des taux de l'ordre de 95%. En février 2020, l'éco-organisme PV Cycle dédié à la collecte et au recyclage de panneaux photovoltaïques annonçait ainsi qu'il avait collecté 5000 tonnes de modules qui seront revalorisés à 94,7%. PV Cycle précise que « 95 % est un chiffre exceptionnel en matière de recyclage, surtout sur un produit multi-composants. Seules les cannettes de soda peuvent prétendre faire mieux, tout en n'arrivant pas à 100 % non plus. Une machine à laver n'approche pas les 70 % de recyclage, tout le monde en a une, mais personne ne s'en soucie »³⁰.

* * *

Cet exposé préliminaire ayant permis de dresser un état des lieux factuel des contributions que l'énergie solaire peut apporter au mix électrique français à l'horizon 2050, de rappeler quelques publications de référence concernant la faisabilité technique et économique de son développement, d'alerter sur les freins qui pourraient l'entraver et enfin d'en caractériser les impacts environnementaux, la section suivante peut désormais s'atteler à proposer quelques éléments de réponse très synthétiques à une partie des questions posées par le document de consultation. France Territoire Solaire s'est volontairement abstenu de répondre aux questions ne relevant pas du champ de son expertise.

²⁶ <https://www.ademe.fr/etat-lart-impacts-Energies-renouvelables-biodiversite-sols-paysages-moyens-devaluation-impacts>

²⁷ Développer un projet de centrale solaire au sol en France : le parcours du combattant (France Territoire Solaire, 2021)

²⁸ "La face cachée des énergies vertes" de Guillaume Pitron et Jean Louis Pérez, pour n'en citer qu'un.

²⁹ Terres rares, énergies renouvelables et stockage d'énergies (Ademe, 2020) - www.ademe.fr/terres-rares-energies-renouvelables-stockage-denergies

³⁰ <https://www.pv-magazine.fr/2020/08/24/recyclage-des-panneaux-photovoltaïques-pourquoi-natteint-on-pas-une-revalorisation-a-100/>



Question 1 – cadrage général de l'étude des « futurs énergétiques 2050 » du Bilan prévisionnel

Etes-vous d'accord avec le cadrage global de l'étude ? Partagez-vous les grandes questions auxquelles les scénarios et analyses doivent apporter des éléments de réponse ?

Nous partageons dans l'ensemble le cadrage de l'étude.

Toutefois, comme rappelé dans l'introduction de la présente contribution (section 2.c.), il nous semble qu'outre les 4 questions évoquées, il pourrait être opportun de se demander quel cadre réglementaire permet d'assurer la faisabilité d'un scénario donné. Un cadre réglementaire peu adapté peut en effet avoir des conséquences négatives sur le rythme de déploiement des nouvelles capacités solaires. Sur l'exemple plus spécifique des procédures réglementaires de développement des projets, nous avons formulé quelques propositions dans un rapport³¹ figurant en Annexe.

Question 2 – cadrage démographique et macro-économique

Partagez-vous le cadrage démographique et macro-économique proposé pour l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel ? Si non, quelles hypothèses alternatives proposez-vous ?

Nous partageons dans l'ensemble le cadrage proposé.

Il nous semble toutefois que les hypothèses économiques peuvent être discutées. Dans leur configuration actuelle, elles peuvent sembler ambitieuses au regard de l'expérience récente de la pandémie mondiale. La sensibilité de la trajectoire de croissance française à ce type de déflagration de grande ampleur, dont l'occurrence au cours des prochaines décennies pourrait s'accroître, pourrait amener à envisager une variante "pessimiste" sur le cadrage macro-économique.

Question 3 – analyses sur les perspectives de relocalisation de l'industrie

Confirmez-vous l'intérêt de disposer d'une analyse de scénarios de relocalisation de l'industrie en France ? Partagez-vous le cadrage des deux variantes de relocalisation proposées par RTE ?

Nous partageons pleinement l'intérêt de disposer d'une analyse de scénarios de relocalisation de l'industrie en France et souscrivons au cadrage des deux variantes proposées.

Nous nous interrogeons simplement sur la modélisation de la réduction de l'empreinte carbone et les hypothèses qui la sous-tendent. En particulier, la perspective d'un plus grand recours à l'hydrogène décarboné dans les usages industriels a-t-elle été prise en compte ?

³¹ Développer un projet de centrale solaire au sol en France : le parcours du combattant (France Territoire Solaire, 2021)



Souhaitez-vous partager avec RTE des données ou analyses permettant d'affiner la construction des trajectoires (ex. : études chiffrées sur les secteurs d'activités ou sur l'impact énergétique et climatique de certaines activités délocalisées, etc.) ?

Le cabinet EY a publié en juin 2020, pour le compte du Syndicat des Énergies Renouvelables, une étude³² qui démontre que le développement des énergies renouvelables tel que prévu par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) va générer un très fort dynamisme économique avec l'atteinte en 2028 de 24 milliards d'euros de valeur ajoutée brute en France, soit plus de 10 % de la valeur ajoutée créée actuellement par le secteur industriel. Plus de 80 % de cette valeur économique sera localisée en France.

Cette étude constitue un premier élément de réponse. On pourrait toutefois aller plus loin en mentionnant les initiatives actuelles de relocalisation industrielle dans le secteur des énergies renouvelables, qu'il s'agisse de la production de batteries, de panneaux solaires, ou d'hydrogène décarboné, comme rappelé dans l'introduction de la présente contribution (section 1.a.).

Question 4 – trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité

Partagez-vous le cadrage présenté pour les projections d'évolution de la consommation ?

L'électrification des usages et le développement de l'hydrogène décarboné vont certainement suivre un rythme plus élevé que l'efficacité énergétique. Nous partageons donc globalement ce cadrage et ces hypothèses.

Toutefois, nous formulons les questions et réserves suivantes :

- L'essentiel de l'augmentation apparaît après 2030 : ne serait-il pas opportun de lisser cette tendance ?
- L'évolution des profils de consommation liée au changement climatique (par exemple, un usage plus important de la climatisation chez les particuliers et dans les industries) a-t-elle été prise en compte ?
- Des variantes suffisamment contrastées - à la hausse comme à la baisse - sur les scénarios de demande à long terme devraient être considérées pour donner confiance dans la robustesse des choix qui seront faits en matière de mix énergétique. Les prévisions à si long terme sont en effet un art difficile pour lequel la plus grande humilité est de mise. L'Histoire nous rappelle par exemple que le parc nucléaire actuel avait été lancé dans les années 70-80 pour répondre à une prévision de consommation nationale d'électricité, très largement surévaluée par rapport à la réalité d'aujourd'hui...

Selon vous, quelles sont les variantes à étudier dans le cadre du Bilan prévisionnel ?

Il serait intéressant d'étudier une variante comportant un développement important de l'autoconsommation.

Nous comprenons que ceci pourrait être implicitement « contenu » dans le scénario M1 qui prévoit une part importante d'installations solaires diffuses. Mais il nous semble qu'il pourrait être opportun de faire une distinction entre le cas où la plupart de ces installations reposent sur un modèle de vente

³² Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires (EY, 2020)
https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/evaluationeconomiqueenr_rapport_12062020-vf.pdf



de l'électricité sur le réseau (ce qui reflète la situation actuelle) et le cas où une part importante de ces installations reposeraient sur un modèle d'autoconsommation. En effet, l'une des conséquences généralement observées du développement de l'autoconsommation est une modification significative des profils de consommation des consommateurs pour optimiser leur profil de demande et l'adapter à celui de la production solaire ou pour améliorer leur efficacité énergétique³³. A grande échelle, cela serait évidemment susceptible d'entraîner des conséquences favorables sur la capacité du système électrique à accueillir une part importante d'énergie solaire photovoltaïque.

Est-il pour autant réaliste de considérer une telle variante ? Il nous semble que oui, pour plusieurs raisons :

- D'une part, une augmentation significative du prix de l'électricité pour les consommateurs, tant pour les industriels que pour les particuliers est susceptible de significativement infléchir l'attrait pour l'autoconsommation. Or, on devrait en toute logique observer une telle augmentation dans les 30 années à venir si le coût réel du démantèlement du parc nucléaire historique venait à être réévalué à la hausse³⁴ et répercuté sur les factures des consommateurs.
- D'autre part, la faisabilité technique d'une telle variante est de plus en plus attestée chez nos voisins. Ainsi, fin 2020 l'Allemagne comptait plus de deux millions d'installations solaires en autoconsommation³⁵, contre seulement 85 000 en France³⁶.
- Enfin, l'autoconsommation répond à une aspiration croissante de la population, au même titre que l'attrait pour les circuits courts. Près d'un Français sur deux (48%) se dit ainsi intéressé par produire son électricité à domicile selon un sondage Harris Interactive³⁷.

Question 5 – cadrage global des 8 scénarios d'étude

Etes-vous d'accord avec le cadrage et les scénarios d'étude principaux proposés ?

Nous partageons dans l'ensemble le cadrage proposé.

S'agissant spécifiquement de l'énergie solaire, nous constatons toutefois que certains scénarios reposent fortement sur le solaire diffus, et d'autres reposent fortement sur les parcs de grande puissance. Or, il y a selon nous un intérêt à tirer parti des différentes échelles du solaire, dont l'une des forces est précisément de pouvoir se déployer sous la forme d'installations de toutes tailles afin de s'adapter au mieux aux besoins et aux contraintes (notamment du réseau). Etudier des scénarios qui ne reposent pas sur un mix harmonieux d'installations est sans doute intéressant d'un point de vue

³³ Par exemple : Stedmon AW, Winslow R, Langley A. Micro-generation schemes : user behaviours and attitudes towards energy consumption. *Ergonomics* 2013; 56(3) :440–50.

³⁴ La Cour des Comptes a montré que les provisions effectuées par EDF en vue du démantèlement des centrales reposaient sur des hypothèses de coûts probablement sous-évaluées. Les révisions de devis, parfois significatives, des opérations de démantèlement en cours (+ 22,4 % pour les devis de la génération 1 pour EDF, + 46 % pour Eurodif chez AREVA) font craindre des surcoûts pour les opérations à venir (https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/20140527_rapport_cout_production_electricite_nucleaire.pdf)

³⁵ <https://www.pv-magazine.fr/2020/12/08/lallemagne-atteint-les-deux-millions-dinstallations-photovoltaïques/>

³⁶ 36^{ème} édition de l'Observatoire de l'Energie Photovoltaïque de France Territoire Solaire (3^{ème} trimestre 2020) - https://www.observatoire-energie-photovoltaïque.com/images/pdf/fts_indicateurs_2020t3.pdf

³⁷ https://harris-interactive.fr/opinion_polls/observatoire-enedis-les-francais-la-production-denergie-renouvelable-et-le-raccordement-au-reseau-general/



théorique pour observer des “cas limites” mais il serait hautement souhaitable que la réalité se révèle beaucoup moins manichéenne. Le mécanisme réglementaire en vigueur en France pour les installations solaires de plus de 100 kWc s'appuie sur des appels d'offres de la CRE prévoyant des sous-familles dédiées par typologie de projet et par puissance, de façon à permettre justement ce développement équilibré.

Partagez-vous la définition des hypothèses communes aux scénarios d'étude et notamment la trajectoire de déclasserement nucléaire retenue ?

Nous partageons dans l'ensemble les hypothèses communes aux scénarios d'étude.

En ce qui concerne la trajectoire de déclasserement nucléaire retenue, deux remarques nous paraissent fondamentales :

- S'agissant de la durée de vie des installations nucléaires historiques : il conviendrait de sourcer davantage les affirmations selon lesquelles la durée de vie pourrait atteindre 60 ans. Certains experts en effet ne partagent pas cet optimisme³⁸.
- S'agissant de l'effet falaise : si chacun convient évidemment de la nécessité de procéder à son lissage, il conviendrait de rappeler que prolonger la durée d'exploitation des centrales existantes ne suffit pas à permettre un réel lissage. Il est essentiel de mener conjointement la prolongation de certains réacteurs et la fermeture anticipée d'autres réacteurs, sinon on ne fait que décaler cet effet falaise dans le temps. Cette évidence arithmétique n'est pas encore partagée par tous, comme en témoignent les imprécations de certains experts et décideurs politiques contre la décision de fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, qui n'augurent pas d'un déroulement apaisé pour les fermetures qui accompagneront le lissage à venir.

Confirmez-vous l'intérêt, exprimé lors de la concertation, d'étudier les deux scénarios alternatifs (« M0 » et « N0 ») proposés ci-dessus ?

En ayant apporté une démonstration factuelle et très approfondie de sa faisabilité économique, l'étude publiée fin 2020 par le CIREN³⁹ démontre l'intérêt du scénario M0.

En revanche, l'intérêt d'étudier un scénario qui, comme le scénario N0, planifie l'arrêt pur et simple du développement de la filière solaire en 2030 une fois les objectifs de la PPE atteints, nous paraît à la fois inutile et dangereux :

- Inutile car irréaliste : comment imaginer concrètement qu'une filière installerait 3 à 4 GWc par an pendant 10 ans puis 0 GWc à partir d'une certaine année ?
- Dangereux car en laissant s'installer l'idée qu'un tel arrêt serait envisageable, on décourage les entreprises qui souhaiteraient investir aujourd'hui dans le développement de nouveaux projets dont on aura pourtant besoin pour atteindre les objectifs de la PPE. On met donc en péril l'ensemble de la transition énergétique.

³⁸ C'est le cas par exemple du physicien Bernard Laponche qui s'est exprimé récemment à ce sujet dans une tribune publiée dans Le Monde https://www.lemonde.fr/planete/article/2021/01/22/nucleaire-on-demande-a-une-personne-malade-de-courir-un-marathon_6067145_3244.html

³⁹ How Sensitive are Optimal Fully Renewable Power Systems to Technology Cost Uncertainty, publié dans The Energy Journal, Vol. 43, No. 1 : <https://doi.org/10.5547/01956574.43.1.bshi>



Si nous comprenons l'intérêt d'un tel scénario du point de vue de la filière nucléaire, ne serait-il pas plus judicieux d'y prévoir un développement de l'énergie solaire semblable à celui des scénarios M0 à M4 ? (quitte à ce que cela se traduise par une surcapacité qui pourrait certes avoir des conséquences sur les facteurs de charges des installations nucléaires existantes mais pourrait aussi tout à fait être valorisée intelligemment, par exemple en positionnant résolument la France comme un exportateur d'hydrogène décarboné).

Question 6 – scénario M1 : répartition diffuse d'EnR sur le territoire

Etes-vous d'accord avec les différents éléments de scénarisation présentés ?

Nous partageons dans l'ensemble les éléments de scénarisation présentés, nonobstant les quelques remarques formulées précédemment qui s'appliquent à l'ensemble des scénarios.

Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers (innovations techniques et technologiques, évolution des besoins en matières premières pour la construction des panneaux, cadre réglementaire, évolutions sociétales, etc.) pour atteindre de tels volumes de capacités photovoltaïques ?

Il nous semble important de souligner que selon nous, un tel scénario ne devrait pas nécessairement supposer de grandes ruptures technologiques. L'étude du CIRED⁴⁰ par exemple se base sur des technologies existantes.

S'agissant des besoins de matière première, les panneaux silicium (qui représentent la très grande majorité des panneaux sur le marché) n'utilisent que très marginalement certains matériaux critiques (argent et antimoine notamment, ces derniers étant par ailleurs substituables) et aucune terre rare comme le rappelait l'ADEME dans une note technique⁴¹ publiée en 2020. Le silicium, bien qu'il soit considéré comme un matériau critique à l'échelle européenne, ne l'est pas en France dans la mesure où notre pays en est le 5^{ème} producteur mondial et où ses réserves sont très importantes à l'échelle mondiale.

Les conditions requises pour atteindre de tels volumes photovoltaïques sont essentiellement réglementaires :

- C'est vrai d'une manière générale pour le développement de l'énergie solaire, comme nous le rappelions en introduction : le développement de ce type d'infrastructures dans des conditions satisfaisante de coût et de rythme exige une fluidité dans l'obtention des autorisations (voir notamment le rapport⁴² de France Territoire Solaire figurant en Annexe de la présente contribution), des mécanismes contractuels adéquats offrant une excellente visibilité et une bonne allocation des risques (notamment via des contrats de long terme), une grande stabilité de l'environnement réglementaire, fiscal et juridique, et en particulier l'absence de toute mesure rétroactive qui sape la confiance des entreprises et des investisseurs dans les règles en vigueur ;

⁴⁰ Ibid.

⁴¹ Terres rares, énergies renouvelables et stockage d'énergies (Ademe, 2020) - www.ademe.fr/terres-rares-energies-renouvelables-stockage-denergies

⁴² Développer un projet de centrale solaire au sol en France : le parcours du combattant (France Territoire Solaire, 2021)



- Mais c'est vrai *a fortiori* pour le développement d'installations diffuses comme prévu par ce scénario M1. Si les grandes installations peuvent dans certaines conditions se concrétiser via des PPA, si elles peuvent parfois (compte tenu de leur taille) s'accommoder de la longueur des procédures réglementaires et des lourdeurs administratives, ce n'est absolument pas le cas des installations diffuses. Le caractère déterminant d'un cadre réglementaire adapté pour permettre le développement d'unités de petite taille est explicité de manière plus approfondie dans une récente note⁴³ publiée conjointement par le Energy Watch Group, le World Future Council et le Haleakala Stiftung. En France, des mesures telles que l'élévation du seuil de l'arrêté tarifaire de 100 à 500 kW vont dans le bon sens afin de permettre cette émergence de la production diffuse. Il serait indispensable d'accompagner ce type de mesures tarifaires par un allègement en matière de procédures d'urbanisme (par exemple, que les centrales solaires de moins de 1 MW relèvent de permis en mairie et pas en préfecture). Enfin, la mise en place d'un véritable cadre de l'autoconsommation serait nécessaire pour permettre à la France d'atteindre son potentiel sur ce segment, actuellement bridé comme indiqué plus haut. Ces différentes conditions nous paraissent indispensables pour avoir une quelconque chance d'atteindre les objectifs ambitieux évoqués dans ce scénario.

Selon vous, comment le développement du portage des projets par les acteurs locaux doit-il se traduire dans les scénarios ?

Il conviendrait tout d'abord de mieux définir ce qui est contenu dans la terminologie "d'acteurs locaux". Est-il question d'entreprises locales, de collectivités, de SEMs ?

Le développement du portage des projets par des collectivités ou des SEMs contribue à l'acceptabilité sociale des projets et donc constitue un facteur clef de faisabilité de ce scénario. Mais ce développement doit se faire dans des règles de concurrence saines et équilibrées et ne saurait se traduire par l'établissement de règles au détriment des entreprises. La transition énergétique aura besoin de tous. Il serait plutôt judicieux de faciliter la collaboration entre entreprises et SEMs plutôt que de les mettre de façon trop systématique en concurrence.

Quelles sont, selon vous, les possibilités en matière de flexibilité pour accompagner le développement des énergies renouvelables, et en particulier du photovoltaïque, dans un tel scénario ?

Les possibilités sont nombreuses (écrêtement, stockage, *vehicle to X*, effacement de demande, etc.) mais leur développement suppose (i) la levée de freins réglementaires et (2) la mise en place d'un *market design* adapté.

S'agissant de la levée des freins réglementaires, on ne reviendra pas sur les points déjà évoqués plus haut, qui restent applicables en matière d'installations contribuant à la flexibilité. Dans le cas plus spécifiquement du stockage, la satisfaction des besoins de flexibilité nous paraît notamment conditionnée à la levée des freins actuels à l'installation de batteries domestiques. A titre de comparaison, il y a plus de 200 000 installations d'autoconsommation avec stockage en Allemagne⁴⁴, et quasiment aucune en France. Ces installations domestiques peuvent être mobilisées de façon

⁴³ Current policy frameworks hinder expansion of renewable energies worldwide and undermine climate targets (EWG, 2020) <https://energywatchgroup.org/a-wider-energy-policy-mix>

⁴⁴ <https://www.pv-magazine.fr/2020/04/23/en-allemande-plus-de-200-000-systemes-photovoltaiques-avec-stockage-ont-deja-ete-installes/>



coordonnée pour contribuer à la stabilité du réseau, comme le démontre l'initiative menée en Allemagne par l'entreprise Sonnen et le gestionnaire de réseau TenneT⁴⁵.

S'agissant du *market design*, le développement plus approfondi et plus ambitieux de marchés de services système et de flexibilité semble un prérequis à une meilleure incitation des acteurs et permettrait de tendre vers un coût global du système le plus optimisé. L'exemple des marchés de services-systèmes au Royaume Uni peut servir de source d'inspiration : ils ont conduit au développement rapide de plus de 5 GW de capacités de stockage par le secteur privé (ce volume étant actuellement en file d'attente ou en cours de construction)⁴⁶.

Enfin, d'autres leviers existent pour améliorer la communication et les offres de flexibilité existantes : la digitalisation du réseau, la numérisation des données de flux, la publication des congestions sur le réseau, etc.

Question 9 – scénario M0 : 100% EnR en 2050

La configuration proposée dans ce scénario vous paraît-elle appropriée ? Si non, quels ajustements proposez-vous ? Quel rythme maximal d'installation des énergies renouvelables vous semble-t-il pertinent de prendre en compte dans ce scénario ?

Nous partageons dans l'ensemble les éléments de scénarisation présentés, nonobstant les quelques remarques formulées précédemment qui seraient transposables à ce scénario.

S'agissant de la question du rythme maximal d'installation, il a déjà été indiqué à plusieurs reprises que le facteur limitant n'est pas technique mais bien réglementaire. La meilleure preuve de cette affirmation est l'analyse comparée avec d'autres pays similaires à la France. A titre d'exemple, en ayant installé plus de 55 GW de capacités solaires photovoltaïques en 15 ans, l'Allemagne démontre que l'objectif de 110 GW d'ici 2050 (en 30 ans) est tout à fait faisable sur le plan strictement technique (disponibilité du foncier, capacité de déploiement des entreprises, capacités de financement des investisseurs et prêteurs, etc.). Nous renouvelons nos préoccupations sur les freins réglementaires : une des raisons qui explique la rapidité de déploiement observée en Allemagne est liée au fait que les permis de construire y sont délivrés en moins d'un an, délai très en-deçà de celui observé actuellement en France (de l'ordre de 4 ans).

Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario ?

Sur les plans technique et économique, il a déjà été rappelé précédemment que l'atteinte de telles capacités est tout à fait faisable.

Par rapport au scénario M1, ce scénario M0 (mais on pourrait en dire autant des scénarios M2 et M3) fait appel à une plus grande proportion de centrales solaires de grande puissance (fermes solaires au sol notamment). C'est donc l'occasion de rappeler que ces capacités solaires peuvent être atteintes sans conflit d'usage avec l'agriculture, via le développement de l'agrivoltaïsme. On pourrait en tenir

⁴⁵ <https://www.tennet.eu/news/detail/blockchain-pilot-reveals-potential-of-decentralised-home-storage-systems-for-tomorrows-energy-infra/>

⁴⁶ Source : Renewable Energy Planning Database - <https://www.gov.uk/government/publications/renewable-energy-planning-database-monthly-extract>



compte par exemple en le considérant comme une catégorie spécifique dans les simulations, pour deux raisons :

- Cette technologie récente a un potentiel d'amélioration de ses coûts très important (son coût de revient - aujourd'hui comparable à celui d'une centrale solaire en toiture - pourrait converger vers celui d'une centrale au sol) ;
- Son profil horo-saisonnier de production d'électricité diffère sensiblement de celui d'une centrale solaire "classique", avec une importance particulière pour les scénarios de *stress test* en période de canicule ;

L'aspect environnemental a déjà été traité précédemment et en particulier dans l'introduction de la présente contribution. Dans le contexte spécifique d'un scénario impliquant une part importante d'agrivoltaïsme, on pourrait ajouter à ces impacts environnementaux la prise en compte des bénéfices additionnels apportés par l'agrivoltaïsme à la production agricole.

Selon vous, quelles sont les contraintes économiques et industrielles associées à la trajectoire de déclasserement du nucléaire dans ce scénario ?

Les contraintes économiques et industrielles liées au déclasserement du nucléaire sont déjà relativement bien documentées par diverses sources (rapports parlementaires, rapports de la Cour des Comptes, etc.) et France Territoire Solaire ne dispose pas d'information ou d'expertise spécifique sur ces questions lui permettant d'apporter une contribution plus approfondie en sus de ce qui figure déjà dans ces nombreux rapports.

On se permettra toutefois d'indiquer que dans ce scénario, comme dans les scénarios M1, M2 et M3, un sujet nous paraît mériter une vigilance particulière. Une proportion très importante de nos réacteurs a été mise en service en une décennie, entre 1980 et 1990. La contrainte la plus critique semble donc être la contrainte de calendrier : comment gérer la mise à l'arrêt de plus de 50 GW de capacités en moins de 10 ans et ses conséquences à la fois techniques (équilibre du mix), économiques, sociales, etc. ? La solution du lissage de cet effet falaise, déjà évoquée plus haut, semble la seule en capacité de résoudre cette équation. Elle suppose d'anticiper la fermeture de certains réacteurs afin d'étaler le rythme des fermetures, et de se donner plus de temps pour (i) déployer les nouvelles capacités de production qui viendront prendre le relais, (ii) permettre la montée en puissance de la filière de démantèlement, (iii) anticiper la reconversion et la formation des salariés concernés, (iv) appréhender les conséquences collatérales en matière d'aménagement des territoires, (v) gérer les chocs inévitables que cela engendrera sur les prix de marché, sur les tarifs de l'électricité pour les consommateurs, sur la trajectoire financière du groupe EDF, etc.

Il convient donc de ne pas répéter avec le nucléaire les erreurs qui ont pu être commises dans d'autres secteurs comme les exploitations minières de charbon ou la sidérurgie. Anticiper la reconversion des emplois du nucléaire vers les énergies renouvelables via une véritable gestion prévisionnelle des compétences, qui ne soit pas limitée au seul groupe EDF mais bien articulée à l'ensemble de la filière, est un volet indispensable à intégrer dans tout scénario prévoyant la substitution à terme du parc nucléaire par un parc constitué de centrales de production d'électricité renouvelable. Cette anticipation ne sera possible qu'en fixant une trajectoire claire, engageant tout le pays pour les décennies à venir sans possibilité de remise en cause au gré des échéances électorales. C'est l'une des raisons pour lesquelles ce travail de concertation mené par RTE est si important.



Question 10 – scénario N1: EnR et nouveau nucléaire 1

L'analyse de la configuration proposée dans ce scénario vous paraît-elle pertinente, en particulier s'agissant du rythme de développement du nouveau nucléaire (1 paire de réacteurs tous les 5 ans) et du développement envisagé pour les énergies renouvelables ? Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario ?

Une grande partie des observations déjà évoquées précédemment restent valables ici. Parmi les conditions requises plus spécifiquement pour ce scénario N1, France Territoire Solaire souscrit aux points de vigilance évoqués dans le rapport et souhaite mettre l'accent sur trois points en particulier :

- D'une part, ce scénario sera probablement conditionné au maintien d'un équilibre vigilant entre les soutiens accordés aux différentes technologies, à service rendu comparable.
- D'autre part, la faisabilité industrielle de la construction de nouveaux EPR selon ce rythme et ces délais, comme la faisabilité industrielle du démantèlement dans des conditions raisonnables de délais, semblent encore faire l'objet de débats.
- Enfin, il semble important de veiller à ce que dans l'estimation des coûts, le coût de ce nouveau programme nucléaire soit évalué avec un périmètre comparable à celui des coûts des autres filières de production, c'est-à-dire en considérant l'ensemble des coûts financiers et conséquences socio-environnementales découlant d'un tel programme, incluant notamment les enjeux relatifs à la filière aval, le démantèlement et l'intégration au réseau des installations.

Selon vous, quels doivent être les choix en matière de flexibilité, de modulation du nucléaire et de couplages entre les vecteurs dans ce scénario ?

Il semble important de rémunérer à sa juste valeur la flexibilité, pour inciter la filière nucléaire à développer la modulation. Cela doit aller de pair avec une évolution du *market design* pour mettre en place les mécanismes adaptés. Cela ne doit en revanche pas se traduire par une remise en cause du principe d'appel des différents moyens de production selon leur coût marginal croissant, qui sont l'un des fondements de l'organisation du système électrique, et qui se traduit par un appel en priorité des énergies renouvelables à coût marginal nul.

Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?

Nous souscrivons aux observations formulées dans le document de consultation, s'agissant en particulier de la disponibilité des cours d'eau et de l'acceptabilité sociale d'un projet d'EPR sur un site non déjà équipé. Il convient donc de privilégier les sites existants et situés sur le littoral.

Le développement soutenu des EnR tel que présenté dans ce scénario vous semble-t-il conciliable avec celui du nouveau nucléaire, et sous quelles conditions ?

Concilier ces deux développements supposerait préalablement quelques conditions techniques (notamment la modulation) mais qui nous semblent de second ordre : les conditions les plus déterminantes relèvent de la gouvernance de la politique énergétique et industrielle, et du cadre réglementaire. Il existe en effet des raisons légitimes de craindre que la relance d'un programme nucléaire conduirait à terme à une possible remise en question des instruments réglementaires d'accompagnement du développement des énergies renouvelables, pour des raisons qui sont



essentiellement liées à la schizophrénie inévitable entre l'Etat actionnaire et l'Etat garant d'objectifs stratégiques, industriels ou sociaux⁴⁷.

Cette corrélation négative entre développement du nucléaire et développement des énergies renouvelables a été observée par l'étude de B. Sovacool *et al.* publiée dans *Nature*⁴⁸ et selon laquelle « *les développements nucléaires et renouvelables ont tendance à s'évincer* ».

A cette difficulté d'ordre général, s'ajoute en France l'influence qu'exerce le parc nucléaire sur le maintien de prix bas qui entravent le développement de nouveaux projets d'énergies renouvelables, comme le rappellent diverses sources dont notamment un rapport publié en octobre 2019 par l'IDDRI et Agora Energiewende et selon lequel « *le maintien d'une capacité nucléaire élevée aurait un effet dépréciatif sur les prix de l'électricité, ce qui augmenterait le besoin de soutien pour les ENR, même dans le cas d'un développement plus faible des capacités renouvelables. Afin de limiter les besoins en soutien public pour le développement des énergies renouvelables, la programmation énergétique doit veiller à l'équilibre entre l'ensemble des filières technologiques. La croissance des énergies renouvelables devrait ainsi s'articuler avec une réduction du parc nucléaire* »⁴⁹.

Question 12 – scénario N3 : 50% de nucléaire

La configuration proposée dans le cadre de ce scénario N3 vous semble-t-elle pertinente ? Selon vous, quelles sont les conditions permettant de moduler fortement l'effort de développement des énergies renouvelables sur les différentes périodes considérées ?

Non, cette configuration ne nous semble pas pertinente. Ce scénario suppose d'arrêter le développement de la filière solaire soudainement une fois les objectifs PPE 2028 atteints (40 GW). Cela semble à la fois inenvisageable sur le plan industriel (comme rappelé dans la Question 5) et infondé sur le plan économique : quel serait l'intérêt d'arrêter le déploiement après avoir investi pendant 20 ans dans le développement des filières, et qui plus est à un moment où les coûts des technologies auront encore baissé significativement ?

Question 14 – répartition géographique des moyens de production

Partagez-vous les principes retenus pour alimenter les trajectoires de localisation des moyens de production nucléaires et renouvelables ? Avez-vous d'autres pistes de réflexion complémentaires ou d'autres hypothèses à proposer pour définir la répartition des principaux moyens de production ?

La concentration des capacités de production solaire au sud et éolienne au nord ne nous semble pas aboutir nécessairement à un optimum global, en raison des coûts de réseau. L'exemple de l'Allemagne illustre parfaitement les surcoûts qui peuvent résulter de la congestion des réseaux en raison d'une

⁴⁷ Voir notamment « L'Impossible Etat Actionnaire » (Institut Montaigne, 2017)

<https://www.institutmontaigne.org/ressources/pdfs/publications/impossible-etat-actionnaire-note.pdf>

⁴⁸ Sovacool, B.K., Schmid, P., Stirling, A. et al. Differences in carbon emissions reduction between countries pursuing renewable electricity versus nuclear power. *Nat Energy* 5, 928–935 (2020) <https://www.nature.com/articles/s41560-020-00696-3>

⁴⁹ Financement des énergies renouvelables à l'horizon 2040, Évaluation prospective du besoin de soutien public pour la transition du système électrique français (Agora Energiewende / IDDRI, octobre 2019)

<https://www.iddri.org/sites/default/files/PDF/Publications/Catalogue%20IdIdri/Rapport/201910-iddri%20agora%20soutien%20ENR.pdf>



répartition non optimale des moyens de production (avec notamment une concentration de la production éolienne au Nord et une consommation électrique importante en Bavière).

En France, une approche régionalisée serait plus adaptée pour assurer un développement et une répartition harmonieuse des nouvelles capacités de production. Qu'il s'agisse du guichet tarifaire (pour les petites installations) ou des appels d'offres (pour les plus grandes), la mise en place d'une telle approche serait tout à fait possible sans apporter de changement significatif aux procédures actuelles. Par exemple, l'appel d'offres pourrait rester instruit par la CRE, mais avec des sous-familles par régions. Une telle mesure a fait l'objet de propositions de la filière depuis plusieurs années, systématiquement rejetées au nom du « refus de faire basculer la France dans une économie de planification de type soviétique ». L'appel d'offres pour les projets en ZNI fonctionne pourtant de cette façon, sans que cela ne semble poser de difficulté. On pourrait aussi mentionner les tarifs éoliens, dont le niveau est indexé sur le gisement des sites d'implantation. L'application de logiques similaires pour le solaire sur le territoire métropolitain permettrait de répartir les installations de façon plus harmonieuses et avec une moindre concentration dans le sud.

Question 15 – analyse des effets du climat sur le système

Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour intégrer les effets du changement climatique et tester la résilience du système électrique aux événements extrêmes ?

Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour modéliser les différentes productions ?

Nous partageons globalement l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour prendre en compte les effets du changement climatique.

Nous pouvons ajouter deux remarques complémentaires :

- D'une part, pour rappeler que la production solaire se révèle particulièrement pertinente pour répondre aux scénarios d'événements extrêmes comme les canicules.
- D'autre part, pour suggérer d'intégrer dans la simulation le profil de production horo-saisonnier particulier de l'agrivoltaïsme dynamique, de manière à refléter une production accrue le matin et l'après-midi (trackers), ainsi qu'une très forte corrélation de la production maximale aux épisodes extrêmes, lorsque les plantes ont un besoin de protection maximal.

Question 16 – flexibilité

Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour évaluer les besoins de flexibilités ?

Avez-vous des remarques sur les hypothèses technico-économiques (potentiel de flexibilité, contraintes de stock et d'activation, acceptabilité, coûts...) associées aux gisements de flexibilité de la demande ?

Nous partageons l'analyse selon laquelle le système électrique sera confronté à des besoins grandissants de flexibilité. Mais il nous semblerait important de sortir de la logique selon laquelle les énergies renouvelables seraient nécessairement une contrainte pour le réseau et de souligner qu'elles



peuvent au contraire être une source de flexibilité et rendre des services au système. Pour n'en citer que 3 illustrations :

- Le développement du stockage de court terme (batteries) ou de long terme (hydrogène), avec l'émergence partout dans le monde de centrales hybrides (notamment PV+stockage) qui font la preuve de leur compétitivité face aux centrales thermiques de pointe⁵⁰.
- Les écrêtements de production sont une solution envisageable, les technologies actuelles permettant leur pilotage, sous réserve de la mise en place d'un marché de flexibilité permettant la valorisation de ces écrêtements à leur juste valeur économique.
- Les convertisseurs électriques des centrales de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien) sont des équipements sophistiqués susceptibles de participer, dans le futur, à la formation du signal électrique de façon dynamique, sous réserve qu'ils soient impliqués dans cet exercice. Les prochaines générations d'onduleurs solaires vont pouvoir se coupler avec des blocs de stockage dans une logique décentralisée pour doter les centrales d'une capacité d'arbitrage vis-à-vis du marché et de l'agrégation.

Enfin, il faut aussi mentionner les autres sources de flexibilités qui peuvent accompagner le développement des énergies renouvelables, comme les effacements de consommation ou les véhicules électriques. Sur ce dernier point, le document de consultation évoque à plusieurs reprises le pilotage de la recharge, mais passe sous silence les possibilités offertes par l'émergence des solutions de « Vehicle to Grid ». Or il nous semble que le moment serait opportun de lancer une réflexion sur le cadrage réglementaire de ces enjeux.

Question 17 – hydrogène et interactions entre l'électricité et les autres vecteurs

Partagez-vous le cadrage de l'analyse des interactions entre l'électricité et les autres vecteurs ?

La possibilité de fabriquer de l'hydrogène décarboné en France de façon compétitive pour répondre aux besoins de l'industrie sera certainement conditionné à notre capacité à atteindre un prix de 1,5€/kg comme le rappelait récemment le consortium industriel HyDeal⁵¹. Cela suppose l'accès à une électricité très compétitive, ce qui conduit plusieurs acteurs de la filière à privilégier une production à partir de vastes champs solaires situés dans les pays du sud de l'Europe et notamment l'Espagne et le Portugal (où un récent appel d'offres vient de pulvériser le record mondial de l'électricité la moins chère, toutes technologies confondues, avec un prix de 11,14 €/MWh).

Il nous semble donc que l'une des questions qui conditionnera le développement d'une filière de production d'hydrogène décarboné compétitif en France, est celle de notre capacité à atteindre de tels niveaux de prix malgré une irradiation moins favorable. Ce n'est nullement impossible, car l'irradiation n'est pas le seul facteur à prendre en compte, comme le prouve la comparaison France-Allemagne qui, en l'état actuel, conduit plutôt à faire un constat inverse : l'énergie solaire produite en France coûte plus cher que celle produite en Allemagne, malgré une irradiation plus favorable en France ! Les raisons sont connues : délais de développement plus longs, coûts de raccordement plus élevés, contraintes foncières plus importantes, etc. C'est donc la levée de ces différents freins qui

⁵⁰ <https://www.energy-storage.news/blogs/behind-the-numbers-the-rapidly-falling-lcoe-of-battery-storage#:~:text=If%20you%20need%20to%20shave,engine%20power%20plant%2C%20peaking%20plants.>

⁵¹ https://tecsol.blogs.com/mon_weblog/2021/02/hydeal-ambition-30-industriels-de-l%C3%A9nergie-pr%C3%A9parent-la-future-fili%C3%A8re-europ%C3%A9enne-dhydrog%C3%A8ne-vert-au.html



pourrait permettre à la France de produire un hydrogène compétitif. Cela devra évidemment aller de pair avec le maintien d'un cadre réglementaire propice à l'atteinte de conditions de financement très favorables, le prix de l'électricité solaire étant très sensible à ces dernières.

Question 18 – hypothèses sur le mix européen

Partagez-vous les principes proposés par RTE pour la définition des scénarios européens ?

Avez-vous des remarques sur la construction du scénario européen de référence utilisé dans les simulations du Bilan prévisionnel ?

Avez-vous des données, hypothèses ou références à partager pour construire les scénarios de mix européens du Bilan prévisionnel ?

Nous partageons les principes proposés par RTE pour la définition des scénarios européens.

C'est ici l'occasion de rappeler l'intérêt des interconnexions pour accompagner la transition énergétique européenne⁵².

Les interconnexions permettent aux capacités solaires additionnelles raccordées en France de pouvoir exporter et contribuer ainsi (i) à l'amélioration de la balance du commerce extérieur de la France et (ii) à la décarbonation du mix électrique de nos voisins. L'étude publiée en 2020 par France Territoire Solaire et réalisée par les cabinets Artelys et I-Care & Consult⁵³ (et figurant en annexe de la présente contribution) démontre que même à l'horizon 2030 et donc dans un contexte où le mix électrique de nos voisins sera déjà significativement décarbonée, notre électricité solaire exportée viendra en substitution d'une électricité en partie d'origine fossile et contribuera donc à réduire l'empreinte carbone du mix électrique européen.

Certes, il ne nous a pas échappé que certains experts mettent en doute la possibilité d'utiliser sur le long terme (au-delà de 2030) ces interconnexions pour exporter le surplus éventuel de la production solaire française pour des raisons économiques, compte tenu de la probabilité que nos voisins (Espagne, Italie, Allemagne) disposent alors de surplus similaires au même moment⁵⁴. Mais cet argument nous semble reposer sur une analyse incomplète car appréhendant le sujet des interconnexions de façon « isolée » du reste du système électrique. Or, il y aura évidemment d'autres façons de valoriser cette électricité que de l'exporter à prix négatif - diverses pistes sont évoquées dans le document de consultation et dans cette présente contribution.

De même, il ne faut pas non plus tomber dans l'écueil inverse, qui consisterait à croire que les scénarios comportant une forte proportion d'électricité renouvelable ne fonctionnent que sous réserves d'hypothèses irréalistes en matière de développement des interconnexions. L'étude du CIRED⁵⁵ par exemple considère seulement la France métropolitaine et n'intègre pas les interconnexions avec nos voisins.

⁵² Voir notamment *Les interconnexions du système européen comme flexibilité pour une France neutre en carbone* (Gildas SIGGINI, CMA MINES ParisTech PSL)

⁵³ *Analyse de l'impact climat de capacités additionnelles solaires photovoltaïques en France à horizon 2030* (France Territoire Solaire 2020) <https://www.i-care-consult.com/2020/04/17/place-du-pv-dans-le-mix-electrique-et-contribution-co2-publication-dune-etude-france-territoire-solaire-i-care-consult-artelys/>

⁵⁴ Ces mêmes experts s'abstiennent généralement d'appliquer le même raisonnement économique à l'export du surplus nocturne de notre production nucléaire depuis 40 ans...

⁵⁵ *How Sensitive are Optimal Fully Renewable Power Systems to Technology Cost Uncertainty*, publié dans The Energy Journal, Vol. 43, No. 1 : <https://doi.org/10.5547/01956574.43.1.bshi>.



Question 20 – cadrage de l'analyse sociétale

Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse sociétale des scénarios d'étude à l'horizon 2050 ?

Le développement des énergies renouvelables en France est une opportunité économique pour notre industrie et nos emplois. Dans son *Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires*⁵⁶, le cabinet EY estime ainsi que « le développement des énergies renouvelables tel que prévu par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) va générer un très fort dynamisme économique avec l'atteinte en 2028 de 24 milliards d'euros de valeur ajoutée brute en France, soit plus de 10 % de la valeur ajoutée créée actuellement par le secteur industriel. L'emploi est le premier bénéficiaire de cette activité économique, les salaires correspondant à environ 50 % de la valeur ajoutée créée. Les énergies renouvelables représenteront 264 000 emplois (Équivalent temps plein – ETP) directs et indirects en 2028 ».

Cette création d'emplois locaux partout dans le territoire contribue à l'acceptabilité sociale des énergies renouvelables, laquelle ne sera que renforcée en cas de succès des initiatives industrielles déjà évoquées plus haut (relocalisation de la production de panneaux, Alliance Européenne pour les batteries, plan de développement de l'hydrogène).

D'autres facteurs viennent par ailleurs contribuer à l'acceptabilité sociale du développement de l'énergie solaire : sa faible empreinte environnementale (absence d'imperméabilisation des sols, réversibilité des installations), sa contribution à la résilience de notre mix électrique (comme détaillé en introduction), sa capacité à répondre à l'attrait de nos concitoyens pour l'autoconsommation et les circuits courts, etc.

Partagez-vous les principaux axes d'étude proposés pour l'analyse sociétale (acceptabilité des infrastructures énergétiques, sobriété, flexibilité) ?

Oui, en particulier, la flexibilité de la consommation pour déplacer certains usages aux heures de production renouvelable mérite d'être étudiée en détail. Les premiers retours d'expérience d'applications industrielles de l'autoconsommation solaire, montrent qu'en s'appropriant l'outil de production, les entreprises revoient significativement leur mode de consommation pour améliorer leur profil de demande et l'adapter à la production.

Avez-vous des éléments ou des références à partager pour enrichir ces analyses ?

Comme rappelé en introduction, tous les sondages confirment le soutien franc et massif des français au développement de l'énergie solaire : près de neuf Français sur dix partagent une bonne image de cette énergie (86%), un quart affirmant même en avoir une très bonne image (24%). Ce jugement s'avère particulièrement constitué auprès des Français qui ont remarqué des installations photovoltaïques dans leur commune (27% vs 15% au sein de ceux qui n'en ont pas remarqué)⁵⁷. Un sondage Harris Interactive déjà cité⁵⁸ confirme par ailleurs que près d'un Français sur deux (48%) se dit ainsi intéressé par l'autoconsommation.

⁵⁶ Source : EY – SER <https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/actualites/comprendre-la-contribution-des-energies-renouvelables-a-leconomie-de-la-france-et-de-ses-territoires/>

⁵⁷ Sondage IFOP : <https://www.ifop.com/publication/les-francais-et-le-photovoltaïque/>

⁵⁸ https://harris-interactive.fr/opinion_polls/observatoire-enedis-les-francais-la-production-denergie-renouvelable-et-le-raccordement-au-reseau-general/



Question 21 – cadrage de l'analyse environnementale

La grille d'analyse proposée par RTE, visant à présenter pour chaque scénario une analyse environnementale quantitative sur quatre dimensions (émissions de gaz à effet de serre et empreinte carbone, consommation de ressources minérales, emprise territoriale et changement d'affectation des terres, déchets nucléaires) vous semble-t-elle adaptée aux enjeux de caractérisation environnementale des scénarios ?

Cette grille d'analyse nous paraît globalement adaptée. Plusieurs remarques complémentaires peuvent toutefois être suggérées :

- La contrainte de l'occupation des sols ne devrait pas être considérée de manière manichéenne, puisque certaines technologies sont compatibles avec un usage double. Les exemples des ombrières de parking ou des serres solaires sont connus, nous y ajoutons le cas de l'agrivoltaïsme dynamique. Les effets bénéfiques additionnels (externalités positives) sur l'agriculture et les ressources hydriques devraient également être considérés dans cette analyse.
- Les conséquences sur la santé humaine d'une exposition à une radioactivité excessive dans le cas d'un incident ou accident nucléaire ne semblent pas prises en compte.

Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner la modélisation et la quantification des analyses selon la méthodologie présentée au sein du groupe de travail, en particulier sur les plans de la biodiversité, des ressources naturelles, et de la santé humaine ?

Les données et éléments que nous souhaitons partager sur ce point sont citées dans l'introduction de la présente contribution (notamment dans sa 3^{ème} partie).

Question 22 – cadrage et hypothèses pour l'analyse économique

Etes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées et sinon, avez-vous d'autres références à proposer ?

Il nous semble que les hypothèses de coûts et de durées de vie sont trop conservatrices.

S'agissant de la durée de vie, tout d'abord : dès 2012, le National Renewable Energy Laboratory (NREL) américain relevait de nombreux cas de durées de vie largement supérieures à 25 ans⁵⁹ et en 2016, l'Agence Internationale de l'Energie et l'IRENA estimaient à 30 ans la durée de vie moyenne des panneaux photovoltaïques⁶⁰. Aujourd'hui, le NREL considère une durée de vie de 25 ans comme une fourchette basse et fixe une fourchette haute à 40 ans, une estimation confirmée par la justice espagnole qui, en septembre 2019, a considéré sur la base d'un état de l'art de la recherche scientifique que les systèmes photovoltaïques avaient désormais une durée de vie de 35 ans en moyenne⁶¹.

⁵⁹ <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>

⁶⁰ https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf

⁶¹ http://icsidfiles.worldbank.org/icsid/ICSIDBLOBS/OnlineAwards/C4806/DS12832_Sp.pdf



S'agissant des coûts, ensuite : nous proposons dans le tableau ci-dessous des chiffres qui nous paraissent plus conformes à ce qu'on observe sur des projets concrets. A noter toutefois plusieurs remarques qui doivent accompagner un tel tableau :

- Les coûts indiqués sont exclusivement liés à la technologie, et n'incluent pas le coût d'occupation du foncier (lequel peut être soit dans les capex soit dans les opex selon que le site d'implantation de la centrale est acheté ou loué). Avec la croissance des capacités installées, on peut anticiper une rareté foncière qui se manifesterait par une augmentation des coûts de foncier qui viendrait contrebalancer partiellement les gains de compétitivité liés à la technologie.
- Concernant plus spécifiquement les coûts de construction, nous avons considéré qu'ils incluaient les équipements, les travaux, les raccordements, et la prestation de développement.
- Concernant plus spécifiquement les coûts fixes de fonctionnement, nous avons considéré qu'ils incluaient la maintenance (O&M), la gestion de l'actif (Asset Management), les assurances, le turpe et la rémunération de l'agrégateur. Mais nous avons exclu les coûts de foncier et la fiscalité.
- Même si l'on observe une certaine homogénéité des coûts pour les centrales au sol, en revanche ils peuvent être très différents en toiture, selon les types de bâtiment et l'état de la toiture (pour les bâtiments existants). Ces coûts sont également très dépendants du cadre réglementaire : à titre d'exemple, la mise en œuvre dès aujourd'hui d'une mesure aussi simple que de rendre tous les bâtiments neufs « solarisables »⁶² permettrait de baisser significativement les coûts de construction des centrales solaires qui seraient implantées ultérieurement sur ces toitures. Les hypothèses présentées ci-dessous supposent la mise en place de mesures réglementaires de ce type.
- Concernant les durées, nous comprenons leur utilité pour le calcul du LCOE. Mais en ce qui concerne le potentiel et les capacités prévues par les scénarios, il convient de noter que dans la quasi-totalité des cas, la destination solaire du foncier occupé sera pérennisée : en fin de vie de l'installation, elle sera remplacée par une nouvelle installation dont le coût sera rendu d'autant plus compétitif que les coûts fixes (tels que le raccordement) seront déjà en place.

⁶² A noter qu'il s'agit d'une proposition formulée par la filière mais sans succès jusqu'à présent :

https://tecsol.blogs.com/mon_weblog/2020/05/le-solaire-r%C3%A9clame-la-lev%C3%A9e-des-obstacles-qui-limitent-son-horizon.html



Technologie	Année de mise en service	Durée de vie (ans)	Coûts de construction (k€/MW)			Coûts fixes de fonctionnement (k€/MW/an)		
			bas	référence	haut	bas	référence	haut
PV au sol	2020	35	700	700	700	11	11	11
	2030	40	470	500	640	8	9	10
	2040	45	400	450	600	7	8	9
	2050	50	320	390	460	6	7	8
PV grandes toitures	2020	25	910	910	910	13	15	17
	2030	30	560	600	760	10	12	15
	2040	30	460	500	700	9	11	14
	2050	30	350	415	500	9	11	13
PV résidentiel	2020	25	2300	2300	2300	45	50	60
	2030	26	1375	1430	1700	37	40	45
	2040	28	1170	1250	1580	32	35	40
	2050	30	990	1100	1300	30	32	39

Enfin, compte tenu des observations formulées précédemment dans cette note sur les enjeux fonciers et notamment sur l'articulation des installations solaires avec les terres agricoles, il nous a semblé opportun de partager ci-dessous une estimation de l'évolution possible des coûts d'installations solaires agrivoltaïques (l'agrivoltaïsme étant ici entendu au sens de la définition qui figure dans les appels d'offres CRE).



Technologie	Année de mise en service	Durée de vie (ans)	Coûts de construction (k€/MW)			Coûts fixes de fonctionnement (k€/MW/an)		
			bas	référence	haut	bas	référence	haut
PV agrivoltaïsme	2020	30	850	850	850	15	15	15
	2030	30	683	700	733	12	13	13
	2040	30	517	550	617	10	10	11
	2050	30	350	400	500	7	8	9

Avez-vous des propositions à formuler sur le taux d'actualisation à retenir pour l'analyse ?

Pour une étude de dimensionnement à long terme, une approche macroéconomique fixant le taux d'actualisation autour du PIB est préférable à une approche financière. Un taux d'actualisation autour de 2% serait pertinent.

ANNEXES

Annexe 1 Rapport France Territoire Solaire sur le développement de projets solaires en France

Annexe 2 Analyse de l'impact climat de capacités additionnelles solaires photovoltaïques en France à horizon 2030