



SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE :

25% de l'électricité mondiale bas carbone en 2050 !

État des lieux et analyses 5



FONDATION
NICOLAS HULOT
POUR LA NATURE
ET L'HOMME

LA COLLECTION « ETAT DES LIEUX ET ANALYSES »

La Fondation Nicolas Hulot réalise des études qui ont pour objet de dresser une synthèse de l'état des connaissances sur un sujet en abordant l'angle économique, social et écologique.

Etudes précédemment réalisées



► Agrocarburants
Cartographie des enjeux
en partenariat avec le Réseau
Action Climat (2008)



► Agriculture et gaz à effet de serre :
état des lieux et perspectives
en partenariat avec le Réseau
Action Climat (2010)



► L'énergie solaire photovoltaïque
(2011)



► Biodiversité et économie :
les clés pour comprendre
en partenariat avec Humanité
et Biodiversité (2012)



► Les solutions de mobilité durable
en milieu rural et périurbain
en partenariat avec le Réseau
Action Climat (2014)



► Mobilité au quotidien : comment
lutter contre la précarité
(2014)



► Démocratie participative :
guide des outils pour agir
2^{ème} édition (2015)

Novembre 2015

Coordination et Rédaction

Nicolas Ott – consultant indépendant

Comité de Pilotage

Marion Cohen (Fondation Nicolas Hulot)

Alain Grandjean (Economiste, Conseil scientifique de la Fondation Nicolas Hulot)

André-Jean Guérin (Conseil Economique, Social et Environnemental, administrateur de la Fondation Nicolas Hulot)

Merci à l'ensemble des experts consultés pour leur contribution et le temps consacré

Ch. Ballif, X. Barbaro, M. Brewster, A. Burtin, A. Chaperon, A. Cuomo, O. Daniélo, G. de Broglie, L. Deblois, I. Deprest, S. Dupré La Tour, N. Gauly, S. Lascaud, B. Lemaignan, D. Lincot, P. Malbranche, D. Marchal, A. Mine, O. Paquier, C. Philibert, Pedro A. Prieto, A. Roesch, JP. Roudil, E. Scotto, R. Sharma, P. Sidat, JM. Tarascon, G. Vermot Desroches.

LE CONTENU DU RAPPORT N'ENGAGE QUE LA FONDATION NICOLAS HULOT ET PAS LES PERSONNES INTERROGÉES.

Imprimé sur Cyclus Print, FSC, 100% recyclé.

SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE :

25% de l'électricité mondiale sans carbone en 2050 !

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION : RAPPEL ET CONTEXTE	8
1.1 Objectif de la publication, scénarios utilisés et remarques méthodologiques	8
1.2 Le soleil et les Hommes : une relative adéquation entre irradiation solaire et implantation humaine	9
1.3 Les concepts physique à la base du photovoltaïque.	10
1.4 Les différentes technologies et usages du photovoltaïque	10
2. ETAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT DU PV : LES DONNÉES ÉCONOMIQUES ET PHYSIQUES.....	12
2.1 D'un marché de niche à une industrie compétitive dans plusieurs pays	12
2.1.1 Le photovoltaïque, longtemps cantonné à un marché de niche	12
2.1.2 Les programmes de soutien permettent l'accès à un marché suffisant pour faire baisser les coûts	13
2.1.3 Le photovoltaïque est aujourd'hui compétitif dans de nombreux pays.....	14
2.2 Évolution des coûts récents et à venir d'un module photovoltaïque	16
2.2.1 Amélioration du rendement des cellules photovoltaïques	16
2.2.2 L'impact de l'amélioration des processus industriels sur la compétitivité du photovoltaïque.	20
2.2.3 Les onduleurs	22
2.2.4 Les autres coûts, « Balance of system »	23
2.3.1 Vers une division par deux des coûts d'investissement	25
2.3.2 Évolution du LCOE d'ici 2050	26
2.4 Les besoins d'investissement dans la production massive d'électricité	27
2.5 Les contraintes d'approvisionnement et la question du EROI	32
3. LES ENJEUX DU PV : LA GESTION DE L'INTERMITTENCE	36
3.1 L'intégration dans les réseaux.	36
3.2 Le pilotage de la consommation.	40
3.3 Le stockage, nouvelle révolution ?	44
3.3.1 Les différentes technologies de stockage	45
3.3.2 Les perspectives technico-économiques des batteries.	46
3.3.3 Les impacts énergétiques et non-énergétiques du stockage électrochimique	51
4.1 Le photovoltaïque n'est pas LA solution... mais une solution importante dans la question globale de l'énergie	53
4. LES INDUSTRIELS SONT-ILS PRÉPARÉS AUX (R)EVOLUTIONS POTENTIELLES A VENIR ?	53
4.2 L'or jaune, le salut des pays en voie de développement ?	55
4.2.1 Le réseau électrique de demain	55
4.2.2 Le photovoltaïque une solution immédiate pour améliorer significativement la vie de milliards d'êtres humains	55
5. CONCLUSION	57
6. BIBLIOGRAPHIE	58

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE

À la veille de la COP21, l'heure n'est plus à questionner la réalité du dérèglement climatique mais bien à mettre en œuvre les solutions. De plus, aujourd'hui encore près d'1,3 milliard d'êtres humains n'a pas accès à l'électricité.

Comment apporter les services énergétiques indispensables à ceux qui en sont dépourvus sans émissions de carbone ? Longtemps considérée comme trop chère et posant des problèmes techniques du fait de son intermittence, l'énergie solaire photovoltaïque a connu au cours des dernières années une évolution qui interpelle ce diagnostic.

Bien mieux, les progrès à venir permettent d'estimer qu'elle pourrait fournir au moins 25% de l'électricité mondiale en 2050¹ au lieu des 5% envisagés dans la plupart des scénarios prospectifs.

Le solaire photovoltaïque, une énergie de plus en plus compétitive

Alors que les premières découvertes concernant l'énergie solaire photovoltaïque datent du XXI^e siècle, cette source d'énergie est longtemps restée cantonnée au marché de niche du spatial. L'électricité produite à partir du photovoltaïque était, en effet, beaucoup plus chère que celle issue d'autres technologies (gaz, charbon, nucléaire).

1. Sur une fourchette de consommation électrique totale en 2050 de 35 à 40 PWh (extrapolée à partir des scénarios du WEO 2014).

Au début des années 2000, le LCOE (voir encadré) d'une installation photovoltaïque était d'environ 750 \$/MWh contre moins de 70 \$/MWh pour les autres types de production. Les subventions (en Europe notamment) et les progrès industriels et technologiques ont, ensuite, permis de développer le marché du photovoltaïque et amorcé une baisse continue des coûts, aujourd'hui du même ordre que ceux des moyens de production conventionnels.

Les évolutions techniques en cours et à venir détaillées dans cette étude permettent d'envisager une réduction de 20 à 40% du coût d'investissement initial d'une installation photovoltaïque d'ici 2030. À l'horizon 2050, le marché s'oriente vers une division par deux des coûts. Par ailleurs, nombre de constructeurs anticipent un allongement de la durée de vie des centrales photovoltaïques qui pourrait passer de 25 ans (durée actuellement prise en compte pour le calcul du LCOE) à 30 voire 40 ans.

Ces deux évolutions ne peuvent que profondément remanier le paysage électrique et énergétique par rapport à la vision actuelle. Le LCOE d'une installation photovoltaïque au sol pourrait se situer entre 50 et 35 \$/MWh en 2050, celui d'une installation résidentielle entre 70 et 50 \$/MWh.

À l'inverse, les moyens de production conventionnels verront globalement leurs coûts croître. Ces technologies matures ne connaîtront aucune rupture dans les gains de compétitivité, tandis que certaines composantes du coût de ces installations augmenteront (exigences de sûreté pour le nucléaire, prise en compte d'un

prix du carbone pour les centrales à gaz et au charbon, normes de réductions des émissions de particules pour le charbon et pressions croissantes de la société civile à l'encontre de l'extraction des fossiles).

LE PHOTOVOLTAÏQUE : UNE ÉNERGIE À PART !

La technologie photovoltaïque est basée sur des principes physiques totalement différents des autres moyens de production d'électricité. Ces derniers reposent en effet sur les lois de la physique classique, utilisant des mécanismes se produisant à une échelle macroscopique : entraîner un alternateur pour produire de l'électricité. La différence entre les technologies vient de la force utilisée pour faire tourner le rotor (vent, eau, vapeur issue de la combustion du charbon, du gaz ou des réactions de fissions nucléaires etc.). Le photovoltaïque est lui, fondé sur la physique quantique qui régit le comportement de la matière à l'échelle nanométrique et en-dessous. Or, cette physique n'a rien à voir avec celle que nous « expérimentons » tous les jours. Cela fait du photovoltaïque une énergie à part. Beaucoup plus modulaire que les autres (on peut fabriquer une installation d'1 W ou d'1 GW), elle peut encore bénéficier de ruptures technologiques visant à utiliser toujours moins de matériaux et des procédés de plus en plus rapides. Les autres moyens de production, fondés sur des technologies matures, ne peuvent connaître que des améliorations continues. Cette spécificité du photovoltaïque fait que cette industrie se rapproche beaucoup plus dans sa dynamique de développement des industries de l'électronique – qui connaissent des baisses de coûts exponentielles – que de celles de l'énergie.

COÛT D'INVESTISSEMENT ET LCOE (Levelized Cost of Energy - Coût actualisé de l'énergie)

Deux données économiques permettent d'évaluer la compétitivité d'une installation de production d'énergie. Le coût de l'investissement initial, d'une part, est déterminant pour la décision de lancer le projet. Il est calculé en \$ par MW installé. Le LCOE, d'autre part, comprend non seulement l'amortissement du coût d'investissement initial mais aussi les coûts d'exploitation (maintenance, coût de l'énergie primaire) rapportés à l'ensemble des kWh produits sur la durée de vie de l'installation. Le LCOE (exprimé en \$/MWh) intègre un taux d'actualisation qui a la particularité de diminuer grandement les coûts futurs et se révèle ainsi défavorable à l'énergie solaire du fait de l'importance de l'investissement initial.



Le solaire photovoltaïque une énergie clairement soutenable au plan économique et environnemental.

La compétitivité du photovoltaïque étant assurée, il importe de vérifier que les investissements nécessaires pour rendre cette énergie significative dans le mix électrique sont envisageables. Notons tout d'abord que jamais une technologie du secteur de l'énergie n'a connu un tel développement qui se rapproche plus du celui propre au monde de l'électronique tant dans la rapidité de pénétration du marché que dans le rythme d'innovation. En 15 ans, la capacité installée a été multipliée par plus de 100 pour atteindre, fin 2014, 186 GW, dont plus de 40 GW installés rien qu'en 2014 (année record d'investissement à 136 Md\$). C'est l'ordre de grandeur de la capacité de centrales charbon installée annuellement en Chine (et environ 15-20% de la production équivalente d'électricité). Cette dynamique va par ailleurs en s'accéléralant. Le simple maintien du niveau annuel d'investissement de 2014 conjugué aux baisses de coûts anticipées, conduisent à un cumul de 4 à 6000 GW installés d'ici 2050 (en tenant compte des installations à renouveler).

Ce scénario est vraiment conservateur puisqu'il revient à supposer l'arrêt de la croissance des investissements dans le photovoltaïque malgré la hausse importante de sa compétitivité. Une fourchette de capacité de 6 à 8 000 GW permettrait de répondre à 20 - 25% de la demande mondiale d'électricité estimée en 2050².

2. 6000 à 8000 GWc représentent une production de l'ordre de 8 à 10 PWh (en considérant un ensoleillement moyen équivalent à 1350 kWh par kWc) sur une fourchette de consommation électrique totale en 2050 de 35 à 40 PWh (scénarios du WEO 2014).

Au vu des éléments réunis dans la présente étude, cet objectif paraît aisément accessible en termes d'investissement et souhaitable au plan économique.

L'étude passe également en revue la littérature existante concernant la disponibilité des matières premières nécessaires pour un tel programme de centrales photovoltaïques et la question du taux de retour énergétique. D'après les données du MIT, le premier point ne semble pas poser de frein majeur pour les technologies reposant sur le silicium (second élément le plus abondant sur la planète). Quant au taux de retour énergétique, déjà satisfaisant, il est appelé à augmenter réduisant ainsi le contenu carbone de l'électricité photovoltaïque (entre 30 et 70 gr CO₂ par kWh actuellement). Cela place clairement cette source d'énergie dans le club des énergies suffisamment décarbonées³ pour nous permettre de rester dans une trajectoire de réchauffement inférieure à 2°C.

L'intermittence, un frein majeur au développement du photovoltaïque ?

Le photovoltaïque ne produit que de jour et davantage en été qu'en hiver. Au niveau d'une installation, cette production peut varier d'une heure sur l'autre du fait des modifications de l'ensoleillement (passages nuageux par exemple). Cela peut générer des problèmes d'équilibre entre l'offre et la demande et donc au niveau de la gestion du réseau électrique. Afin d'éclairer cet enjeu, l'étude se penche sur les trois dimensions suivantes du système électrique.

3. A horizon 2050, nous devons viser un mix moyen de production d'électricité dont le contenu carbone est inférieur à 100 gr de CO₂ par kWh et aussi proche de 50 que possible.

1. Quelle est la capacité d'un réseau mature à absorber l'intermittence ?

L'analyse du réseau français, typique d'un réseau mature et efficient, montre que les réseaux de transport actuels des pays développés (équipés pour gérer une variabilité significative de l'offre et de la demande) peuvent d'ores et déjà supporter un taux de pénétration du photovoltaïque de 20 à 25% de la puissance maximum appelée (soit dans le cas français 20 à 25 GW sur les 100 GW appelés lors de la pointe de consommation). Cela permettrait de fournir de 5 à 8% de la consommation finale totale sans mettre en place de dispositif nouveau. Au niveau des réseaux de distribution, l'adéquation entre la densité de consommation et la densité de production est en revanche une règle qu'il est important de respecter pour assurer un déploiement sans contrainte du photovoltaïque.

2. Peut-on rendre la consommation flexible pour suivre les variations de production ?

Le pilotage de la consommation (des individus ou des industriels), permet d'accroître encore le taux de pénétration du photovoltaïque dans le mix électrique. Cela consiste, par des procédés actuellement en cours de développement, soit à forcer la consommation de certains appareils électriques au moment des pics de production du photovoltaïque (en milieu de journée) soit à effacer la demande lors des creux de production (la nuit).

La plupart des techniques de pilotage de la consommation sont connues et pour certaines déjà mises en œuvre en France notamment (pilotage des ballons d'eau chaude et développement d'offres d'effacement). Elles ont de plus un potentiel de développement important qu'il s'agira d'augmenter en faisant évoluer les réglementations nationales pour les valoriser économiquement.

3. Comment améliorer le stockage de l'électricité ?

A ce jour, les moyens les plus économiques pour « stocker l'électricité » sont les stations de pompage hydraulique mais leur potentiel de développement est limité. Les récentes évolutions concernant le stockage électrochimique pourraient totalement bouleverser la problématique des moyens de lisser des productions intermittentes comme le photovoltaïque. En effet, longtemps considérée comme une technologie onéreuse, utilisable uniquement pour des usages spécifiques, le stockage électrochimique a connu au cours des 3-4 dernières années une rapide amélioration de sa compétitivité à l'image du photovoltaïque. Ainsi, des entreprises comme Tesla ou LG Chem affichent, en 2015, des coûts d'investissement de 300-350 \$ par kWh stocké (contre environ 1000 \$ par kWh stocké il y a 5 ans). Les perspectives d'évolution sont encore importantes.

Plusieurs rapports montrent qu'à un coût d'investissement inférieur à 200 \$ par kWh stocké, le stockage par batterie fournit une solution plus compétitive qu'un back-up par des moyens thermiques fossiles.

Le stockage électrochimique a, enfin, l'immense mérite de répondre aux premiers besoins des habitants dans les pays qui ne disposent pas de réseaux électriques structurés. Il s'agit, comme pour les téléphones portables qui ont permis d'éviter le développement d'infrastructures très coûteuses, d'une véritable opportunité historique.

PILOTER LA CONSOMMATION C'EST CHANGER NOTRE FAÇON D'ENVISAGER L'ÉNERGIE !

Dans le monde du système électrique tel qu'il a été développé depuis la première centrale électrique d'Edison en 1882, la consommation est variable et la production s'ajuste. Avec le photovoltaïque c'est la production qui est variable. La consommation d'électricité peut-elle s'adapter à la production ? Oui, dans une certaine mesure : une partie des services apportés par l'électricité peuvent se satisfaire d'un décalage dans le temps de la fourniture d'électricité. Ainsi en va-t-il par exemple du besoin de laver son linge, de chauffer son eau sanitaire et son logement (s'il est bien isolé), ou de recharger son véhicule électrique. Il existe bien une flexibilité intrinsèque à l'utilisation des différents équipements et un réel intérêt à piloter la consommation.

POURQUOI Y A-T-IL UN DÉCALAGE ENTRE LE COÛT PERÇU DES BATTERIES ET CELUI RÉELLEMENT ATTEINT ?

Alors que le coût d'investissement constaté sur le marché tourne autour de 300-350 \$/kWh pour la technologie au lithium, les rapports 2015 de l'IRENA ou de l'AIE sur les technologies du stockage et les batteries, considèrent le coût d'investissement autour de 600-800 \$/kWh. Ce décalage s'explique par le fait que les fondamentaux électroniques des batteries leur confèrent une rapidité d'innovation supérieure au temps d'analyse du monde énergétique traditionnel. Tant que les batteries étaient chères, leur marché et leur impact restaient anecdotiques. L'amélioration continue et rapide des coûts de ces équipements entraîne une dynamique quasi on-off : elles peuvent passer très rapidement d'une absence de visibilité à un impact majeur sur le système électrique.

© Anna Regesteberger CC BY-SA 3.0





Le tournant du photovoltaïque, un virage à ne pas manquer par la pouvoirs publics et les industriels !

Le développement technico-économique simultané des technologies du photovoltaïque, du pilotage de la consommation et du stockage électrochimique modifie les perspectives des systèmes électriques de demain. Un premier effet s'observe dès à présent avec le déploiement rapide d'équipements individuels de petite dimension, et ailleurs, la réalisation de centrales de grande puissance commandées par des pays ensoleillés et riches. Cette tendance annonce des ruptures qui concerneront les systèmes électriques des pays développés. Les grands opérateurs et les gestionnaires de ces systèmes comme les pouvoirs publics doivent prendre la mesure de ces potentiels d'évolution, les accompagner plutôt que les ignorer ou, pire, les combattre. Qu'on le souhaite ou non, une partie des ménages, des acteurs économiques, des collectivités acquièrent ainsi une capacité et un intérêt à devenir leur propre producteur d'électricité. En permettant à chaque acteur de gérer une partie de ses besoins électriques (voire énergétiques avec le développement de la voiture électrique), les perspectives de développement du photovoltaïque modifient, en profondeur le lien entre consommateur et producteur d'électricité, lien aujourd'hui marqué par le rôle prépondérant du système électrique.

Ceux qui ne saisiront pas le virage assez tôt seront mal placés dans l'organisation énergétique de demain. De nombreux acteurs, y compris de grandes banques comme Goldman Sachs, Citigroup ou UBS,

ont pris conscience tant du potentiel de ces évolutions que du risque pour les entreprises ne les prenant pas en compte.

Plus grave, un scénario dans lequel le déploiement du photovoltaïque se réaliserait dans l'ignorance ou en simple contournement du système électrique centralisé actuel ne serait certainement pas optimal pour la société. A cet égard, les textes qui viendront compléter la loi de transition énergétique en France auront notamment la responsabilité de favoriser un tel déploiement dans le cadre d'une adaptation du système électrique national et européen. Les évolutions que cette étude entrevoit pour des horizons proches appellent donc un renforcement des politiques publiques concernant le déploiement du photovoltaïque, le pilotage des consommations, le stockage de l'électricité, les articulations tarifaires avec le réseau.

Un formidable espoir pour ceux qui n'ont pas encore accès à l'électricité à condition de l'envisager dans une perspective décentralisée au plus proche des besoins.

Plus largement, ces évolutions constituent une formidable opportunité pour les pays en voie de développement et, en particulier, les 20% de la population mondiale qui n'ont toujours pas accès à l'électricité, en leur permettant d'être maître de leur approvisionnement. Pour cela, il faut se rappeler que l'important n'est pas l'électricité en-soi, mais les services

qu'elle peut apporter : éclairage, accès à télécommunication (téléphones mobiles notamment qui sont un élément structurant de l'économie africaine, accès à la connaissance via internet), irrigation des cultures, conservation des aliments ou encore la santé (via des installations hospitalières pouvant opérer dans des conditions d'hygiène satisfaisantes, possédant des zones de froid et des installations de traitement des eaux usées) etc.

De tels services seraient apportés beaucoup plus rapidement et efficacement par des solutions innovantes fondées sur de petites installations photovoltaïques couplées à du stockage avec des secours thermiques facilement transportables. En effet, s'il faut plusieurs dizaines d'années pour construire un réseau électrique, quelques semaines suffisent pour installer un petit système fondé sur le photovoltaïque et le stockage.

Cette logique locale, avec une dynamique en tâche de léopard, c'est-à-dire de répartition uniforme sur le territoire, conduirait ensuite progressivement à une interconnexion mais pas forcément aussi poussée que dans le cas d'un système centralisé. Elle pourrait, surtout, être déployée à moindre coût, en impliquant les populations locales et en développant progressivement un tissu industriel notamment sur la gestion et la maintenance des installations. Enfin, cette électrification plus modulaire permettrait aux populations d'intégrer l'électricité et d'améliorer leur niveau de vie sans forcément modifier profondément leur façon de vivre. Elles auraient la possibilité d'adapter l'utilisation des énergies renouvelables à leur vision, ce qui n'est pas envisageable dans le cadre de plans de déploiement centralisés forcément grossiers dans la prise en compte des spécificités locales.

1. INTRODUCTION : RAPPEL ET CONTEXTE

1.1 Objectif de la publication, scenarios utilisés et remarques méthodologiques

L'heure n'est plus à prouver le réchauffement climatique mais à trouver des solutions pour le limiter tout en permettant à l'humanité de continuer à progresser. Les leviers d'actions sont connus : modes de vie plus sobres et efficaces, efficacité énergétique des bâtiments, agroécologie, développement des énergies renouvelables, etc. L'enjeu est plutôt de trouver les bonnes solutions pour actionner ces leviers.

Dans ce rapport, la Fondation Nicolas Hulot a souhaité se pencher sur le solaire photovoltaïque un élément de réponse pour la production d'une énergie décarbonée. Il mérite une attention spécifique car c'est l'une des rares énergies renouvelables qui (i) déjoue depuis plusieurs années les pronostics (notamment en termes de baisse des coûts) et (ii) possède une très grande malléabilité : le photovoltaïque peut se mettre sur un smartphone pour produire quelques watts ou en plein champ pour produire plusieurs centaines de millions de watts [MegaWatts]. Il peut générer l'électricité au plus près des usages ou de façon centralisée pour alimenter un réseau électrique. Le photovoltaïque est donc susceptible de répondre à des besoins très variés et de générer des opportunités de développement en rupture par rapport aux schémas traditionnels liés à l'énergie centralisée alimentant les consommateurs via de vastes réseaux, impliquant un contrôle global plus ou moins important.

L'objet de la présente étude est de voir dans quelle mesure l'énergie solaire photovoltaïque pourrait représenter une part conséquente de la consommation électrique mondiale d'ici 2050 en tenant compte en particulier de la dimension économique, de la disponibilité des ressources et des problématiques de gestion d'intermittence.

Scénario de référence utilisé dans ce rapport pour la consommation énergétique globale en 2050.

Actuellement, la demande d'énergie finale représente environ 110 PWh dont 18% pour l'électricité (soit environ 20 PWh). Quant au solaire photovoltaïque, il fournit à peine 1% de la consommation électrique.

Dans le World Energy Outlook 2014, l'AIE (Agence internationale de l'Energie) envisage plusieurs scénarios d'évolution énergétique d'ici 2040. Le « Scenario Current Policies » n'envisage pas de modifications par rapport aux politiques actuelles. Le « Scenario New Policies » considère la continuation des politiques existantes et la mise en place de mesures déjà envisagées mais non implémentées pour l'instant. Le « Scenario 450 » consiste à mettre en place les mesures pour limiter effectivement le réchauffement global en 2100 à +2°C par rapport à la température mondiale préindustrielle.

Tous ces scénarios anticipent une augmentation de la part de l'électricité dans la consommation énergétique finale en raison de l'apparition de nouveaux usages et de l'électrification de nouvelles régions du monde¹. Celle-ci pourrait ainsi atteindre 35PWh selon le Scenario 450 et 40 PWh selon le Scenario New Policies² soit de 23% à 24% de l'énergie finale consommée dans le monde.

Dans chacun de ces scénarios le solaire photovoltaïque représente entre 3 et 6% de la consommation électrique soit entre 1,3 et 2,0 PWh.

Afin d'évaluer dans quelle mesure le solaire photovoltaïque peut répondre à la demande mondiale d'électricité, nous retiendrons une demande comprise entre 35 et 40 PWh en 2050³.

1. Pour rappel, aujourd'hui plus d'1 milliard de personnes n'a toujours pas accès à l'électricité.

2. 1PWh = 1 pétawattheure = 1 000 milliard de kWh.

3. Il ne s'agit bien sûr pas de valider ou d'invalider le travail du WEO (d'autant que celui-ci s'arrête à 2040 alors que la présente étude va jusqu'en 2050) mais bien d'avoir un ordre de grandeur cohérent avec lequel comparer les projections concernant le solaire photovoltaïque, objet de la présente étude.

Précisions méthodologiques sur la réalisation de cette étude.

L'étude porte sur les perspectives de développement mondial du photovoltaïque d'ici 2050 pour les installations au sol (industrielle) ou sur toiture (résidentielle). Elle n'intègre pas les données relatives au solaire à concentration. Cette technologie rajoute un élément de complexité (la partie pour concentrer la lumière) qui apparaît plus comme un facteur limitant pour son déploiement. Par ailleurs, cette technologie n'a pas connu le décollage espéré par certains acteurs. La présente étude n'intègre pas non plus les données relatives aux nouveaux usages qui apparaissent aujourd'hui (smartphone par exemple) car ceux-ci devraient rester marginaux en volume par rapport à la production d'électricité connectée à un réseau (que ce soit un réseau national ou le réseau électrique d'une maison dans le cadre d'une production décentralisée).

L'étude se penche d'abord sur les données économiques du photovoltaïque afin d'évaluer dans quelle mesure la progression de la compétitivité de cette technologie pourrait permettre son développement et si les financements nécessaires sont envisageables. Nous vérifions ensuite si ces résultats économiques peuvent être compatibles avec la disponibilité des matières premières, le taux de retour énergétique et avec les enjeux liés à l'intermittence à savoir la capacité d'intégration propre aux réseaux électriques, le pilotage de la demande et le stockage électrochimique. Si seul le stockage électrochimique est abordé ce n'est pas que la FNN le considère comme la seule solution de stockage pertinente mais cela vient de la similarité de l'industrie de fabrication des moyens de stockage électrochimique avec l'industrie de fabrication des modules photovoltaïques. Concernant la capacité d'intégration des réseaux, l'étude a surtout reposé sur des données du périmètre français. Cela n'empêche néanmoins pas d'établir des notions applicables aux réseaux des pays développés d'une manière générale.

Enfin, la dernière partie donne quelques pistes quant à l'évolution du paysage industriel électrique et aux perspectives qu'offre le développement du solaire photovoltaïque dans les zones non électrifiées.

Cette étude a été réalisée suite à un important travail de bibliographie et de nombreuses interviews d'experts provenant tant du monde de l'industrie, que des gestionnaires de réseaux ou du monde de la recherche. Pour certains graphiques, la FNH a intégré non seulement les données issues de rapports publiés mais aussi de travaux d'experts. Ces derniers sont alors identifiés comme experts 1, 2 ou 3 car ils s'expriment en tant qu'individu détenteur d'une expertise et non pas au nom de la structure dans laquelle ils exercent. Précisons que la FNH n'a pas produit de données dans la présente étude mais a plutôt établi des synthèses de données collectées auprès de diverses sources (rapports publiés et experts) et établi des scénarios (d'évolution de coûts d'installation du photovoltaïque, de capacité photovoltaïque installée à l'échelle mondiale, de coût de production de l'électricité à partir d'installation photovoltaïque) sur la base de ces

données et de son appréciation des analyses d'experts.

Précisons enfin, que cette étude a pour vocation à dessiner des tendances globales en termes d'ordre de grandeur et que chacun des points présentés demanderait à être approfondi.

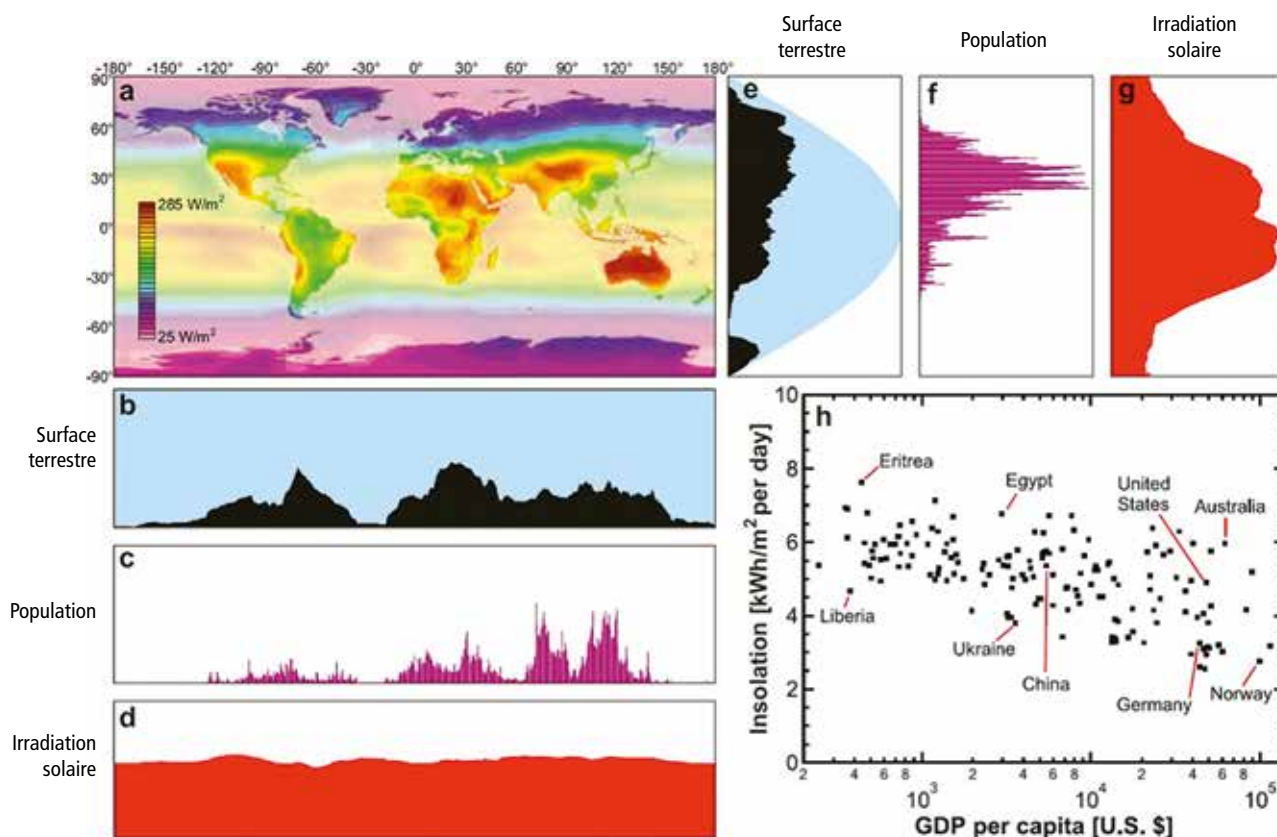
1.2 Le soleil et les hommes : une relative adéquation entre irradiation solaire et implantation humaine

Le soleil inonde la Terre d'une quantité de rayonnement équivalente à plusieurs milliers de fois la consommation énergétique mondiale. Ce potentiel est théorique : l'absorption par l'atmosphère, l'obscurcissement par les nuages, le réduit localement. Et le soleil ne brille pas la nuit... L'énergie reçue au sol reste cependant de trois ordres de grandeur plus importante que la consommation énergétique mondiale. La question est ensuite de savoir si la corrélation entre le rayonnement solaire est cohérente avec l'implantation des populations. La Figure 1 montre la corrélation

existante. Certes, elle n'est pas parfaite, mais comme le photovoltaïque n'est pas l'unique solution et que la question est abordée au plan global, ces données nous montrent que le photovoltaïque peut jouer un rôle important dans l'approvisionnement énergétique de l'humanité. Par ailleurs, un récent rapport du MIT⁴, met en évidence une corrélation négative entre le PIB par habitant, et l'irradiation solaire : les pays les plus pauvres actuellement sont les mieux dotés en ressource solaire.

Ces corrélations ne reposent cependant que sur des moyennes d'ensoleillement. Or ce dernier varie au cours de la journée, d'un jour sur l'autre et tout au long de l'année. Si le gisement solaire est, en moyenne, assez bien réparti (contrairement à d'autre énergie, comme le pétrole !), il n'est a priori pas évident à utiliser pour en faire une source d'approvisionnement énergétique pour l'humanité. L'objet de ce rapport est bien de comprendre ce qu'il est possible de faire face à cette complexité ainsi que les évolutions envisageables à plus ou moins long terme pour faire du photovoltaïque une source d'énergie décarbonée approvisionnant l'humanité.

.....
4. (MIT, 2015)



► FIGURE 1 : COMPARAISON DE LA RÉPARTITION DE LA SURFACE TERRESTRE, DE LA DENSITÉ DE POPULATION ET DE L'IRRADIATION SOLAIRE & COMPARAISON DE L'IRRADIATION SOLAIRE (INSOLATION) EN FONCTION DU PIB PAR HABITANT (GDP PER CAPITA), ISSUE DE « THE FUTUR OF SOLAR ENERGY », MIT, 2015

1.3 Les concepts physique à la base du photovoltaïque

Avant d'explorer les perspectives de développement du photovoltaïque, il est nécessaire de rappeler les sous-jacents physiques de cette technologie et les évolutions technico-économiques récentes. C'est en 1839 que le physicien Antoine Becquerel et son fils réalisent la première observation de l'effet photovoltaïque qui se manifeste par un changement des propriétés électriques d'un matériau semi-conducteur lorsqu'il est soumis à un rayonnement. Ceci se traduit par l'apparition d'une tension électrique. Il faudra attendre près de 50 ans, pour que Charles Fritts fabrique ce que l'on peut appeler la première cellule photovoltaïque de l'histoire. Elle est constituée de sélénium et d'or pour un rendement d'environ...1%⁵. A cette époque, la compréhension du phénomène reste partielle. Les effets sont décrits, mais la raison physique profonde reste non expliquée.

En 1905, Albert Einstein propose une explication scientifique – qui lui vaudra le prix Nobel de physique en 1921 – en utilisant le concept de photon (« particule » de lumière). L'effet photovoltaïque provient d'une interaction entre la lumière et la structure nanométrique de la matière. Cette compréhension et la découverte en 1939 par l'ingénieur Russel Ohl de la jonction p/n – agencement de la matière dans une configuration appelée semi-conducteur – aboutira au dépôt en 1941 du premier brevet d'une cellule photovoltaïque par ce même ingénieur. Le concept de cellule photovoltaïque reposant sur l'effet photoélectrique et un agencement particulier de la matière est né.

Il est important de comprendre les spécificités du fondement de l'énergie photovoltaïque car elles ont des implications importantes pour son développement. Tous les autres moyens de production d'électricité utilisent des mécanismes macroscopiques pour produire de l'électricité : entraîner un alternateur pour produire de l'électricité. La différence entre les technologies vient de la force utilisée pour entraîner le rotor :

- le vent pour l'éolien ;
- l'eau pour les barrages hydrauliques, les usines marémotrices, les hydroliennes, les houlomoteurs ;
- la vapeur générée en utilisant l'énergie dégagée par la combustion du charbon/gaz/bois/pétrole, par les réactions de fissions nucléaires, par la concentration des rayons du soleil (solaire thermodynamique) ;
- la combustion directe d'hydrocarbures liquides dans des moteurs (principalement diesel).

Tous ces moyens de production ont en commun d'utiliser des mécanismes se produisant à une échelle macro (cm, m, km) et régis par les lois de la physique classique⁶, celle qui décrit le monde que nous voyons tous. A l'inverse, le photovoltaïque utilise des phénomènes se produisant à l'échelle nanométrique⁷, l'échelle des électrons eux-mêmes. Plusieurs implications :

- le photovoltaïque est beaucoup plus modulaire : on peut fabriquer une installation d'1W ou d'1GW (un milliard de fois plus grande !) ;
- le photovoltaïque est fondé directement sur la physique quantique, c'est-à-dire la physique qui règle le comportement de la matière à l'échelle nanométrique et en-dessous⁸. Or, la physique quantique n'a rien à voir avec la physique que nous « expérimentons » tous les jours. Dans ce monde nanométrique, on peut ralentir la lumière, on peut traverser des murs⁹... De fait, les possibilités de ce monde sont bien plus vastes que celles du monde classique constitué de turbines, de pâles d'éoliennes, de barrages de béton. Cela fait du photovoltaïque, une énergie à part comme nous le verrons plus loin.

.....
6. Hormis pour les réactions nucléaires qui font appel à la physique des particules pour la génération de la vapeur. En revanche, la production d'électricité se fait toujours par un mécanisme classique de génération de vapeur faisant tourner une turbine, actionnant un alternateur.

7. 1 nanomètre = 0,000 001 millimètre

8. Dans les cellules photovoltaïques actuelles, l'épaisseur des parties photo-actives va de un micron à une centaine de microns.

9. Dans la mécanique quantique on n'est pas dans un seul état (chaud ou froid, en haut ou en bas), mais on est avec certaines probabilités dans tous les états possibles à la fois. L'effet tunnel provient quant à lui du principe d'incertitude de Heisenberg qui décrit l'incertitude propre au monde nanométrique relative à la position et la vitesse, à l'énergie et à la durée, etc.

1.4 Les différentes technologies et usages du photovoltaïque

Les technologies photovoltaïques sont divisées en deux grandes catégories :

- les technologies basées sur des wafers, c'est-à-dire de fines tranches de matière assemblées les unes à côté des autres ;
- les technologies basées sur les couches minces pour lesquelles les éléments constitutifs sont « déposés » atome par atome comme on déposerait plusieurs couches de peinture sur un mur.

Aujourd'hui, la technologie des wafers (en bleu et orange sur la *Figure 2*) est la technologie principale du marché avec un cantonnement des couches minces (en vert) à un niveau limité. Il est souvent question de la compétition entre ces deux principaux types de technologies. Aux dires de plusieurs experts rencontrés, cette concurrence va finir par disparaître par convergence des technologies « couches minces » et « silicium cristallin » (on le voit déjà apparaître dans le cadre de technologies hybrides comme l'hétérojonction, qui consiste à déposer du silicium amorphe sur du silicium cristallin ou les multijonctions qui combinent d'autres matériaux sur du silicium cristallin)¹⁰.

Les usages du photovoltaïque

Du fait de sa grande malléabilité, le photovoltaïque peut être implémenté dans des dispositifs de quelques watts jusqu'à plusieurs centaines de Megawatts (1 million de watts...). On distingue ainsi les usages suivants.

- Les centrales au sol de quelques MW à plusieurs centaines de MW.
- Les installations sur toitures de quelques kW à quelques centaines de kW. Les plus petites sont généralement des installations pour des bâtiments résidentiels alors que les plus grandes sont sur des bâtiments tertiaires ou industriels.
- Les installations embarquées comme traditionnellement sur des satellites.

Concernant les installations embarquées, des évolutions récentes offrent de nouvelles possibilités d'intégration du photovoltaïque grâce à des innovations intégrant au plus près des usages les cellules photovoltaïques.

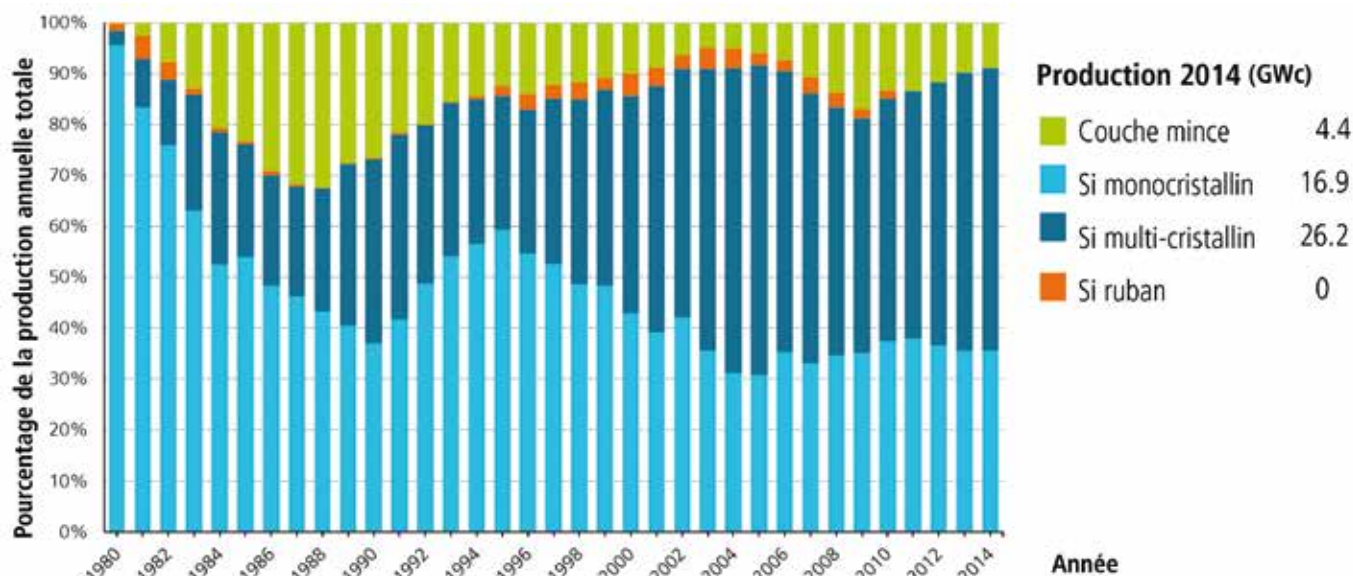
.....
10. Pour en savoir plus sur les évolutions technologiques en cours, voir l'annexe sur notre site www.fnh.org.

- Des sociétés comme Microsoft, Sun partner Technologies développent des films photovoltaïques permettant de générer une partie de la consommation électrique des téléphones portables. Pour un simple usage de la voix, l'autonomie est quasiment de 100%.
- L'intégration aux matériaux de construction de cellules photovoltaïques permet une plus grande flexibilité architecturale que celle des panneaux photovoltaïques traditionnels.

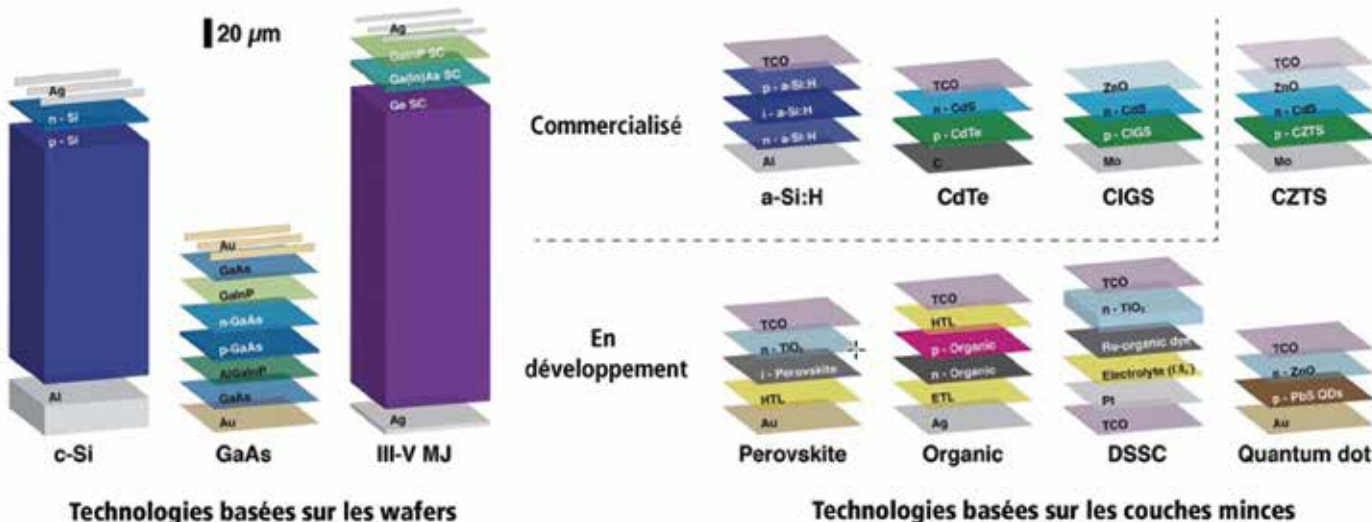
- L'intégration de cellules photovoltaïques dans les moyens de transport pour répondre à une partie des consommations énergétiques.

Ces nouveaux usages, ne représentant qu'une petite partie de la puissance installée (principalement emmenée par le secteur de la production d'électricité), n'entrent pas dans le champ de la présente étude. Notons, cependant, qu'ils pourraient constituer un puissant vecteur d'innovation entraînant l'ensemble de la filière car leur modèle économique

est complètement distinct de celui des centrales au sol ou des installations résidentielles. En effet, autant le consommateur sera attentif à la compétitivité d'une installation photovoltaïque dont l'unique objet est de produire de l'électricité, autant il est fort probable qu'il n'hésitera pas à ajouter quelques dizaines d'euros pour avoir le dernier smartphone à la mode produisant une part de l'électricité qu'il consomme (même si cette électricité est beaucoup plus chère que celle tirée du réseau).



► FIGURE 2 : EVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ DES PRINCIPALES TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAÏQUES SUR LE MARCHÉ DE LA PRODUCTION DES CELLULES, INSTITUT FRAUNHOFER, 2015



► FIGURE 3 : SCHÉMAS DES PRINCIPALES TECHNOLOGIES EXISTANTES DE CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES (COMMERCIALISÉES OU EN DÉVELOPPEMENT) «THE FUTURE OF SOLAR ENERGY», MIT, 2015*

* Chaque schéma représente les différentes couches constitutives de la cellule photovoltaïque, ainsi que leur épaisseur relative.

2. ETAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT DU PV : LES DONNÉES ÉCONOMIQUES ET PHYSIQUES.

Longtemps cantonnée à un marché de niche, l'industrie du photovoltaïque, ses performances et sa compétitivité ont énormément évolué au cours des dernières années. Comme nous allons le voir dans cette partie, le photovoltaïque est déjà aujourd'hui un moyen de production d'électricité compétitif dans plusieurs pays. Ses perspectives de développement sont encore importantes.

A l'inverse, les moyens de production conventionnels voient globalement leurs coûts croître. C'est le propre des technologies matures pour lesquelles aucun gain massif n'est à attendre. Les principes physiques de la thermodynamique ne seront pas dépassés. Les rendements de 30 à 50% déjà atteints correspondent au maximum théorique. Les améliorations ne seront donc que des améliorations continues. En revanche, certaines composantes du coût de ces installations continueront à croître du fait de :

- l'accroissement des exigences de sûreté et de sécurité pour le nucléaire, à toutes les étapes du cycle complet ;
- la prise en compte progressive du coût des émissions des gaz à effet de serre pour les centrales au gaz et au charbon ;
- la mise en place de système de capture et de stockage de CO₂ pour les centrales utilisant des combustibles fossiles (et ce à condition que la rentabilité économique et la durabilité à une échelle globale soient prouvées ce qui n'est pas encore le cas) ;
- la mise en place de normes de réduction des émissions de particules dues aux centrales électriques fonctionnant au charbon.

La technologie photovoltaïque, comme nous l'avons présenté dans la partie précédente, repose sur des principes physiques totalement différents. Tous les autres moyens de production d'électricité reposent sur la mécanique classique pour la stricte partie générant de l'électricité. La mécanique quantique, sous-jacent physique de la technologie photovoltaïque,

offre d'importantes possibilités de développement permettant d'améliorer encore la compétitivité de cette technologie.

2.1 D'un marché de niche à une industrie compétitive dans plusieurs pays

2.1.1 Le photovoltaïque, longtemps cantonné à un marché de niche

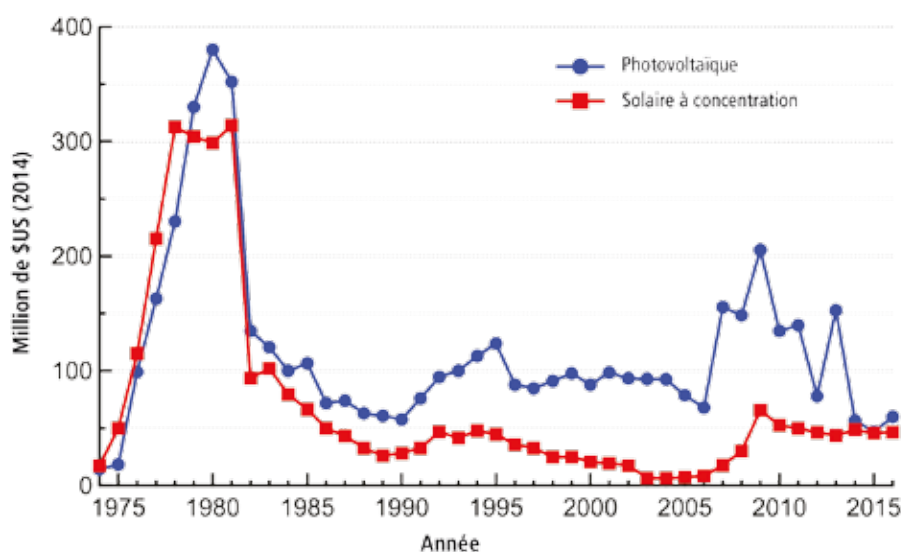
Le 4 septembre 1882, Thomas Edison mettait en service la première centrale électrique utilisant le charbon comme source d'énergie primaire pour alimenter l'éclairage de bâtiments aux alentours de Wall Street. La production des premières centrales électriques a tout de suite été utilisée pour satisfaire les principaux usages de l'humanité (l'éclairage, puis le transport et le fonctionnement des machines) et, ce, de façon massive (des quartiers puis des villes entières ont rapidement connu une vague d'électrification, pour l'éclairage par exemple).

Le photovoltaïque est lui resté longtemps cantonné au marché de niche du spatial avec la première utilisation en 1958. Les

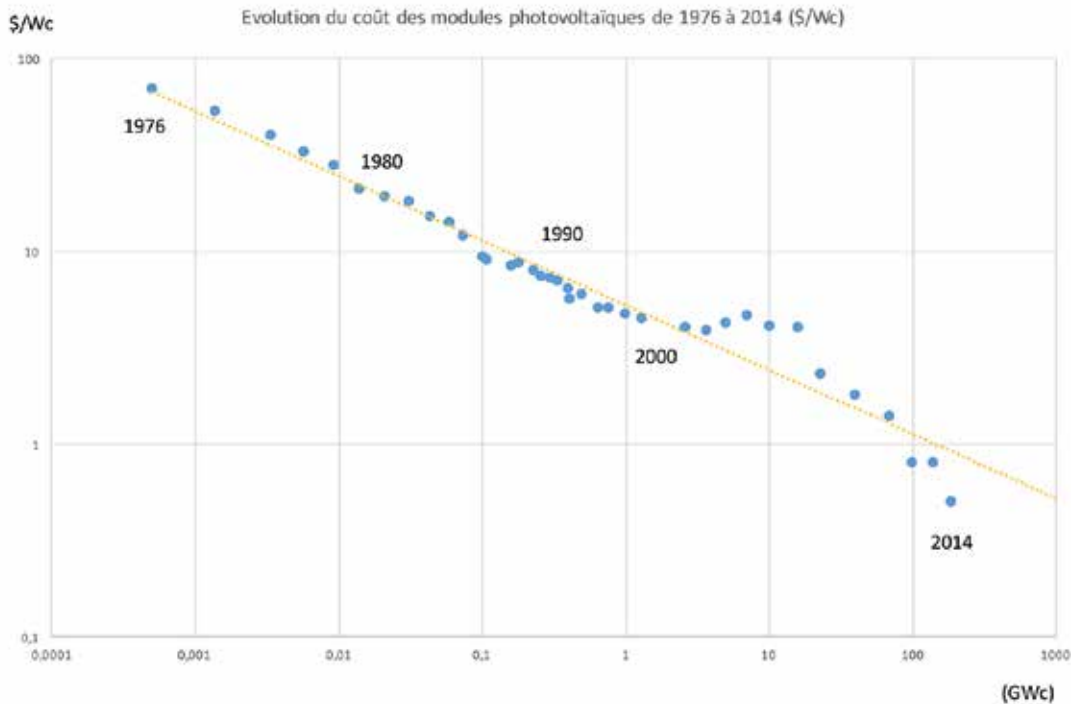
faibles rendements (environ 5% à l'époque) et le coût associé ne permettaient pas d'envisager une utilisation massive pour les besoins électriques principaux de l'humanité.

Dans les années 70 et 80, de nombreux pays ont cherché des solutions énergétiques alternatives au pétrole. La France qui avait fortement investi dans l'énergie solaire avec la création du Comes, le Commissariat à l'énergie solaire, faisait alors partie des leaders dans ce domaine. Un grand nombre de concepts photovoltaïques ont été imaginés à cette époque. Cependant, la conjonction de la préférence pour le nucléaire (motivée également pour des raisons militaires), du contre-choc pétrolier et du coût élevé des technologies solaires a mené à l'abandon quasi-total des recherches en la matière. La France n'était pas un cas à part comme le montre l'évolution de l'investissement du budget du Département of Energy des Etats Unis consacré au solaire.

Ainsi, des années 80 à la fin des années 90, les énergies renouvelables d'une manière générale et le photovoltaïque en particulier sont complètement sortis des préoccupations des énergéticiens et des politiques énergétiques.



► FIGURE 4 : INVESTISSEMENT DANS LA RECHERCHE SUR LES TECHNOLOGIES SOLAIRES DU DÉPARTEMENT DE L'ÉNERGIE DES ÉTATS-UNIS (HORS RECHERCHE FONDAMENTALE), THE FUTURE OF SOLAR ENERGY, MIT, 2015



► FIGURE 5 : EVOLUTION DU COÛT DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES EN FONCTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE CUMULÉE, DONNÉES : INSTITUT FRANHOFFER, MIT, AIE, ILLUSTRATION : FONDATION NICOLAS HULOT

2.1.2 Les programmes de soutien permettent l'accès à un marché suffisant pour faire baisser les coûts

Dans les années 2000, le démarrage des programmes de soutien, notamment européens, a ouvert au photovoltaïque des tailles de marché lui permettant d'entrer dans des zones de coûts compatibles avec un marché de masse. Cela a, de plus, rendu visible une dynamique existant depuis plusieurs décennies.

En effet, les coûts de fabrication du photovoltaïque baissent quand la taille du marché augmente. Les raisons de cette évolution sont diverses (liste non exhaustive).¹¹

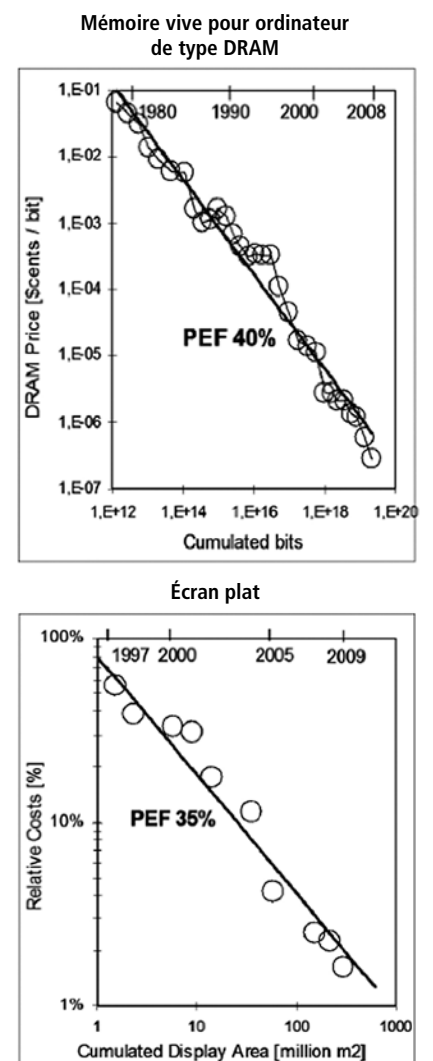
- La production de biens électroniques permet une automatisation et un accroissement de la taille des usines de fabrication. Produire dans une usine de 100 MW ou d'1 GW n'a pas le même coût par Watt produit.
- L'investissement en R&D rendu possible par l'accroissement du marché permet de diminuer les quantités de matières utilisées (et donc les coûts y afférent) sans dégrader les performances et la qualité des modules photovoltaïques.
- De même la R&D permet l'amélioration des rendements énergétiques contribuant à une optimisation des coûts.

On retrouve le même phénomène que dans des marchés plus classiques de l'électronique (Figure 6).

La taille du marché a également eu un impact sur les industries connexes au photovoltaïque tel que l'approvisionnement en silicium. Jusqu'en 2008, du fait de la petite taille du marché du photovoltaïque et de son exigence de qualité moindre que celle de la microélectronique, les producteurs de silicium se sont limités à utiliser les chutes de production du silicium électronique pour alimenter le secteur du photovoltaïque. La croissance de la demande de ce secteur a vite créé des tensions non pas liées à un problème d'approvisionnement en matière première¹² mais à la structuration de l'industrie. La décision des producteurs de silicium de créer des installations dédiées au photovoltaïque a permis de résoudre les problèmes d'approvisionnement et de développer une industrie totalement adaptée à ce secteur. Cette démarche était essentielle pour la poursuite de l'amélioration de la compétitivité des cellules photovoltaïques au silicium. Aujourd'hui, la filière solaire représente environ 300 kT de silicium par an alors que la filière de l'électronique ne génère qu'une production de 40 kT/an ! Cette évolution parmi d'autres permet de dire aujourd'hui que le photovoltaïque est devenu un segment à part entière de l'optoélectronique.

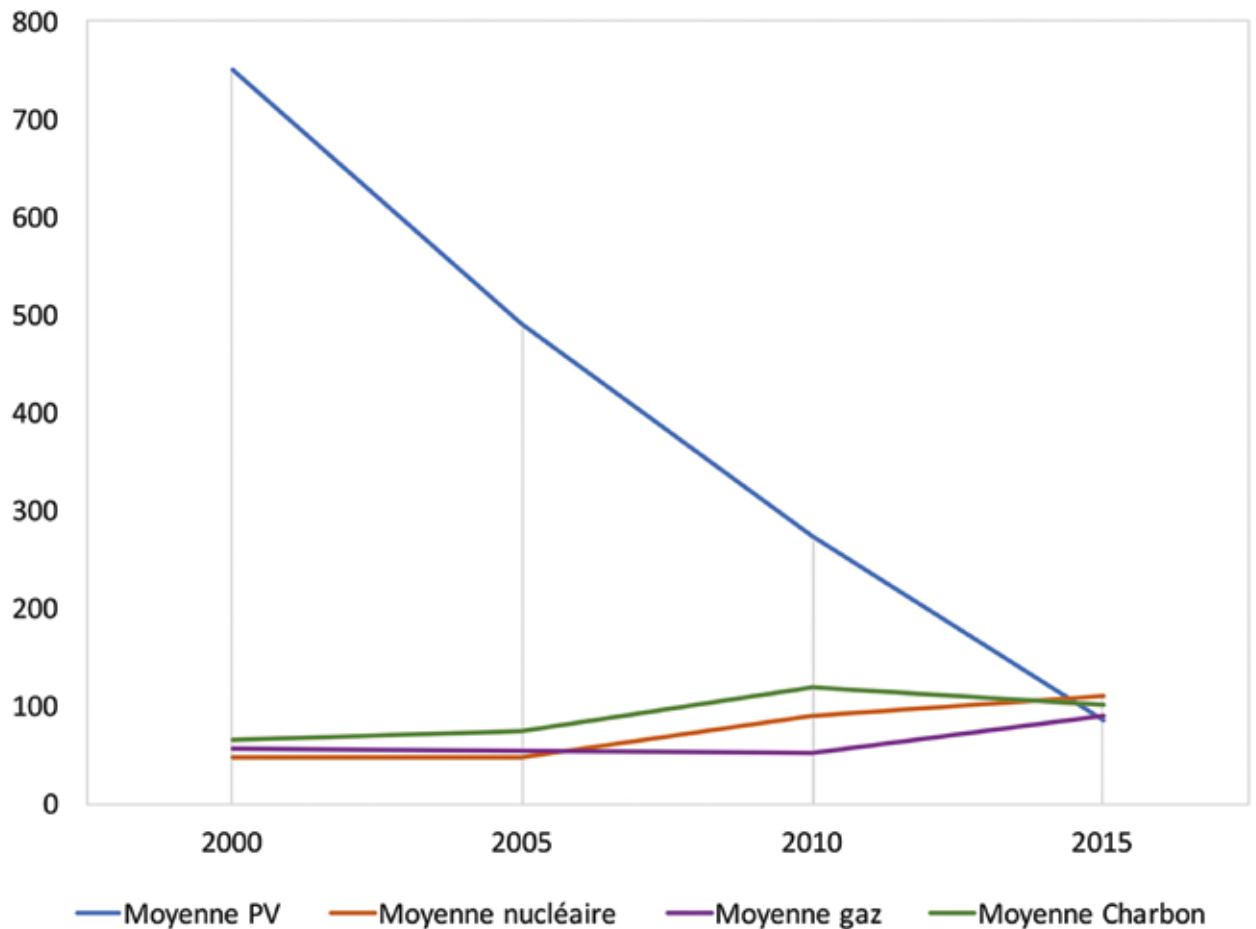
11 - Ces différents points et d'autres seront approfondis dans la partie 2.2.

12 - Le silicium est le deuxième plus abondant élément de la croûte terrestre.



► FIGURE 6 : EVOLUTION DES COÛTS DE LA MÉMOIRE VIVE DE TYPE DRAM UTILISÉE DANS LES ORDINATEURS ET DES ÉCRANS PLATS EN FONCTION DE LA TAILLE CUMULÉE DE LEUR MARCHÉ RESPECTIF, WIENFRIED HOFFMANN, ASE, 2014

Comparaison des LCOE du PV / nucléaire / gaz / charbon (\$/MWh)



► **FIGURE 7 : COMPARAISON DES LCOE* DU PV / NUCLÉAIRE / GAZ / CHARBON**, INSTITUT FRAUNHOFER, DONNÉES TARIFS DE RACHAT DES INSTALLATIONS PV AU SOL EN FRANCE, LAZARD, TCDB (HORS COÛT DU CO₂), ETP AIE 2015. ILLUSTRATION : FONDATION NICOLAS HULOT.

LECTURE : LE LCOE D'UNE NOUVELLE INSTALLATION SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EST PASSÉ D'ENVIRON 750\$/MWH EN 2000 À ENVIRON 85\$/MWH AUJOURD'HUI.

* LCOE = Levelized Cost Of Energy = Coût complet d'un moyen de production en actualisant sa production sur sa durée de vie. Dans les références utilisées pour tracer ce graphique, le taux d'actualisation pour le LCOE est compris dans une fourchette de 6 à 8% selon les références quand une telle donnée est disponible.

2.1.3 Le photovoltaïque est aujourd'hui compétitif dans de nombreux pays.

Jusqu'à récemment, l'électricité produite à partir du photovoltaïque était une énergie très chère comparativement aux autres technologies de production d'électricité (gaz, charbon, nucléaire) comme le montre la *Figure 7*. Ainsi, le photovoltaïque n'avait pas de viabilité économique sans subventions étatiques.

En 2015, ce n'est plus le cas dans de nombreux pays : le LCOE du photovoltaïque est du même ordre que celui d'autres moyens de production conventionnels.

Dans certains pays, cette compétitivité est même beaucoup plus importante comme le laissent supposer les données de certains récents appels d'offre :

- A Austin, SunEdison a gagné un PPA¹³ pour vendre son électricité à 50\$/MWh [ce tarif inclut le soutien fédéral via un crédit d'impôt, ce qui revient, hors aide, à 70\$/MWh].
- A Dubai, ACWA Power a gagné un PPA à environ 60\$/MWh sans soutien. De l'aveu de certains compétiteurs, le taux de financement compétitif obtenu par ACWA Power explique ces niveaux, mais néanmoins, sans cela, les autres meilleurs concurrents étaient à 65-70\$/MWh.

De fait, le potentiel du photovoltaïque pour les années à venir, comme nous allons le voir dans la suite de ce rapport, s'avère profondément modifié par rapport à ce qui pouvait être envisagé, ne serait-ce qu'il y a 3 ans.

13 - PPA : Power Purchase Agreement = contrat d'achat de l'électricité sur une période donnée à un prix donné entre un producteur et un commercialisateur



LE LCOE (LEVELIZED COST OF ENERGY), OU « COÛT ACTUALISÉ DE L'ÉNERGIE ».

La compétitivité d'une unité de production d'électricité est impactée par deux données économiques : (i) l'ampleur de l'investissement initial (exprimé en \$/W), qui en fonction des conditions d'accès au financement, aura un impact sur la décision de lancer ou non le projet¹, et (ii) le coût complet (aussi appelé LCOE) de production d'un kilowattheure (kWh) sur la durée de vie de l'équipement qui le produit.

Le LCOE intègre ainsi l'amortissement de l'investissement initial et les coûts d'exploitation (maintenance, coût de l'énergie primaire) sur la durée de vie de l'installation rapportés à l'ensemble des kWh produits. Dans la présente étude, il est calculé avec un taux d'actualisation de 5% [ce taux intégrant le coût du capital et le coût de la dette nécessaire au financement]. Globalement, le LCOE permet d'assurer une certaine comparabilité en termes de coût complet de production entre différents moyens de production.

Pour certains acteurs, le LCOE du solaire photovoltaïque et ceux de moyens de production conventionnels ne seraient pas comparables² (nucléaire, gaz, charbon) car les profils de production ne sont pas les mêmes. Il faudrait donc comparer le LCOE du solaire photovoltaïque auquel on ajouterait le LCOE de moyens de « back up » (cf. ci-après).

En effet, le photovoltaïque produit de l'énergie de façon variable au cours du temps : le profil de production moyen du photovoltaïque à l'échelle nationale a une forme de cloche dont l'amplitude varie d'un jour sur l'autre (en fonction de l'intensité globale de l'ensoleillement). Cette variation est aléatoire bien que parfaitement prévisible la veille. Pour assurer

la fourniture d'électricité liée au profil de consommation de la demande d'électricité à l'échelle nationale, il est donc nécessaire de compléter la production d'électricité photovoltaïque par des « backups³ ». Même si la demande est la plus importante pendant la période de production du photovoltaïque, il faut assurer un niveau minimum de production la nuit.

A l'inverse, pour les centrales conventionnelles (charbon, gaz et nucléaire), le LCOE est basé sur un fonctionnement en base c'est-à-dire qu'elles fonctionnent en continu à puissance constante. Pour assurer la fourniture d'électricité liée au profil de consommation de la demande d'électricité à l'échelle nationale, il est nécessaire de compléter en journée la production en base du fait de la consommation plus importante à cette période de la journée. Il est possible de faire varier la production du gaz et du charbon au cours d'une journée comme le fait la consommation. Cependant, cela surenchérit de façon importante le coût de production (principalement par un amortissement des coûts fixes sur un volume réduit d'électricité) et cela s'apparente au coût supplémentaire du « back up » du solaire photovoltaïque. Pour le nucléaire, en raison de contraintes techniques⁴, il est nécessaire d'ajouter des moyens de production dédiés pour répondre à la demande quand celle-ci est supérieure à la production de base. Ce surcoût s'apparente également au surcoût du « back-up » pour le photovoltaïque. Ainsi, au premier ordre, nous pouvons dire qu'en 2015, les nouvelles installations photovoltaïque, nucléaire, gaz, charbon ont des coûts de production similaires.

.....
3. Un backup est un moyen de production utilisé pour compenser la non adéquation d'un moyen de production principal avec la demande.

4. Notons sur ce point, que le LCOE du nucléaire au niveau français n'intègre pas un back-up qui lui est indispensable et qui a été conçu pour lui du fait (i) de sa faible flexibilité et (ii) de sa surcapacité la nuit. Ce back-up ce sont les 4 GW des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).

1. Ces éléments sont analysés dans les deux parties suivantes.

2. Ces comparaisons sont néanmoins faites systématiquement et, comme nous le montrons, pas dénuées de sens au premier ordre.

2.2 Évolution des coûts récents et à venir d'un module photovoltaïque

Un module photovoltaïque de la fabrication de la cellule à sa mise en service repose sur trois composantes de coûts.

- Les modules photovoltaïques comprennent les cellules produisant l'électricité ainsi que des verres pour protéger ces cellules et un cadre pour maintenir l'étanchéité globale.
- Les onduleurs permettent de convertir le courant continu produit par les modules en courant alternatif contenu dans nos réseaux électriques.
- Le « Balance of system » comprend tous les autres coûts (câblages électriques, connexion aux réseaux ; génie civil, structure ; installation ; étude, planning, administration, taxes, etc.).

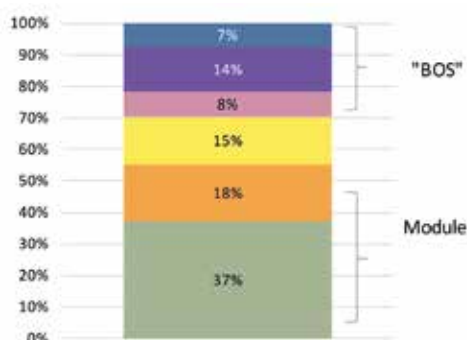
Cette partie passe en revue les évolutions récentes et à venir permettant l'amélioration de la compétitivité du photovoltaïque. Sur les prochaines années, les drivers de la compétitivité ne sont pas perçus de la même manière par les experts.

- Pour certains, c'est de l'amélioration des processus industriels que viendraient les évolutions de compétitivité tant au niveau de la production des différents équipements (modules, onduleurs) que de la partie installation.
- Pour d'autres, l'innovation technologique au niveau des cellules¹⁴ sera le moteur de la compétitivité.
- Pour d'autres encore, les améliorations se feront sur un mélange de ces deux aspects¹⁵.

14. Pour les innovations technologiques en cours voir l'annexe sur notre site www.fnh.org
15. MIT

Décomposition des coûts d'une installation photovoltaïque au sol

■ Cellule
■ Onduleur
■ Structure
■ Fabrication module
■ Elec + réseau
■ Instal.



► FIGURE 8 : DÉCOMPOSITION DES COÛTS D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE AU SOL HORS COÛTS GÉNÉRAUX ET ADMINISTRATIFS, SOURCE ADEME, MIT, ITRPV, INSTITUT FRAUNHOFER, ILLUSTRATION FONDATION NICOLAS HULOT*

* L'objectif de ce graphique est de donner une idée de la répartition des coûts d'une installation photovoltaïque au sol. Cette répartition varie bien sûr pour chaque installation.

2.2.1 Amélioration du rendement des cellules photovoltaïques

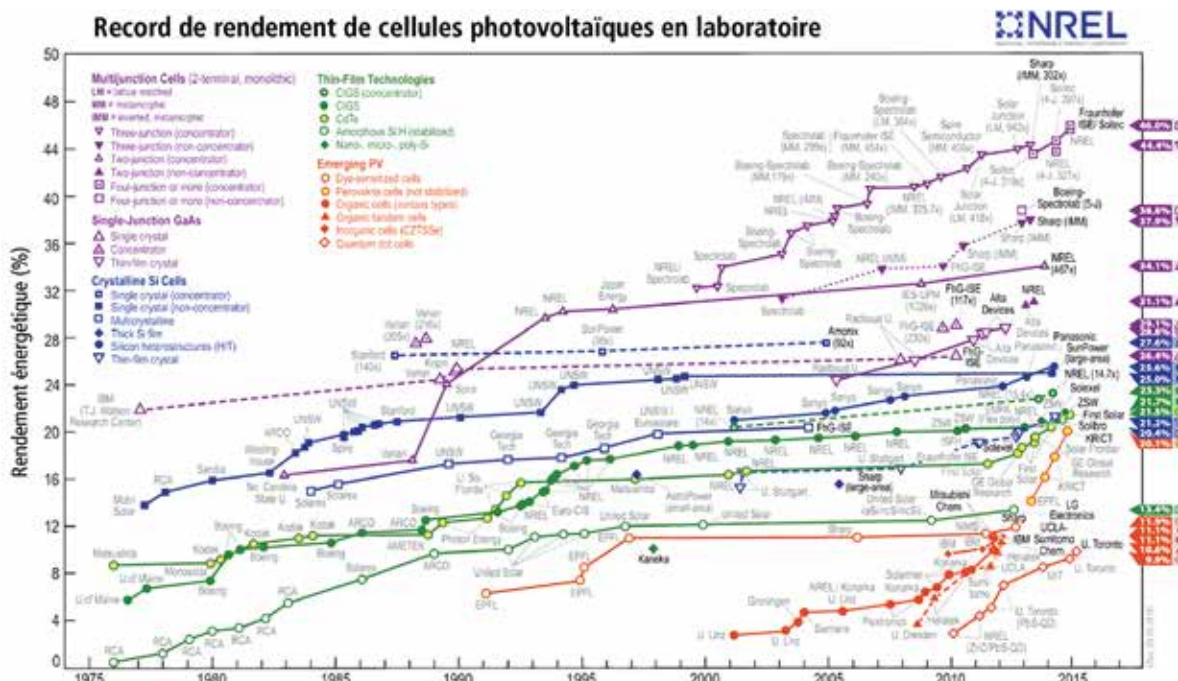
Au cours des 40 dernières années, les rendements énergétiques des cellules ont beaucoup évolué.

Les rendements identifiés sur la Figure 9 ne sont toutefois pas ceux des cellules commercialisées ni des modules. D'une manière générale, il y a un écart d'environ 2 à 6% entre le rendement d'une cellule en laboratoire et celui d'un module industriel. Aujourd'hui, les rendements des modules industriels pour les technologies basées sur le silicium cristallin se situent autour de 15-21% et sur les couches minces autour de 12-15%. Les pertes de rendement des modules industriels par rapport aux cellules en laboratoire s'expliquent :

- par l'existence de défauts plus importants et plus nombreux dans une cellule industrielle par rapport à une cellule de laboratoire « fait main » et particulièrement sélectionnée ;
- par des phénomènes d'absorption et de « dégradation » de la qualité des cellules une fois interconnectées et encapsulées dans un module.

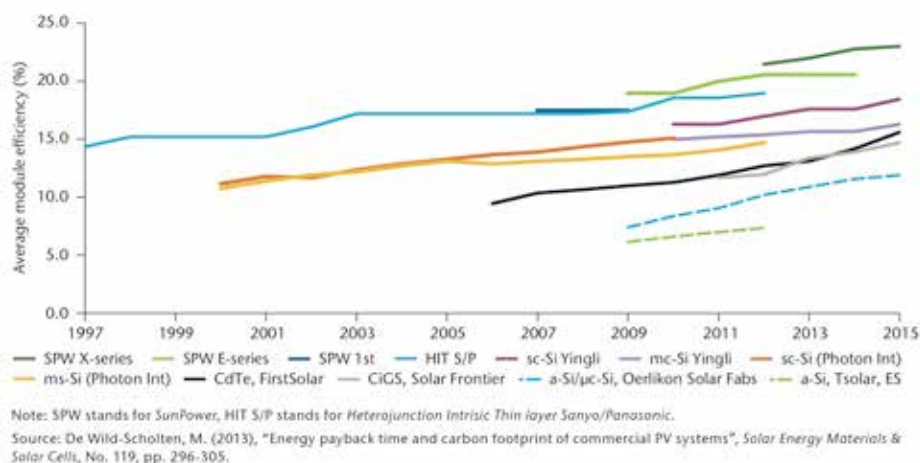
Les améliorations à venir

La Figure 9 montre que les rendements des cellules au niveau des laboratoires ont plutôt stagné dans les années 2000. A l'inverse, les rendements des modules ont progressivement augmenté (Figure 10). Ceci confirme l'affirmation de certains experts selon lesquels ces dernières années, l'amélioration des rendements est plus venue de celle des processus industriels pour implémenter les technologies que de l'innovation sur les cellules.



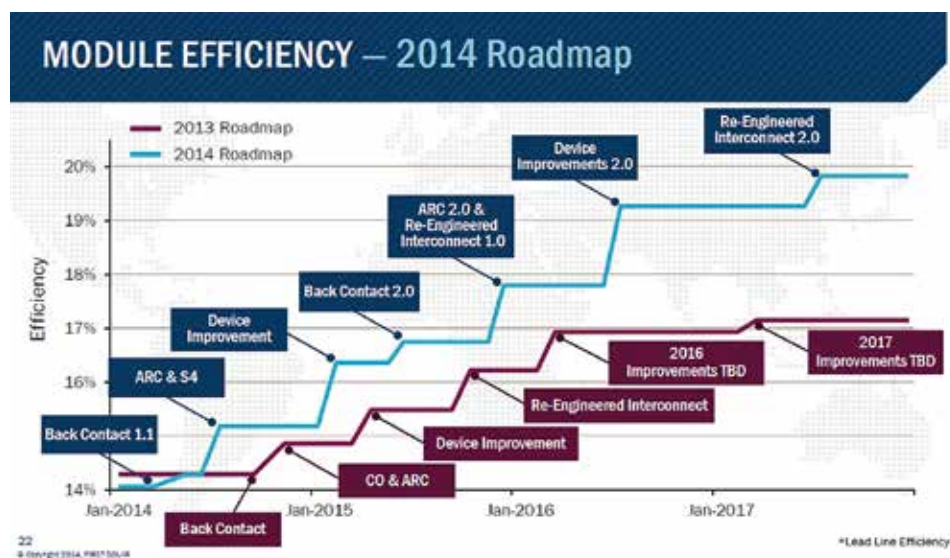
► FIGURE 9 : ÉVOLUTION DES MEILLEURS RENDEMENTS EN LABORATOIRE DE CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES, NREL, 2015.

LECTURE : LES RENDEMENTS EN LABORATOIRE DES CELLULES BASÉES SUR LE SILICIUM (EN BLEU) SONT PASSÉS D'ENVIRON 14% DANS LES ANNÉES 70 À ENVIRON 25% AUJOURD'HUI. LES DONNÉES EN VIOLET CORRESPONDENT AU RENDEMENT DU SOLAIRE À CONCENTRATION ET N'ENTRENT PAS DANS LE CHAMP DE CETTE ÉTUDE.



► **FIGURE 10** : EVOLUTION DU RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE DES PRINCIPAUX MODULES COMMERCIAUX DEPUIS 1997*, «TECHNOLOGY ROADMAP SOLAR PHOTOVOLTAIC ENERGY», AIE, 2014

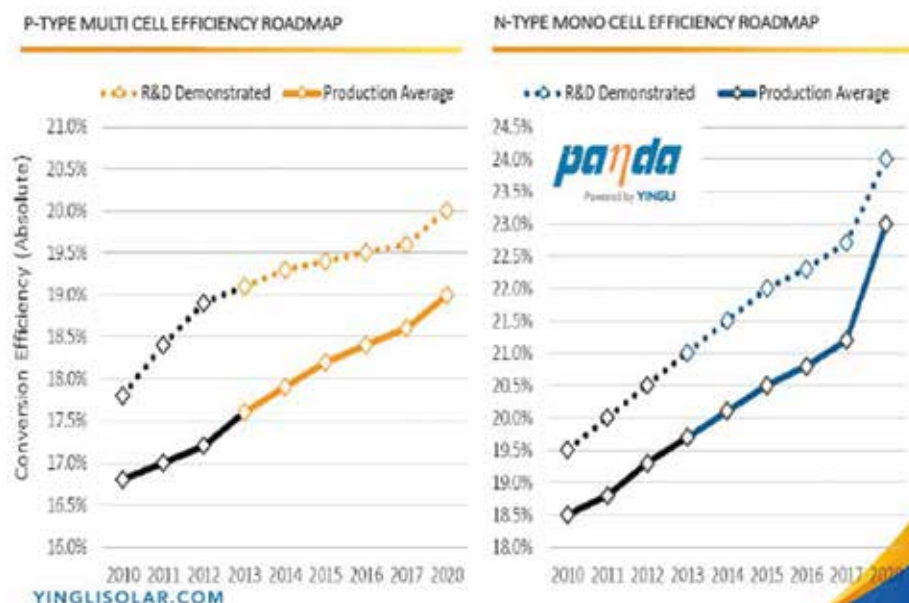
* sc-Si = silicium monocristallin, mc-Si = silicium multicristallin, a-Si = silicium amorphe



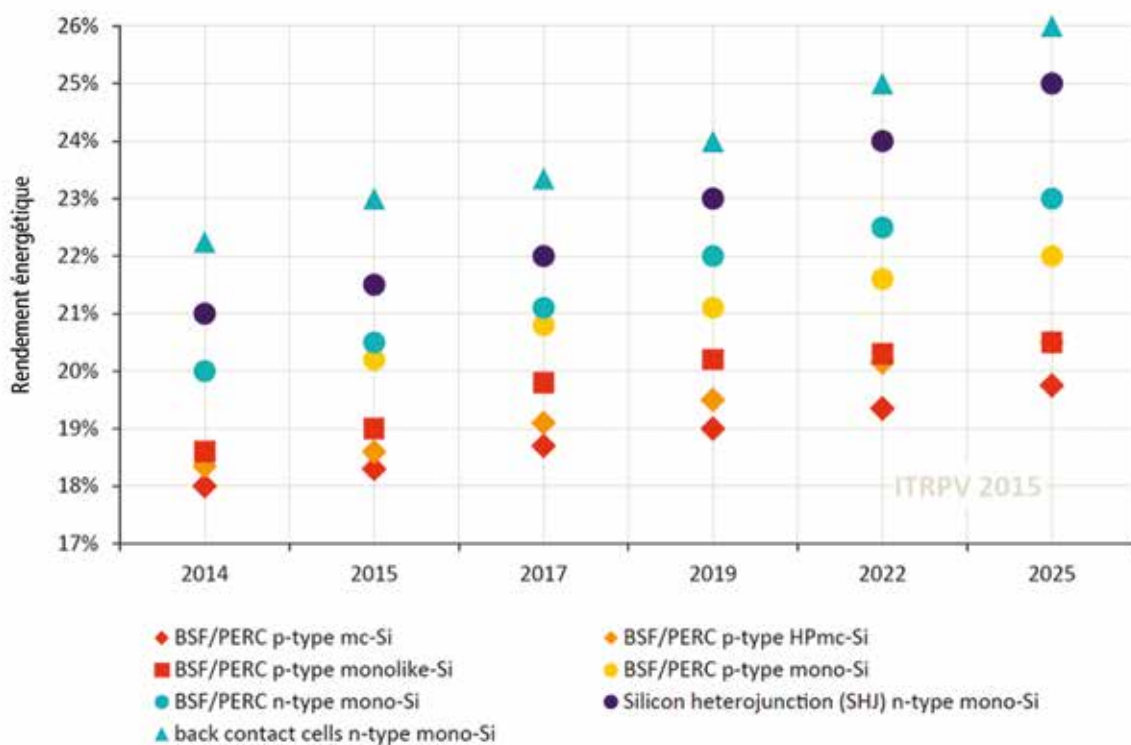
► **FIGURE 11** : ROADMAP 2014 DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DES CELLULES DE FIRST SOLAR, 2014*

NON SEULEMENT LA ROADMAP DE 2014 IDENTIFIE TOUTES LES AMÉLIORATIONS À RÉALISER PAR RAPPORT AUX INCERTITUDES DE 2013 MAIS EN PLUS ELLE PRÉVOIT UN RENDEMENT 15-20% SUPÉRIEUR À CELUI DE LA ROADMAP DE 2013.

* ARC = anti-reflection coating, TBD = To be done = à déterminer ; CO = coating



► **FIGURE 12** : ROADMAP 2014 DES CELLULES DE YINGLI, 2015



► FIGURE 13 : PERSPECTIVE D'ÉVOLUTION DES RENDEMENTS DES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES À L'HORIZON 2025, «INTERNATIONAL TECHNOLOGY ROADMAP FOR PHOTOVOLTAIC», 2015*

* mono-Si = silicium monocristallin, mc-Si = silicium multicristallin

En revanche, ces dernières années, de nouvelles innovations sont apparues au niveau de la recherche et développement permettant d'améliorer les rendements de certaines technologies de façon significative. C'est le cas pour les couches minces notamment pour la technologie de First Solar qui a récemment revu sa roadmap à la hausse ainsi que pour la roadmap de Yingli, l'un des principaux producteurs de cellules photovoltaïques utilisant la technologie du silicium cristallin.

Les données de l'ITRPV¹⁶ présentées à la Figure 13 vont dans le même sens. Par ailleurs, les indications de la roadmap de Yingli sur l'une de ses technologies montrent l'importance de l'innovation sur les cellules dans l'amélioration de leur compétitivité. Ceci confirme les estimations des experts indiquant une reprise du driver innovation dans la compétitivité du photovoltaïque et une amélioration des rendements des modules passant d'une fourchette de 15-20% à 20-25% dans les 5-10 prochaines années.

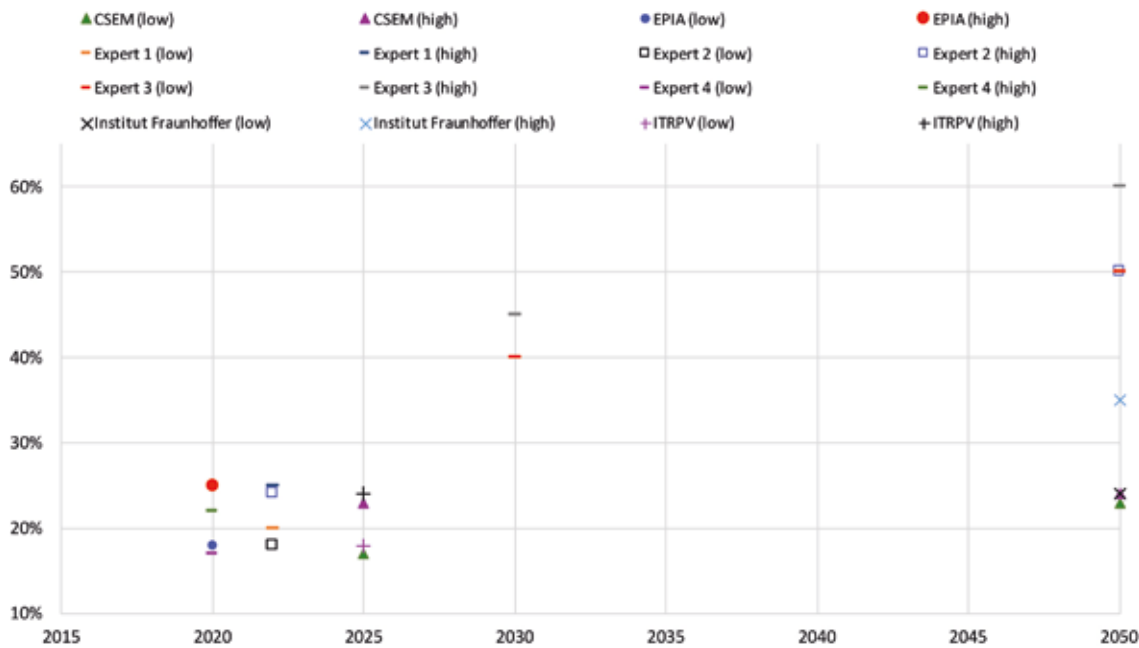
16. ITRPV = International Technology Roadmap for Photovoltaic = regroupe des industriels du photovoltaïque sur toute la chaîne de valeur pour étudier les évolutions technologiques liées au photovoltaïque.

A plus long terme, les experts sont plus divisés.

Certains voient une asymptote à 30% car ils ne sont pas convaincus, ou très prudents, sur la capacité à mettre en œuvre les nouvelles technologies photovoltaïques permettant de dépasser le rendement théorique d'une cellule standard (monojonction)¹⁷. D'autres, pensent que nous aurons des modules photovoltaïques avec un rendement énergétique allant au-delà de 30% à l'horizon 2030 et supérieur à 50% à l'horizon 2050. Les travaux et les axes de développement de certains laboratoires visant à implémenter de nouvelles méthodes avec des matières premières les plus abondantes possibles et des équipements « communs », laissent à penser que l'atteinte d'un rendement de 40 à 50% est possible.

17. Le rendement des cellules monojonction telles qu'elles sont actuellement conçues est limité à 30%. C'est ce que l'on appelle la limite Shockley-Queisser du nom des physiciens l'ayant établie. Les cellules utilisant des concentrateurs arrivent aujourd'hui à dépasser ce rendement car leur rendement théorique est supérieur. Cependant, les technologies à concentration ne sont pas une piste privilégiée par la FNH du fait de la complexité additionnelle ajoutée par la concentration. Par ailleurs, le coût de ces technologies reste bien plus élevé que celui des cellules sans concentration.

PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DU RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE DES MODULES PV



► FIGURE 14 : PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DES RENDEMENTS DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES À L'HORIZON 2050, ITRPV, INSTITUT FRAUNHOFER, CEA, EPIA, CSEM, EXPERTS INTERROGÉS, ILLUSTRATION FONDATION NICOLAS HULOT.

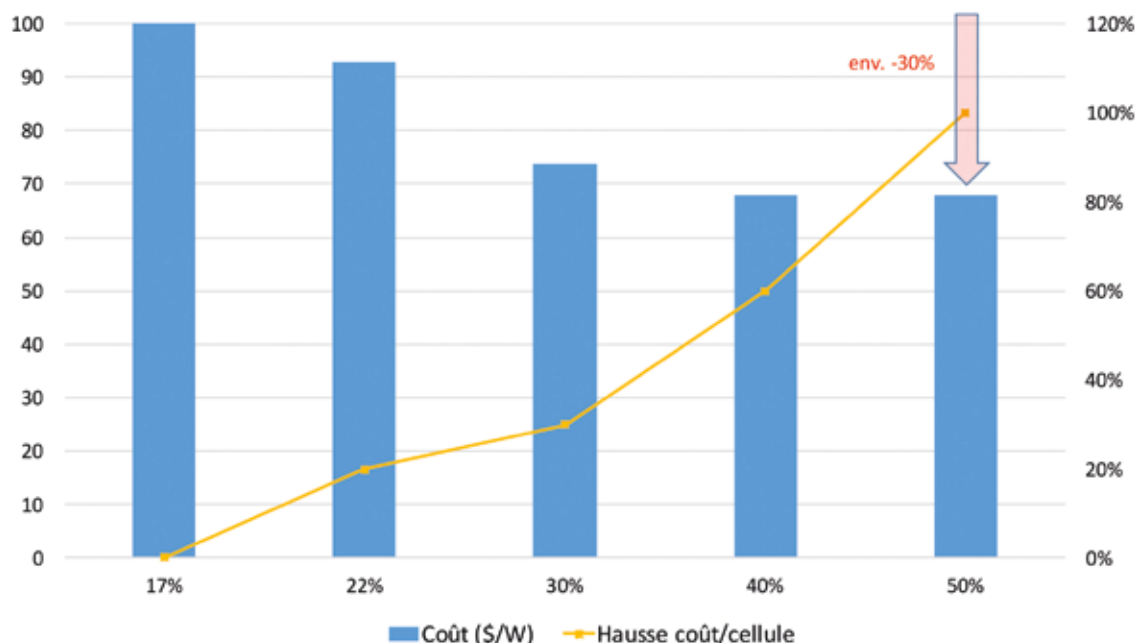
LECTURE : LES PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DES RENDEMENTS MONTRANT UNE ÉVOLUTION DANS UNE TRANCHE 20-25% À 5-10 ANS AVEC AU-DELÀ DES ÉCARTS IMPORTANTS SELON LES ANTICIPATIONS À DÉPLOYER DES CELLULES DÉPASSANT LA LIMITE DE 30%.

L'amélioration du rendement peut avoir un impact sur différentes composantes de coûts.

- La première concerne la partie Balance of System (BOS) (voir ci-après paragraphe 2.2.4)
- La seconde concerne le coût par watt des cellules. Les développements au niveau des laboratoires se font toujours sous la contrainte des coûts de produc-

tion : le surcoût de production pour une cellule à plus haut rendement ne doit pas entraîner une hausse du coût de la capacité unitaire de production en \$/W ou €/W ni sur le LCOE (également lié à la durée de vie des installations). La Figure 15 montre que même une hausse significative du coût de fabrication d'une cellule peut conduire à une baisse importante du coût par watt du fait de l'amélioration des rendements.

Coût d'une cellule par W en fonction de l'évolution du coût unitaire d'une cellule et de son rendement énergétique



► FIGURE 15 : ÉVOLUTION DU COÛT DE PRODUCTION D'UNE CELLULE EN \$/W (EN BASE 100) EN FONCTION DE L'ÉVOLUTION DU COÛT UNITAIRE DE FABRICATION D'UNE CELLULE (ON CONSIDÈRE QUE LA TAILLE DES CELLULES EST LA MÊME EN FONCTION DES DIFFÉRENTS RENDEMENTS) ET DE SON RENDEMENT (LES RENDEMENTS DE 17% ET 22% CORRESPONDENT À PEU PRÈS AUX EXTRÉMITÉS DE LA FOURCHETTE DE RENDEMENT DES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES AU SILICIUM). LECTURE : SI L'ON PREND UNE CELLULE AVEC UN RENDEMENT DE 17% DONT LE COÛT PAR UNITÉ DE PUISSANCE EST PRIS COMME RÉFÉRENCE À 100 ET SI L'ON SUPPOSE QUE POUR FAIRE PASSER LE RENDEMENT DE CETTE CELLULE À 50% CELA IMPLIQUE D'ACCROÎTRE LES COÛTS DE FABRICATION DE PRÈS DE 100%, LE COÛT PAR UNITÉ DE PUISSANCE DE CETTE NOUVELLE CELLULE SERA INFÉRIEUR DE 30% À CELUI DE LA CELLULE AYANT UN RENDEMENT DE 17%.

2.2.2 L'impact de l'amélioration des processus industriels sur la compétitivité du photovoltaïque

Réduction des coûts de fabrication des cellules

C'est un axe de recherche encore très important. Pour certains experts, le principal. Il vise à diminuer les quantités de matières utilisées pour fabriquer les cellules, les quantités de matière utilisées au niveau des machines de fabrication (les consommables), le nombre d'étapes nécessaires pour la fabrication d'une cellule et à améliorer la qualité de fabrication.

Améliorer la qualité des produits

L'amélioration de la qualité des produits permet de limiter les défauts et donc les pertes induites tout en rapprochant les rendements des cellules industrielles de ceux des cellules réalisées en laboratoire.

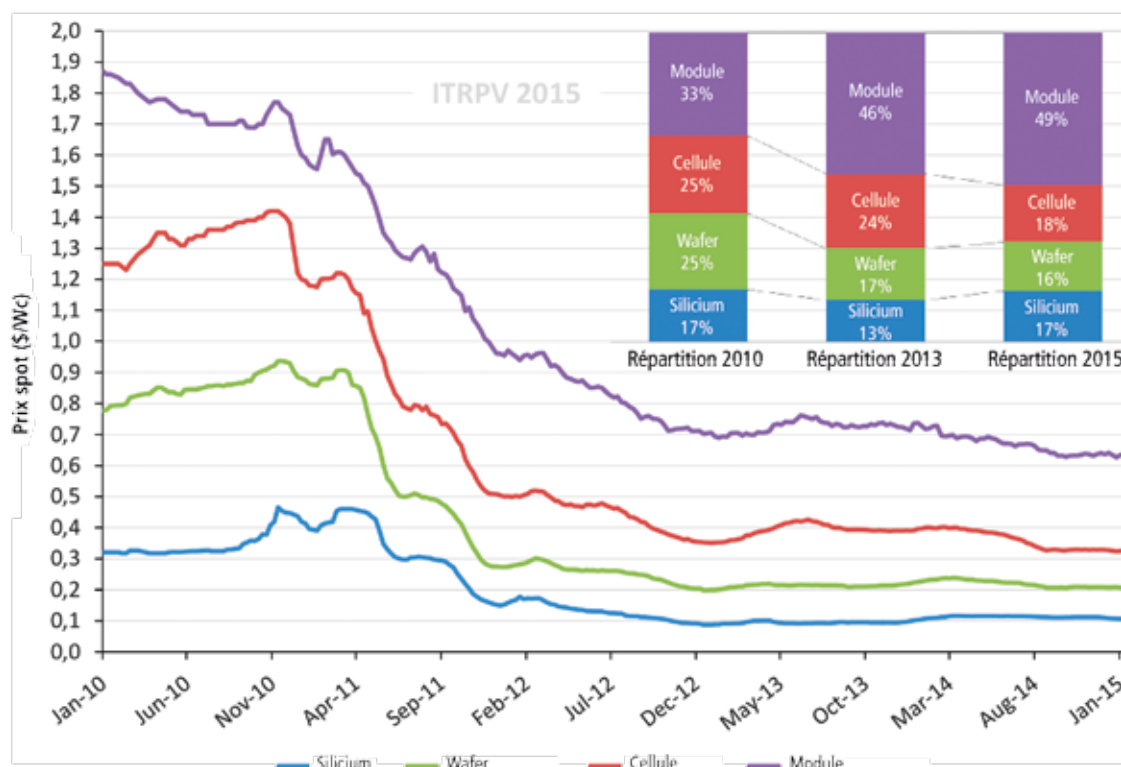
Diminuer les quantités de matière

La diminution des quantités de matières utilisées dans les cellules concerne au premier chef les technologies utilisant du silicium cristallin. Dans les technologies utilisant les couches minces, le driver

de coût en termes de consommation de matière provient des consommables des équipements de fabrication.

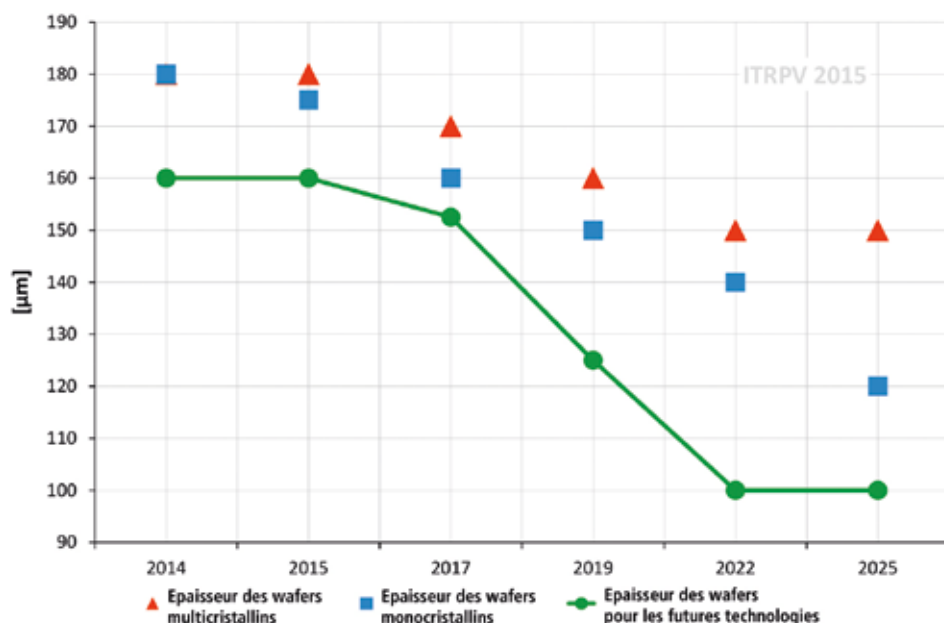
Aujourd'hui, le polysilicium et les wafers représentent environ 2/3 du coût d'une cellule. La réduction de l'épaisseur de silicium aura donc un impact important sur le coût de fabrication des cellules. Les wafers utilisés dans les technologies au silicium ont typiquement des épaisseurs de l'ordre de 150-180 μm ¹⁸. Pour de nombreux experts, l'épaisseur du silicium dans les 5-10 prochaines années pourrait baisser jusqu'à 120 μm pour le monocristallin et 150 μm pour le polycristallin. Pour descendre en-dessous de 100 μm , il faut, selon les experts, améliorer la capture du rayonnement. Aujourd'hui, les recherches se tournent notamment vers des stratégies d'antireflets et de capture du rayonnement, de réduction des recombinaisons internes grâce à une qualité supérieure du réseau cristallin¹⁹.

18. (MIT, 2015) p28, (International Technology Roadmap for Photovoltaic, 2015) p10.
19. (MIT, 2015) p25.



► FIGURE 16 : EVOLUTION DU PRIX SPOT DES PRINCIPAUX COMPOSANTS D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE, ITRPV, 2015*

* Coût d'un module = coût du polysilicium (bleu) + coût de fabrication du wafer à partir du polysilicium (vert) + coût de fabrication de la cellule à partir du wafer (rouge) + coût de fabrication du module à partir de la cellule (violet).



► FIGURE 17 : PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE L'ÉPAISSEUR DU SILICIUM POUR LES TECHNOLOGIES DE CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES AU SILICIUM CRISTALLIN, ITRPV, 2015.

Une réduction de l'épaisseur du silicium de 180 à 120 µm sur les 10 prochaines années induirait une baisse du coût des modules de l'ordre de 10% en supposant que la baisse de l'épaisseur induirait une baisse en proportion similaire sur 50-75% des coûts de fabrication des wafers²⁰.

Ces anticipations ne prennent pas en compte des ruptures potentielles comme par exemple celles de la société française S'Tile²¹. Cette entreprise a mis au point un procédé de fabrication innovant (bientôt en phase pilote de validation au plan industriel de la technologie) qui permet d'abaisser l'épaisseur du silicium à 40 µm en utilisant un support céramique à base de poudre de silicium fritté. Cette technologie, si elle aboutit, est un premier exemple de fusion de la technologie des couches minces et des technologies liées au silicium cristallin. Elle permettrait de réduire de 30% le coût de fabrication d'un module.

20. Une quantité moindre de silicium implique une quantité d'énergie moindre pour la fabrication des wafers. En effet, le processus de fabrication des wafers consiste en une fusion de silicium dans des creusets, puis solidification des lingots et enfin découpe des lingots en plaquette. Si la dernière partie n'est que peu impactée par la réduction d'épaisseur, la première, très consommatrice d'énergie, l'est.

21. <http://www.silicontile.fr/la-technologie/la-cellule-integree/>

Diminution de la quantité de consommables²² utilisée dans les processus de fabrication

Les consommables du processus de fabrication d'un module photovoltaïque depuis la fabrication du polysilicium peuvent également permettre de diminuer les coûts. Des laboratoires s'intéressent à ces questions comme le CEA ou le CSEM²³. Par exemple, l'étape de sciage des lingots pour réaliser les wafers est fortement consommatrice en fils de coupe. Des développements avec des fils de coupe recouverts de diamants ont été réalisés pour gagner quelques pourcents sur les coûts de fabrication en jouant sur la durée de vie de ces consommables.

22. Un consommable est un élément utilisé pendant le processus de fabrication qui s'use avec le temps et doit être remplacé. Par exemple, la fabrication des wafers nécessite une étape de découpe faisant appel à un fil spécial. Ce fil est un consommable : il s'use et doit être remplacé.

23. CEA = Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives ; CSEM = Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique.

Réduction du nombre d'étapes de fabrication et automatisation

La succession des étapes de fabrication du polysilicium au module avec une intervention humaine est source de non qualité. Chaque étape et chaque transfert d'une étape à une autre entraîne, en effet, un risque de dégrader les produits et, au total, soit de réduire le rendement de production et donc augmenter les coûts de fabrication, soit d'augmenter les défauts dans le produit et de réduire ses performances en termes de durabilité et de rendement énergétique.

L'automatisation est un premier pas qui permet d'améliorer coût et qualité des produits. Tous les acteurs voient cette tendance se dessiner sur les prochaines années générant des gains pour la compétitivité du photovoltaïque. Des acteurs interrogés anticipent également une augmentation des tailles unitaires d'usines passant de 1 à 5 GW à des horizons 2030-2040 entraînant là encore des effets d'échelle améliorant la compétitivité du photovoltaïque.

Cette technologie produit déjà des résultats et une usine de fabrication de 250 MW est prévue. Son potentiel n'est pas passé inaperçu : des investisseurs chinois et japonais²⁴ se sont associés à cette entreprise car un tel processus serait effectivement une rupture importante pour le photovoltaïque en général et la technologie du silicium multicristallin en particulier. Ces innovations de rupture laissent envisager les possibilités pour d'autres technologies que le silicium multicristallin.

2.2.3 Les onduleurs

Pour être capable d'injecter l'électricité produite par des modules photovoltaïques, il est nécessaire d'adapter ses caractéristiques.

En effet, les modules photovoltaïques produisent un courant continu alors que le réseau électrique et les installations des bâtiments utilisent un courant alternatif à une fréquence de 50 Hz. Pour transformer le courant continu en courant alternatif, un dispositif d'électronique de puissance est utilisé : c'est l'onduleur.

Un onduleur ne sert pas uniquement à convertir du courant continu en courant alternatif. Il permet également d'intégrer des moyens de contrôle et d'interface afin d'améliorer la performance des installations photovoltaïques. Les dernières évolutions permettent aux onduleurs de participer à la stabilisation de la puissance sur le réseau, de produire de la puissance réactive²⁵.

Les onduleurs connaissent une évolution similaire à celle des modules photovoltaïques en termes de coûts compte tenu de la taille du marché.

Ici encore, les fondamentaux techniques de l'industrie des onduleurs, qui sont des produits d'électronique de puissance, expliquent l'évolution des coûts en fonction de l'augmentation de la taille du marché. Non pas dans son ampleur mais dans sa relation de linéarité.

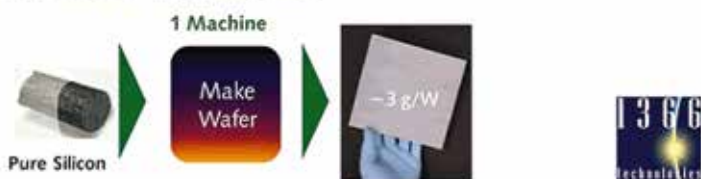
24. Haiyin Capital et IHI Corporation.

25. Un appareil qui produit un travail consomme de la puissance dite active. Cependant, comme un électron tournant dans une bobine de cuivre génère un champ magnétique, l'usage du courant alternatif dans nos équipements peut notamment générer des champs magnétiques que l'on associe à la puissance réactive de l'appareil. C'est un paramètre important pour la stabilité et l'optimisation globale d'un réseau électrique.

Standard Process

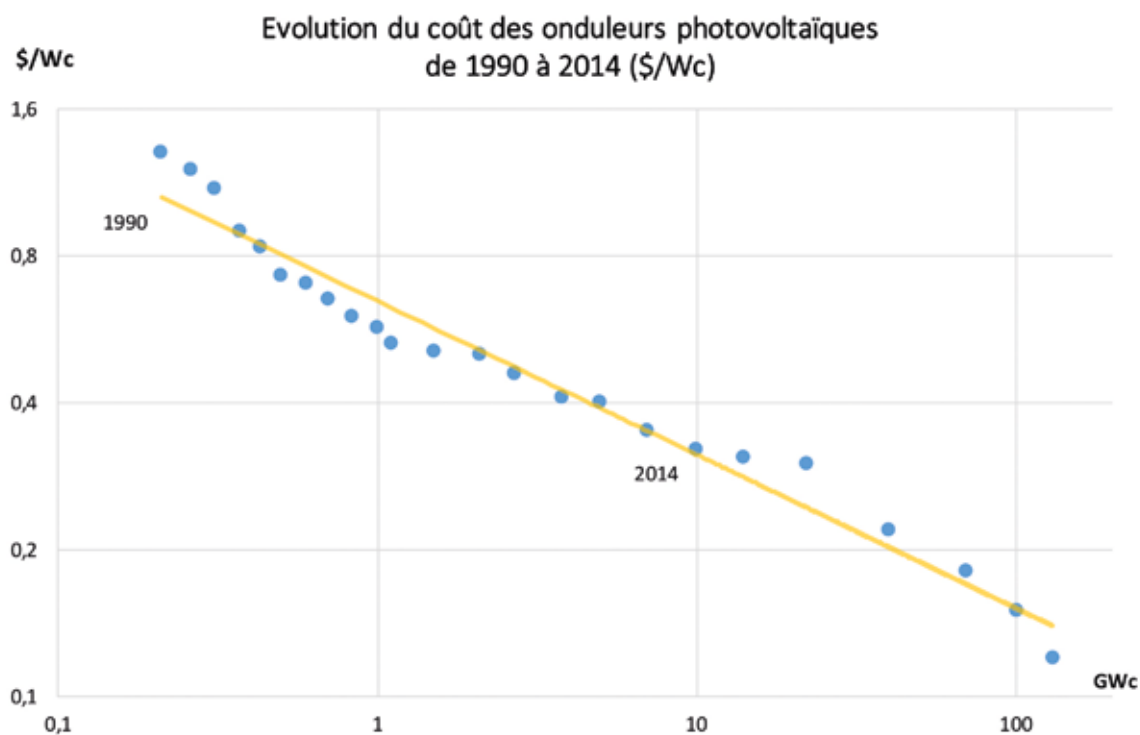


1366 Direct Wafer



► FIGURE 18 : PROCESSUS DE FABRICATION EN UNE ÉTAPE DE WAFER MULTICRISTALLIN, 1366 TECHNOLOGY.

Avec l'automatisation, les laboratoires et les industriels travaillent aussi sur la réduction du nombre d'étapes qui apporte des gains en termes de coûts, de consommation énergétique et d'amélioration de la qualité. Un exemple prometteur est celui de la société 1366 Technologies basée aux États-Unis (Figure 18). Elle a développé un procédé permettant pour la fabrication d'un wafer de silicium multicristallin de passer de 4 étapes avec 50% de pertes de silicium à une seule étape sans perte de silicium. Cela permet aussi de gagner en qualité de produit grâce à une meilleure uniformité et homogénéité des wafers.



► **FIGURE 19** : EVOLUTION DU COÛT DES ONDULEURS PHOTOVOLTAÏQUES, DONNÉES : INSTITUT FRAUNHOFER, MIT, ILLUSTRATION : FONDATION NICOLAS HULOT.

Amélioration des onduleurs

Les principales évolutions à venir portent sur la généralisation de l'augmentation de la tension de 1000 à 1500 V permettant une réduction de l'ordre de 10% des coûts d'investissement relatifs à l'onduleur. Par ailleurs, l'augmentation de la durée de vie de 10 à 15 ans des onduleurs est une évolution attendue sur les 5 à 10 prochaines années. La poursuite de l'amélioration de la productivité, du design notamment pour faire progresser la maintenabilité des onduleurs (ces équipements constituant l'un des principaux points de maintenance) permettra de continuer à faire décroître les coûts des onduleurs.

Un nouvel équipement est apparu sur le marché du résidentiel : ce sont les micro-onduleurs. Leur intérêt réside dans leur intégration directe dans les modules photovoltaïques permettant d'éliminer des coûts d'installation. Sunpower a notamment développé un module pour le secteur résidentiel permettant un mode « plug-and-play » facilitant l'installation. Certains acteurs restent cependant sceptiques quant à la viabilité économique et technique de ces micro-onduleurs.

Un autre élément qui ne se traduit par forcément par une baisse des coûts d'investissement dans les onduleurs mais qui rend plus compétitive l'équation économique globale est l'intégration de nou-

veaux systèmes au niveau des onduleurs : meilleur suivi et meilleure communication pour une amélioration des performances de la centrale photovoltaïque, intégration de service pour aider à la stabilisation du réseau.

2.2.4 Les autres coûts, « Balance of system »

Le « Balance of system » comprend toutes les autres composantes de coût d'un module photovoltaïque : les câbles électriques, la structure sur laquelle repose le module, le terrain, la main d'œuvre pour l'installation, le transformateur ainsi que les divers coûts liés aux études et frais administratifs (dont les taxes).

Pour le « Balance of system », ce n'est pas tant la « production » des divers éléments (très intensifs en travail) qui jouera un rôle dans la poursuite de la compétitivité, que la standardisation des processus d'installation, les effets d'échelle et... l'amélioration du professionnalisme. Les développeurs le reconnaissent eux-mêmes, l'industrie du photovoltaïque, surtout dans sa composante installation, est encore jeune et a besoin de s'améliorer pour optimiser ses processus industriels.

Un exemple concerne la mise en place des structures métalliques portant les panneaux photovoltaïques. Des technologies se sont développées permettant l'utilisa-

tion de pieux métalliques forés directement dans le sol, sans structure en béton, à l'aide de machines ajustant automatiquement la position des pieux. Ces innovations ont permis une réduction de 20 à 30% des coûts de la partie structure tout en améliorant l'impact environnemental (pas de fondation en béton)²⁶.

Réduction des coûts d'installation et de maintenance

Installation

Les coûts d'installation représentent une part non négligeable des coûts d'une installation photovoltaïque, que ce soit une grande installation au sol (~10%) ou une petite installation résidentielle (~25%).

26. Neoen a implémenté cette technologie sur son site de Cestas dans le Sud-Ouest de la France.

L'automatisation des tâches — comme le positionnement précis des pieux métalliques des structures à l'aide de machines — ne s'étendra que marginalement à d'autres étapes de la phase d'installation qui restera toujours intensive en main d'œuvre. En revanche, l'amélioration du professionnalisme, l'augmentation de la compétence et de l'efficacité des installateurs est encore un important levier d'amélioration de la compétitivité.

On observe à ce titre d'importants écarts non seulement du fait de différences dans les coûts de main d'œuvre, mais surtout du fait de différences de niveau de professionnalisation. En France, s'il faut compter pour les frais d'installation environ 0,9\$/Wc pour un coût total de 4\$/Wc (pour une installation résidentielle « intégrée à la toiture »), en Allemagne on est aux environs de 0,2\$/Wc (pour une installation en surimposition), pour un total de ~2\$/Wc, les Etats-Unis se trouvant plus près de la France que de l'Allemagne en termes de coûts²⁷. L'étude de 2015 sur le futur du solaire réalisée par le MIT le mentionne clairement : ces différences de coûts sont essentiellement dues à des différences d'efficacité et de professionnalisme. On observe déjà en France des acteurs qui se démarquent et joueront le

27. (MIT, 2015)

rôle de moteur²⁸.

La professionnalisation apportera tant une réduction des coûts qu'une amélioration de la qualité des installations. C'est un mouvement normal pour une industrie encore jeune.

Maintenance

La maintenance est aussi une source d'amélioration de la compétitivité tant au niveau de son coût que de son impact sur la tenue des performances d'une installation. L'un des composants nécessitant le plus de maintenance dans une installation photovoltaïque est l'onduleur. Les améliorations récentes au niveau de la conception des onduleurs permettront d'optimiser les coûts de maintenance et donc la durée de vie et la performance globale de l'installation.

L'impact de l'amélioration des rendements des modules photovoltaïques sur les coûts de la partie « balance of system »

L'amélioration du rendement des modules photovoltaïques, au-delà de l'impact sur le coût unitaire des modules, a des conséquences sur les coûts de la partie

28. Un acteur reportait des coûts de 2,1\$/Wc pour une installation intégrée au bâti de 9kWc avec une réduction importante sur la partie installation. Ce même acteur mentionnait que passer d'un système intégré au bâti à un système en surimposé permettrait d'économiser jusqu'à 30% des coûts d'installation.

« balance of system ». En effet, une amélioration du rendement diminue la taille de l'installation à puissance identique et donc :

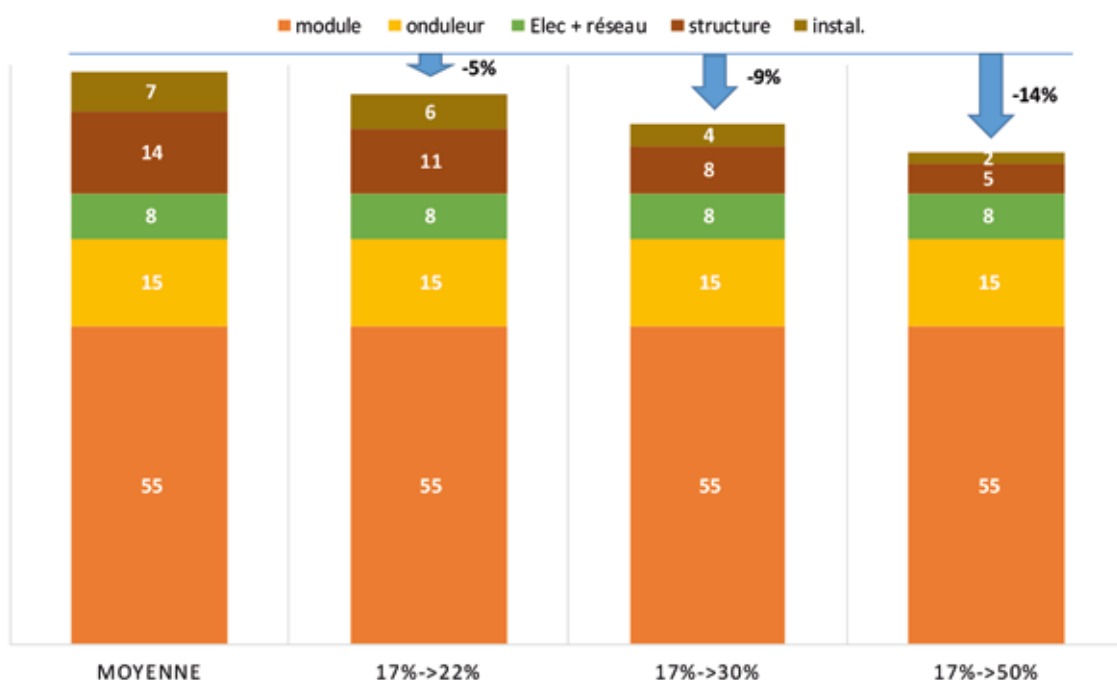
- la taille de la structure par Wc, la durée de l'installation et donc son coût ;
- le terrain, le génie civil ;
- le câblage, comme le souligne l'étude de l'Institut Fraunhofer publiée en février 2015²⁹ (il y a un contre-effet dû à l'augmentation de la puissance par câble qui entraîne plutôt une hausse du coût unitaire de chaque câble, mais l'équation économique globale conduit à une économie).

Ces gains sont non négligeables. Par exemple, passer d'un rendement énergétique de 15% à 20% réduit le besoin de surface d'environ 25% et donc le besoin (et le coût) de structure de 25%.

Plus précisément, et à titre illustratif, si l'on considère que les coûts par watt restent fixes pour les modules ainsi que pour la partie onduleur et électrique (ce qui est une bonne approximation au premier ordre), le seul effet du rendement diminuera à court terme d'environ 5% les coûts du photovoltaïque comme le montre la Figure 20.

29. (Institut Fraunhofer - Agora Energiewende, 2015)

IMPACT DE L'EVOLUTION DU RENDEMENT SUR LES COÛTS DU BOS



► FIGURE 20 : IMPACT DE L'AMÉLIORATION DU RENDEMENT SUR LES COÛTS DU BOS (LES AUTRES COÛTS SONT CONSIDÉRÉS COMME CONSTANTS) ; CALCULS : FONDATION NICOLAS HULOT.

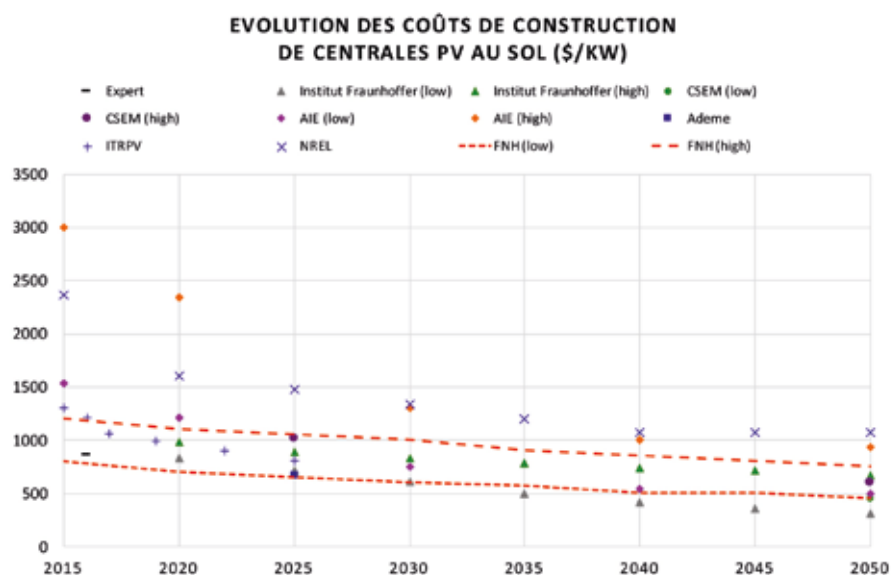
2.3 Des perspectives de coût du photovoltaïque qui en feront une énergie très compétitive

2.3.1 Vers une division par deux des coûts d'investissement

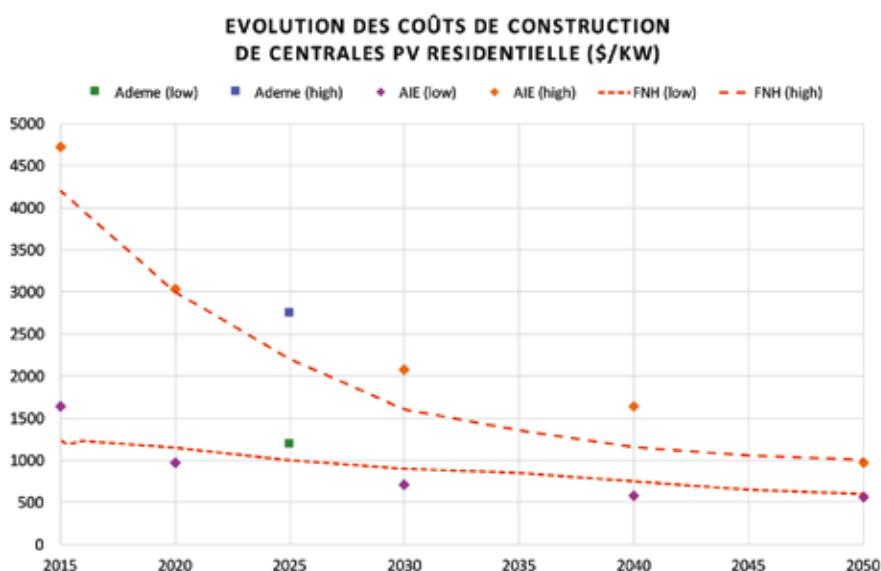
L'intégration des différents éléments d'amélioration de la compétitivité du photovoltaïque permet de dresser une trajectoire d'évolution des coûts du photovoltaïque à l'horizon 2050. Il est important de garder à l'esprit que toute trajectoire est difficile à anticiper. Le passé du photovoltaïque nous le montre. Cela permet néanmoins de faire évoluer le positionnement de cette technologie dans le paysage électrique et énergétique mondial.

Sur les 10 prochaines années, l'analyse des données et des avis des experts permet effectivement d'envisager une réduction de 20 à 40% du coût d'une installation photovoltaïque au sol et d'une installation photovoltaïque résidentiel. A plus long terme, c'est vers une division par deux des coûts d'investissement que le marché s'oriente.

Les scénarios de coûts de la FNH ont été déterminés grâce aux données recueillies ainsi que grâce à l'appréciation de ces différentes données par les experts consultés. A chaque fois, un scénario haut et un scénario bas (en termes de coût) ont été établis. Ils reflètent (i) pour les années actuelles et à venir le delta de coût existant aujourd'hui d'une installation à l'autre, d'un pays à l'autre en raison des différences de compétences techniques des installateurs, de coûts administratifs, etc. ; et (ii) pour l'horizon 2030-2050 l'incertitude inhérente sur ces coûts futurs.



► FIGURE 21 : PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DES COÛTS D'INSTALLATION DE CENTRALES PV AU SOL, ILLUSTRATION : FONDATION NICOLAS HULOT.



► FIGURE 22 : PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DES COÛTS D'INSTALLATION DE PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIEL, ILLUSTRATION : FONDATION NICOLAS HULOT.

LECTURE : LES ÉVOLUTIONS DES COÛTS D'INSTALLATIONS DE CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES RÉSIDENTIELLES FONT APPARAÎTRE UNE RÉDUCTION IMPORTANTE ENTRE LES MINIMA ET LES MAXIMA DE COÛTS. CELA TRADUIT L'ÉVOLUTION DU DIFFÉRENTIEL DE MATURITÉ DE CE SECTEUR À L'ÉCHELLE MONDIAL. EN 2015, SI L'ALLEMAGNE AFFICHE DES COÛTS DANS LE BAS DE LA FOURCHETTE DU FAIT D'UN SECTEUR DE L'INSTALLATION DE CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES RÉSIDENTIELLES MATURE, STRUCTURÉ ET COMPÉTITIF, LES ETATS-UNIS RESTENT EUX DANS LE HAUT DE LA FOURCHETTE DU FAIT D'UN MARCHÉ ÉCLATÉ, N'AYANT PAS ENCORE RÉALISÉ LA DÉMARCHE D'AMÉLIORATION CONTINUE QUE LE SECTEUR ALLEMAND A CONNU. C'EST UN ASPECT NOTAMMENT SOULIGNÉ DANS LE RAPPORT DU MIT DE 2015, THE FUTUR OF SOLAR ENERGY.

2.3.2 Evolution du LCOE d'ici 2050

Comme vu dans la partie 2.1.3, le LCOE du photovoltaïque correspond au coût complet de cette énergie sur toute la vie de l'équipement qui l'a produit. La durée de vie des cellules l'impacte donc de façon importante.

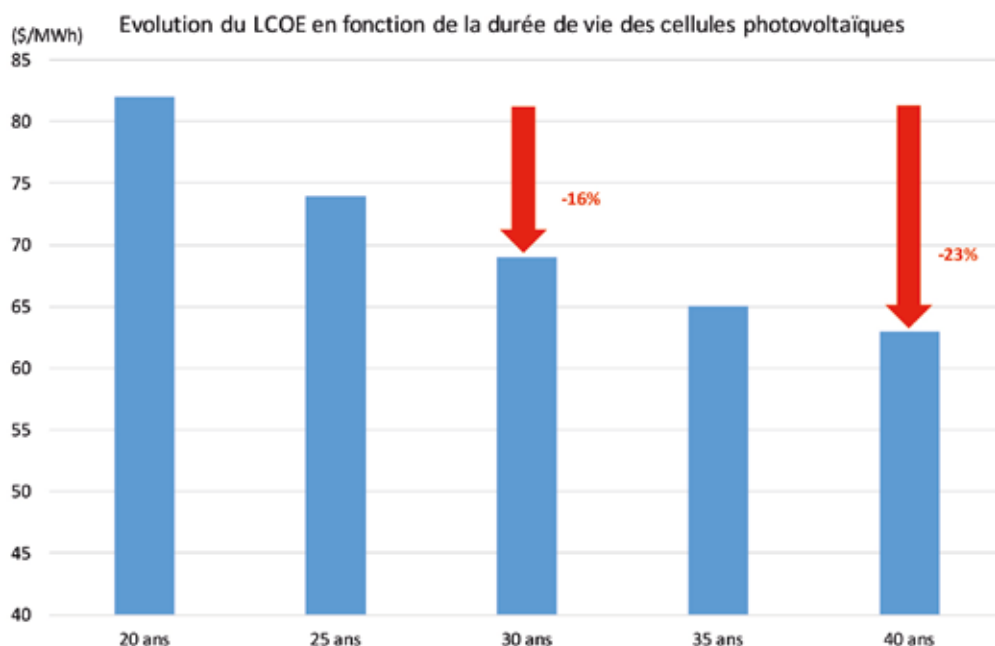
Aujourd'hui, on considère que la durée de vie des cellules est de 25 ans. Cela signifie en fait qu'à l'issue de cette période, la cellule produira encore 80% de sa puissance initiale. Cette durée de vie est calquée sur les garanties des constructeurs, qui sont elles-mêmes imposées par les assureurs et banquiers. Ces derniers ont adopté cette durée de vie car ils disposent d'un historique suffisant pour la valider. Dans le cadre de tarifs de rachat ou de PPA de 20 ans, la définition du modèle d'affaire implique même parfois de considérer une durée de vie égale à celle de l'installation, soit 20 ans.

De fait, même si les tests d'un constructeur montraient que la durée de vie de ses cellules était de 30 ou 40 ans, on resterait figé sur 25 voire 20 ans pour la garantie communément admise, la durée du financement et l'évaluation du coût complet.

Aujourd'hui, certains producteurs estiment que leurs cellules dureront 30-40

ans. Si l'on prend les cellules au silicium, les panneaux sont inertes : à moins d'un défaut d'étanchéité entre le verre et les cellules, rien ne peut se passer. La plus vieille centrale photovoltaïque est celle de Lugano à l'Université « Applied Science and Arts » du Sud de la Suisse. Installée en 1982 (10kW de puissance), elle fonctionne encore : au bout de 33 ans, la puissance est toujours d'environ 80%. Pour certains, les modules utilisés contenaient plus de matière et étaient donc plus solides. A l'inverse, pour d'autres les processus de fabrication et la compréhension des problèmes de durabilité ont énormément augmenté. Cette seconde évaluation est plutôt la bonne. Alors que les garanties correspondent à une baisse annuelle de la puissance de l'ordre de 0,9%/an de la puissance maximale, tous les développeurs constatent aujourd'hui et utilisent dans leurs modèles d'affaires une dégradation de 0,5%/an seulement. La centrale de Lugano correspond quant à elle à une dégradation de 0,7%/an.

Il est donc fort probable que la durée de vie effective des centrales photovoltaïques sera supérieure à 25 ans et que la norme sera de 30 voire 40 ans. L'impact sur le coût complet de l'installation est important comme l'illustre la *Figure 23*.



► **FIGURE 23*** : ILLUSTRATION DE L'ÉVOLUTION DU LCOE EN FONCTION DE LA DURÉE DE VIE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE. CALCULS : FONDATION NICOLAS HULOT.

LECTURE : À COÛT D'INVESTISSEMENT INITIAL ET COÛT DE FONCTIONNEMENT IDENTIQUES, SI L'ON SUPPOSE UNE DURÉE DE VIE DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES DE 20 ANS OU DE 30 ANS, ON OBTIENT UNE DIFFÉRENCE DE COÛT DE L'ORDRE DE 16% (82€/MWH VERSUS 69€/MWH). CETTE DIFFÉRENCE QUI PARAÎT PUREMENT CALCULATOIRE EST EN FAIT TRÈS IMPORTANTE DANS LE CADRE DE L'ÉVALUATION DE LA COMPÉTITIVITÉ RELATIVE DE DIFFÉRENTS MOYENS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ.

* Une centrale de 10 MW dont on renouvelle tous les 10 ans les onduleurs est considérée dans cette illustration. On suppose à chaque fois une puissance de fin de vie d'environ 80% par rapport à la puissance initiale. Les coûts correspondent à ceux des nouveaux projets en développement en France.

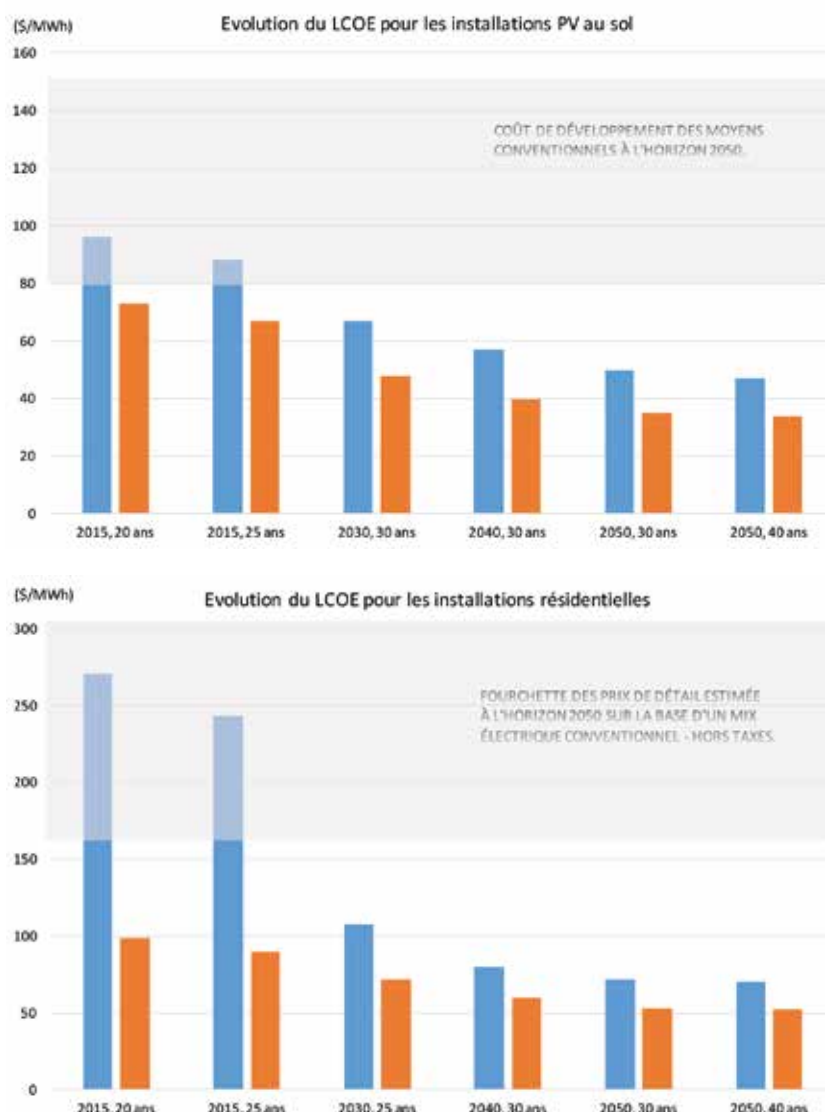
Si l'on retranscrit les évolutions du coût de production présentées dans la partie précédente, en intégrant l'allongement de la durée de vie de 25 à 30 puis 40 ans, il apparaît que le paysage électrique et énergétique ne peut être que profondément remanié par rapport à la vision actuelle. Les coûts de développement du photovoltaïque chutent rapidement en-deçà des coûts de développement des moyens conventionnels avec un écart d'un facteur 2 et plus à partir de 2040. Malgré l'intermittence du photovoltaïque, un tel décrochage aura un impact significatif sur l'évolution du système électrique mondial. Nous verrons par ailleurs dans la partie suivante que les évolutions sur le pilotage de la consommation et le stockage peuvent réduire la problématique de l'intermittence et accentuer encore ce développement.

2.4 Les besoins d'investissement dans la production massive d'électricité

Alors que dès aujourd'hui le photovoltaïque est une technologie compétitive par rapport aux moyens conventionnels (cf. paragraphe 2.1.3), la poursuite de l'amélioration de sa compétitivité va en faire un élément important dans le développement des énergies renouvelables afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre. La question est alors de savoir si les investissements nécessaires pour rendre cette énergie significative dans le mix électrique sont envisageables.

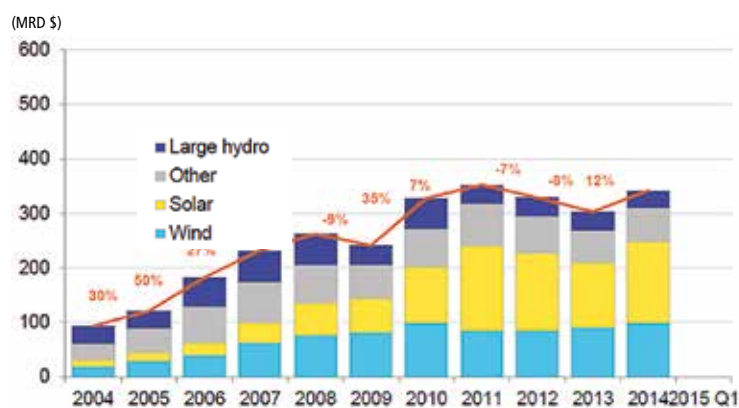
Le premier constat porte sur la rapidité du déploiement du photovoltaïque. Jamais une technologie du secteur de l'énergie n'avait connu un tel développement qui se rapproche plus du développement propre au monde de l'électronique tant dans la rapidité de pénétration du marché que dans le rythme d'innovation³⁰. En 15 ans, la capacité installée a été multipliée par plus de 100, passant d'un peu plus de 1 GWc en 2000 à 186 GWc fin 2014. Sur les 4 dernières années, cette capacité a été multipliée par plus de 3.

30. Dans le photovoltaïque, les innovations importantes apparaissent et sont mises, en œuvre en quelques années. Par comparaison, dans le nucléaire, l'EPR a commencé à être développé au niveau de la R&D / ingénierie au début des années 90.



► FIGURE 24 : EVOLUTION DES FOURCHETTES DE LCOE POUR LES GRANDES INSTALLATIONS AU SOL ET LES PETITES INSTALLATIONS (RÉSIDENTIELLES), SOURCES : FONDATION NICOLAS HULOT (SCÉNARIOS DE COÛTS D'INSTALLATION FIGURE 21 ET FIGURE 22 - NIVEAU BAS DES COÛTS EN ORANGE ET NIVEAU HAUT DES COÛTS EN BLEU), ADEME, EXPERTS, AIE, TRANSPARENT COST DATABASE, E&Y, BNEF, MIT, ILLUSTRATION FONDATION NICOLAS HULOT.

LECTURE : LE PREMIER GRAPHIQUE CONCERNANT LES CENTRALES PV AU SOL MONTRÉ QUE LE PHOTOVOLTAÏQUE EST DÉJÀ COMPÉTITIF DANS CERTAIN CAS (NIVEAU BAS DES COÛTS = COULEUR ORANGE) PAR RAPPORT AUX MOYENS CONVENTIONNELS, MAIS QU'IL LE DEVIENDRA SYSTÉMATIQUEMENT À COURT TERME. LE SECOND GRAPHIQUE MONTRÉ QUE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE PAR UNE INSTALLATION RÉSIDENTIELLE (ET QUI PEUT ÊTRE AUTOCONSOMMÉE SUR PLACE) EST AUSSI DANS CERTAINS CAS COMPÉTITIVE AVEC LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ FOURNIE PAR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE (QUI INCLUT LES COÛTS DE PRODUCTION ET D'ACHÈMINEMENT) MAIS QU'ELLE VA LE DEVENIR SYSTÉMATIQUEMENT À COURT TERME AVEC UN ÉCART POUVANT DEVENIR SIGNIFICATIF.



► FIGURE 25 : EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS DANS LES ÉNERGIES DÉCARBONNÉES, BNEF, 2015

En termes d'investissement, l'année 2014 a été marquée par un record à 136 Md\$ d'investissement (+25% par rapport à 2013) pour une augmentation de capacité d'environ 46 GW. Cela représente plus de la moitié des investissements dans les énergies renouvelables et environ le même montant que les investissements dans les nouvelles capacités électriques fossiles (c'est-à-dire sans prise en compte du renouvellement), qui sont devenues minoritaires depuis 2007 / 2008 et ne font que décroître en valeur absolue et relative.

La Figure 26 présente l'évolution de la capacité installée de différents scénarios sélectionnés.

Afin d'évaluer la faisabilité en termes d'investissement, la FNH a déterminé deux scénarios en référence à la situation de 2014.

- Le premier prend pour hypothèse le maintien d'une capacité installée additionnelle de 46 GW [référence 2014] chaque année jusqu'en 2050, tout en prenant en compte, pour la partie inves-

tissement, le coût de renouvellement de la capacité à remplacer³¹.

- Le second prend pour hypothèse le maintien du niveau d'investissement de 2014 (136 Mds\$) chaque année jusqu'en 2050, tout en prenant en compte le renouvellement des capacités pour déduire la capacité nette installée³².

On constate que les prévisions de capacités installées sur la base des deux scénarios déterminés par la FNH (Figure 27) sont toutes dans le haut des fourchettes de prévision des acteurs (Figure 26). Or, ces deux scénarios sont plutôt conservateurs.

- Celui à ISO capacité installée implique une division de 3 à 6 des investissements dans le photovoltaïque à l'horizon 2050 (Figure 28).

- Celui à ISO investissement revient à stopper l'accroissement des investisse-

.....

31. Pour la capacité à remplacer, une durée de vie moyenne sur la période de 30 ans pour les installations a été considérée.

32. Sur les années 2015-2018, ce sont les prévisions moyennes de capacités installées qui ont été prises pour ne pas trop s'éloigner des prévisions court termes.

ments dans le photovoltaïque malgré la hausse importante de sa compétitivité par rapport à celle des énergies conventionnelles. Cela suppose donc un niveau d'investissement plus important dans des moyens de production d'électricité moins compétitifs.

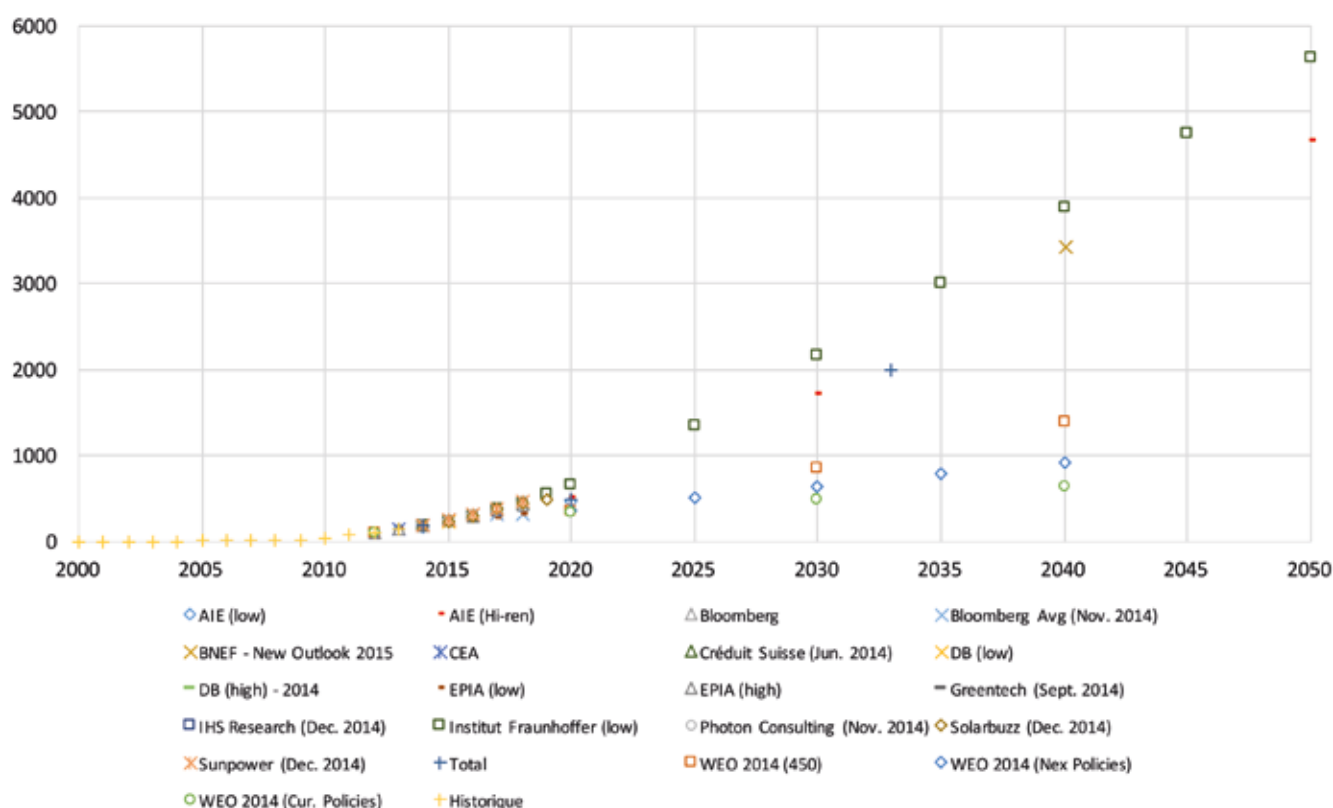
Une fourchette de capacité en 2050 de 6 à 8 TW, qui permet de répondre à 20 à 25% de la demande mondiale d'électricité en 2050³³, semble donc possible au regard des éléments de compétitivité du photovoltaïque et du niveau d'investissement nécessaire.

Ce chiffre résulte d'une pure analyse économique. Il ne prend pas en compte les contraintes sur les réseaux électriques, les contraintes d'intermittence qui peuvent ou non limiter de telles perspectives de développement.

.....

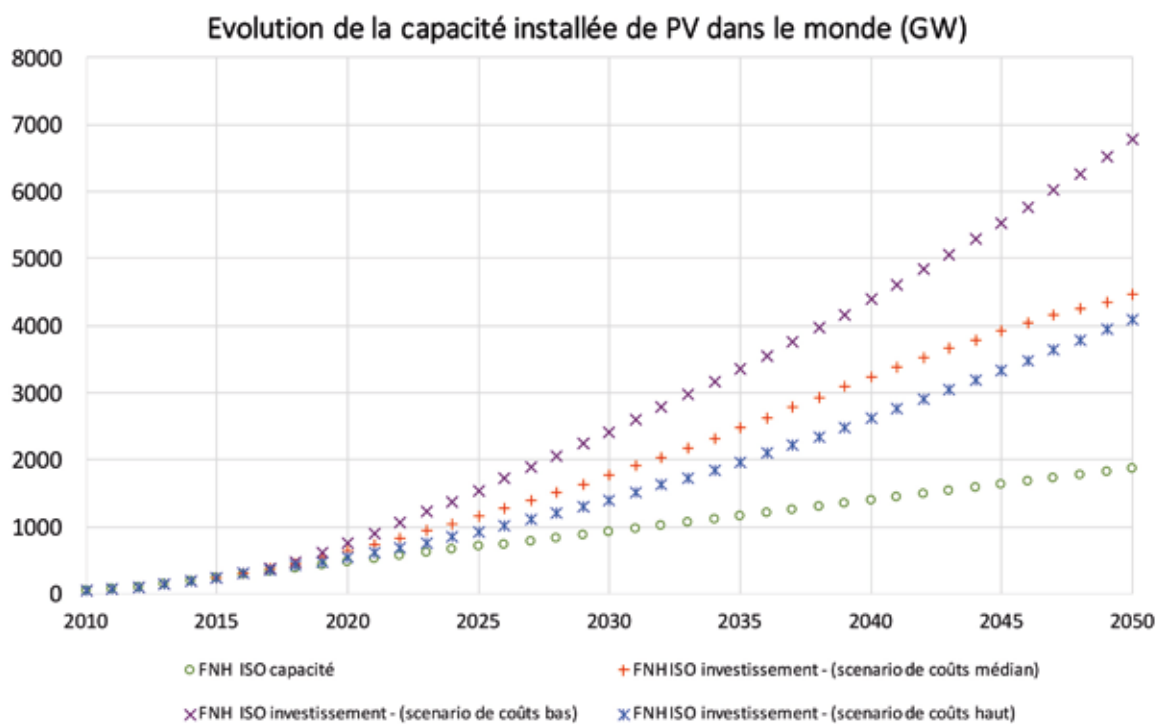
33. 6000 à 8000 GwC représente une production de l'ordre de 8 à 10 PWh (en considérant un ensoleillement moyen équivalent à 1350 kWh par kWc) sur une fourchette de consommation électrique totale en 2050 de 33 à 40 PWh (scénarios du WEO 2014).

Evolution de la capacité installée cumulée (GW)

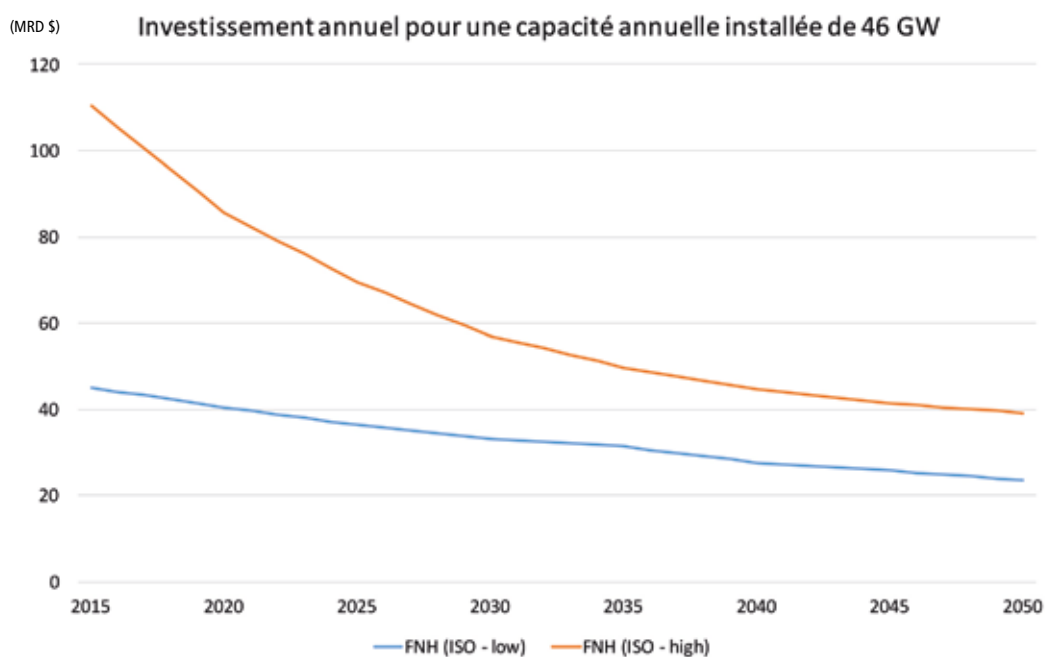


► FIGURE 26 : PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE DE PHOTOVOLTAÏQUE EN FONCTION DE DIFFÉRENTES SOURCES, ILLUSTRATION : FONDATION NICOLAS HULOT.

LECTURE : LES DIFFÉRENTES SOURCES DONNENT DES PERSPECTIVES ASSEZ LARGES EN TERMES DE CAPACITÉ PHOTOVOLTAÏQUE INSTALLÉE EN 2050. LA FOURCHETTE VA DE L'ORDRE DE 1000 GW À PRÈS DE 6000 GW. LES SCÉNARIOS BAS SONT SOUVENT LIÉS À DES SCÉNARIOS PESSIMISTES EN TERMES DE COMPÉTITIVITÉ DU PHOTOVOLTAÏQUE (ON RETROUVE LA PRUDENCE DE L'AIE DANS LE WEO 2014 SUR CE SUJET) À L'INVERSE DES SCÉNARIOS HAUTS (COMME CELUI DE L'INSTITUT FRAUNHOFER OU DE L'AIE DANS SON SCÉNARIO DE FORT DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES « HI-REN »).



► **FIGURE 27** : SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE : (I) CAPACITÉ ADDITIONNELLE ANNUELLE CONSTANTE, (II) INVESTISSEMENT ANNUEL CONSTANT. CALCULS : FONDATION NICOLAS HULOT.



► **FIGURE 28** : ÉVOLUTION DE L'INVESTISSEMENT ANNUEL POUR UNE CAPACITÉ ADDITIONNELLE ANNUELLE CONSTANTE ET ÉGALE À CELLE DE 2014, CALCULS : FONDATION NICOLAS HULOT.

HYPOTHÈSES : GRAPHIQUE RÉALISÉ SUR LA BASE DE LA FOURCHETTE DE COÛT UNITAIRE DE LA CAPACITÉ POUR LES INSTALLATIONS AU SOL ET RÉSIDENIELLES (CF. FIGURE 21 ET FIGURE 22) EN CONSIDÉRANT UNE RÉPARTITION 60% / 40% DE CES DEUX GRANDES CATÉGORIES D'INSTALLATION EN TERMES DE PUISSANCE INSTALLÉE.

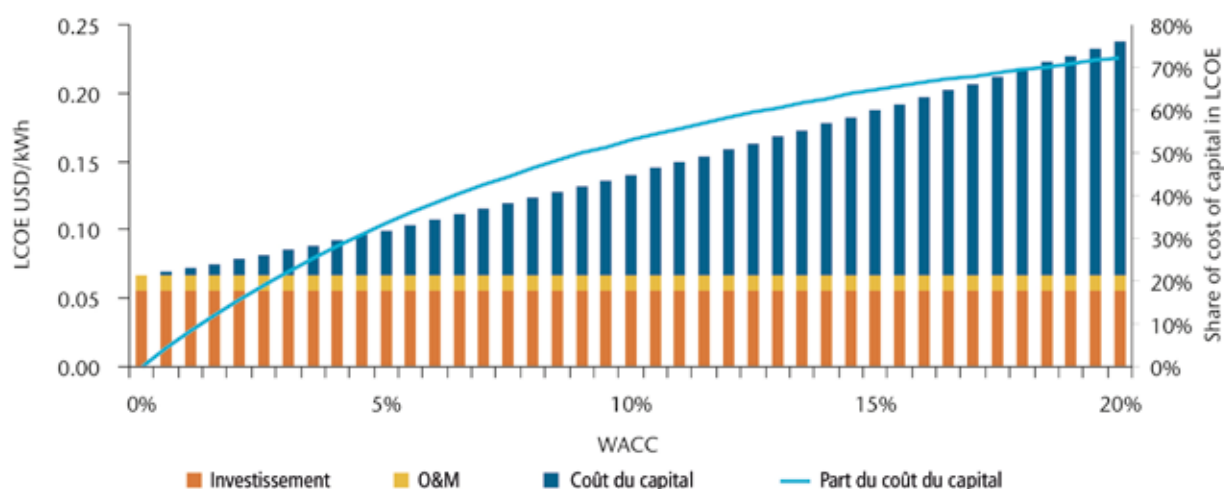


LA QUESTION DU FINANCEMENT

Les installations photovoltaïques étant des moyens de production très capitalistiques (les coûts variables sont quasiment nuls), le coût du financement de l'investissement initial peut avoir un impact très important sur le coût complet de l'installation. L'exemple ci-dessous montre qu'une diminution du coût du financement de 5% à 2% peut faire baisser le LCOE de 15%.

Taux d'intérêt (%)	5%	4%	3%	2%
LCOE (€/MWh)	95	90	86	82
Variation relative par rapport à un taux d'intérêt de 5% (%)	-	-5%	-10%	-14%

Toute mesure permettant de réduire le coût du capital participe, ainsi, à la compétitivité du photovoltaïque. Le rapport de Grandjean & Canfin, « Mobiliser les financements pour le climat » [2015], montre que bon nombre d'outils existent pour favoriser et rendre compétitif les investissements dans les technologies vertes.



Notes: This example is based on output of 1 360 kWh/kW/y, investment costs of USD 1 500/W, annual operations and maintenance (O&M) of 1% of investment, project lifetime of 20 years, and residual value of 0.

► FIGURE 29 : EVOLUTION DU LCOE EN FONCTION DU COÛT DU CAPITAL, «TECHNOLOGY ROADMAP SOLAR PHOTOVOLTAIC ENERGY», AIE, 2014
LECTURE : PLUS LE TAUX D'INTÉRÊT OU RENDEMENT EXIGÉ (WACC) EST ÉLEVÉ, PLUS LE COÛT DU CAPITAL (EN BLEU) AUGMENTE POUR DEVENIR MAJORITAIRE AU-DELÀ DE 10% DE WACC. DIMINUER LE WACC PAR DES FINANCEMENTS COMPÉTITIFS, MAIS AUSSI PAR DES EXIGENCES DES INVESTISSEURS PLUS RAISONNABLES A AINSI UN IMPACT NON NÉGLIGEABLE SUR LE LCOE DU PHOTOVOLTAÏQUE.

FACTEUR DE CHARGE... LA TARE DU PHOTOVOLTAÏQUE ?

Un paramètre important permettant de caractériser le fonctionnement d'une installation est ce que l'on appelle le facteur de charge : c'est le rapport entre la quantité d'électricité effectivement produite par une installation de production et la quantité d'électricité qu'elle aurait produit si elle avait fonctionné en permanence au maximum de sa puissance.

Par exemple, une installation de 100 MW fonctionnant toute une année (8760 h) à pleine puissance, produirait 876 GWh. Si au cours de cette année elle n'a produit « que » 600 GWh, on dira qu'elle a un facteur de charge de $600 / 876 = 68\%$.

Pour les moyens de production pilotables comme les moyens thermiques (centrales nucléaires, centrales fonctionnant au charbon / gaz / biomasse / biogaz), le facteur de charge résulte de l'optimisation technico-économique. Une centrale au gaz comme un cycle combiné au gaz pourrait ne fonctionner que quelques centaines d'heures par an et avoir un facteur de charge inférieur à 10%, mais cela coûterait plus cher qu'une centrale au fioul fonctionnant le même nombre d'heure. En revanche, une centrale au fioul avec un facteur de charge de 90% aurait un coût très élevé, bien supérieur à celui d'une centrale au gaz. Même le nucléaire qui est contraint dans ses plages de fonctionnement peut voir son facteur de charge varier du fait d'utilisations différentes : la surabondance du nucléaire en France nécessite de le moduler au cours de l'année et induit un facteur de charge de l'ordre de 75%, à l'inverse du parc nucléaire américain qui peut fonctionner quasiment en continu à pleine puissance et atteint ainsi un facteur de charge de l'ordre de 90%.

Pour les énergies renouvelables intermittentes, le facteur de charge ne reflète pas une utilisation particulière mais une contrainte intrinsèque de fonctionnement : une éolienne a besoin de vent pour produire de l'électricité, un panneau photovoltaïque ne peut produire d'électricité la nuit... Le facteur

de charge de l'éolien ou du photovoltaïque dépend donc de la quantité de vent ou d'ensoleillement disponible. Typiquement, un bon site de vent couplé aux technologies éoliennes actuelles permettent d'avoir un facteur de charge de l'ordre de 20 à 25% sur terre (il peut dépasser les 30% en mer). Pour le photovoltaïque, le facteur de charge peut aller de 10 à 20% (pour les meilleurs sites en termes d'ensoleillement). Pour l'hydraulique au fil de l'eau, les facteurs de charge varient de 30 à plus de 60%.

Le faible facteur de charge de l'éolien et du photovoltaïque est souvent perçu comme un handicap : il faut installer beaucoup de MW pour avoir un peu de MWh. Par exemple, pour atteindre la production d'un réacteur nucléaire de 900 MW, il faut de 5000 à 7000 MW de photovoltaïque installé, soit 4 à 8 fois plus !

Ces raisonnements ont cependant peu d'intérêt car ce qui compte à la fin, c'est le coût de production de l'électricité. Par rapport à la contrainte d'espace souvent évoqué, prenons des comparaisons : chaque année, nous artificialisons en France 100.000 ha de terres. Une terre artificialisée, est une terre bétonnée, recouverte, qui ne respire plus, ne peut plus produire, meurt... Ce qui n'est pas le cas des terres sur lesquelles on « plante » des panneaux photovoltaïques. Si au lieu d'artificialiser 100.000 ha avec du béton (route, immeubles de bureaux - l'Ile de France en compte des millions de m²... vacants - etc.), on y mettait des fermes photovoltaïques, on installerait chaque année de l'ordre de 100 GW de photovoltaïque représentant 15 à 20% de la consommation électrique nationale.

Donc, non, le facteur de charge du photovoltaïque n'est pas une tare. C'est une caractéristique intrinsèque qui impacte notamment son coût, seul facteur important pour discriminer des moyens de production (lorsqu'il intègre bien évidemment les externalités négatives de chaque moyen de production).



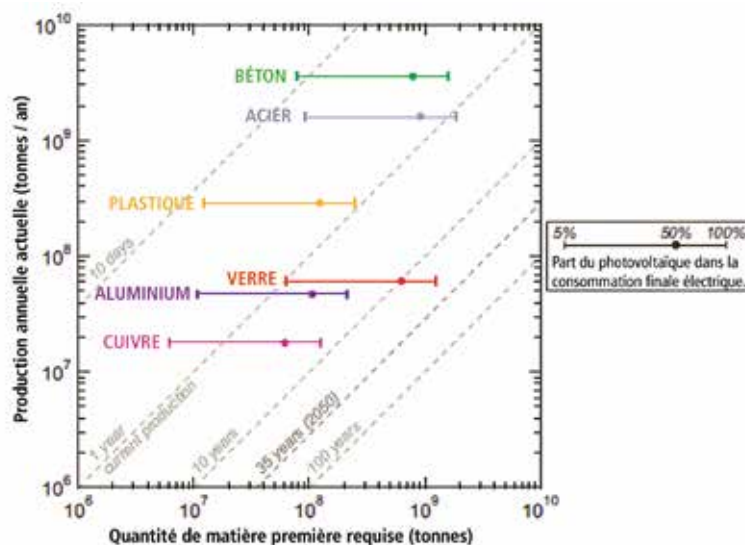
2.5 Les contraintes d'approvisionnement et la question du EROI

Si les conclusions de la partie précédente sont très encourageantes concernant les perspectives de développement du photovoltaïque, il ne faut pas oublier que construire une centrale photovoltaïque, nécessite des matières premières. Quelles sont-elles et quelles sont les limites d'approvisionnement (car comme toutes ressources, elles sont présentes en quantité limitée sur notre planète) ? Il est, par ailleurs, nécessaire de se poser la question de l'énergie nécessaire à la fabrication d'une centrale photovoltaïque. C'est la question de l'EROI = Energy Return On Investment.

Les contraintes d'approvisionnement

Le déploiement d'une technologie ne dépend pas uniquement de ses performances techniques mais aussi des limites sur l'approvisionnement des matières premières nécessaires.

Toutes les technologies photovoltaïques nécessitent du verre pour protéger les cellules, du plastique, de l'acier et de l'aluminium pour les structures, du béton pour les fondations et du cuivre pour les connexions électriques. Les autres éléments nécessaires à la fabrication des cellules selon les différentes technologies sont représentés à la Figure 3.



► FIGURE 30 : CONSOMMATION EN MATIÈRES PREMIÈRES DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES MESURÉE EN ANNÉE DE PRODUCTION ACTUELLE EN FONCTION DE LA PART DU PHOTOVOLTAÏQUE DANS LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ MONDIALE EN 2050 (33.000TWh DANS L'ÉTUDE DU MIT), «THE FUTUR OF SOLAR ENERGY», MIT, 2015

LECTURE : POUR ATTEINDRE UNE PRODUCTION REPRÉSENTANT 5% DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ MONDIALE EN 2050, IL FAUT UNE ANNÉE DE LA PRODUCTION ACTUELLE DE VERRE (EN ROUGE SUR LE GRAPHIQUE). POUR ATTEINDRE 50% (LE PETIT ROND SUR LA LIGNE ROUGE) IL FAUT DIX ANNÉES DE PRODUCTION ACTUELLE.

Dans son étude de 2015 sur l'énergie solaire, le MIT a étudié la question de l'approvisionnement en matières premières pour soutenir un développement plus ou moins important à l'horizon 2050³⁴.

Au regard de l'abondance des différents éléments constitutifs des technologies photovoltaïques au niveau de la croûte terrestre, le MIT n'identifie aucune contrainte théorique à un déploiement à une échelle du TW (1000 GW) en 2050. Cela rend la fourchette prévisionnelle de capacité installée en 2050 de 6 à 8 TW totalement réaliste du point de vue de la contrainte d'approvisionnement. Les contraintes viennent davantage de la disponibilité de main d'œuvre qualifiée et de bons sites de production (et donc de leur exploitabilité économique).

Pour les éléments communs aux différentes technologies, l'analyse du MIT basée sur les quantités utilisées actuellement montre qu'il n'y a pas de contrainte particulière.

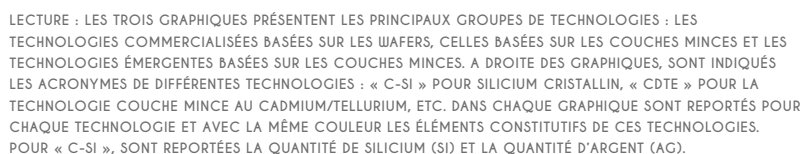
Les données de la Figure 30 montrent que les besoins cumulés à l'horizon 2050 ne représentent que quelques années de la production actuelle dans le pire des cas pour des éléments dont l'accessibilité n'est pas un problème. Par exemple, pour installer à l'horizon 2050 de 6000 à 8000 GW, soit 20 à 25% de la consommation électrique mondiale à cet horizon, il faut une quantité totale d'aluminium correspondant à une année de la production actuelle. Pour les matières les plus demandées, comme pour le verre, ces résultats montrent simplement que le photovoltaïque peut devenir un élément structurant des facteurs de production de ces matières. Par ailleurs, les industriels travaillent à diminuer l'épaisseur du verre³⁵ ou à le remplacer par des polymères plus fins et plus légers. Ces développements seront un facteur d'amélioration de la disponibilité des matières premières en plus de la compétitivité.

34. (MIT, 2015)

35. (MIT, 2015), <http://www.ceramicindustry.com/articles/94220-cutting-costs-in-photovoltaics-glass-manufacturing> : alors que les technologies actuelles utilisent des verres d'au moins 3mm d'épaisseur, le secteur tend vers des verres de 2mm soit un gain de 30% sur les consommations ainsi que des substrats à base de polymères.

Pour les technologies de couche mince CdTe et CIGS et pour les technologies GaAs, il existe en revanche à chaque fois un élément limitant nécessitant plusieurs centaines d'années de production : tellurium [Te], gallium [Ga], indium [In], sélénium [Se]. Trois difficultés apparaissent : la problématique de la compétitivité de nouveaux champs pour augmenter la capacité de production, la disponibilité de la main-d'œuvre, mais surtout le fait que ces composants sont des coproduits de l'argent, du cuivre ou d'autres métaux. Augmenter la production de ces coproduits nécessite d'augmenter la production des produits principaux. Or, l'économie d'une mine tient à la valorisation de ses différents produits. Si les principaux ne peuvent être valorisés, la mine ne sera pas viable économiquement à moins d'une hausse très importante du prix des coproduits que l'on souhaite exploiter. C'est là une difficulté qui paraît difficile à lever. Même avec une baisse d'un facteur 3 ou 4 des quantités requises par Watt crête par rapport aux données actuelles, les besoins correspondraient toujours à plusieurs centaines d'années de production actuelle.

38. Un tel facteur de réduction n'est pas impossible. Déjà la société française S'Tile annonce avec sa cellule i-cell qui va rentrer en phase pilote une division par 2 de la quantité d'argent par Watt crête.



Cela ne sonne pas forcément le glas de ces technologies, mais cela les cantonnera dans leur développement car aucune rupture sur l'approvisionnement minier de ces matières premières n'est entrevue aujourd'hui.

La troisième catégorie de cellules, celle en plein développement dans les laboratoires (quantum dots, cellules à base de perovskites notamment) n'a pas de problème d'approvisionnement. Cela vient du fait qu'aujourd'hui, tous les développements de nouvelles technologies photovoltaïques prennent en compte la problématique de l'approvisionnement en matières premières (mais pas forcément celle de la toxicité notamment avec le plomb utilisé dans les cellules à base de perovskites).

Si l'on regarde donc le paysage des contraintes en termes de matières premières, les technologies utilisant le silicium n'ont pas de contraintes rédhibitoires. Même le MIT n'en voit pas dans son étude pour une part de photovoltaïque à 100% de la consommation électrique mondiale en 2050³⁹.

.....
39. Le MIT ne dit pas qu'au niveau du système électrique c'est faisable, mais simplement que cette hypothèse de développement n'est pas soumise à une contrainte physique sur les matières premières nécessaires.

L'EROI (Energy Returned On Energy Invested) ou Taux de retour énergétique

Combien d'énergie faut-il pour produire 1 litre d'essence, 1 kWh d'électricité ou 1 m³ de gaz de ville ? C'est à cette question qu'essaie de répondre la notion de l'EROI.

Intuitivement, il est facile de comprendre que s'il fallait plus d'énergie pour construire une centrale photovoltaïque que l'énergie que cette même centrale allait générer tout au long de son fonctionnement, cela n'aurait pas grand intérêt de développer une telle technologie. Certains experts estiment qu'il faut que l'énergie fournie par une solution énergétique soit au moins 5 fois supérieure à l'énergie nécessaire pour implémenter cette solution.

Sans entrer dans la validité de ce chiffre, il apparaît assez clair que le ratio énergie fournie par une solution énergétique / énergie dépensée pour implémenter cette solution doit être supérieur à 1. Dans l'excellent livre de Deber, Deléage et Hémer, «Une histoire de l'énergie»⁴⁰, les auteurs expliquent que l'évolution de l'humanité s'est faite par l'acquisition de convertisseurs performants « économisant l'énergie humaine » pour d'autres tâches et permettant ainsi d'accéder à plus de ressources.

.....
40. (Jean-Claude Deber - Jean-Paul Deléage - Daniel Hémer, 2013)

COMMENT EST CALCULÉ L'EROI ?

Afin de calculer l'EROI, il faut d'abord prendre en compte l'énergie utilisée pour sortir le pétrole, le gaz, le charbon, l'uranium du sol. Il faut ensuite intégrer l'énergie nécessaire à la fabrication des machines permettant de transformer le pétrole en essence, le charbon, le gaz et l'uranium en électricité, ou à capter et transformer en électricité le vent et le soleil. Mais faut-il également comptabiliser les moyens de transport, pipelines, gazoducs et autres réseaux ? Faut-il aussi considérer l'énergie alimentant les humains qui entretiennent les installations, les réseaux, les routes pour circuler ? On le voit la question du périmètre est complexe. Difficile de déterminer quand s'arrête la prise en compte de l'énergie utilisée pour fabriquer de l'énergie, tant cette dernière est à la base de nos activités ! Cette question du périmètre permet également de relativiser le ratio de 5 considéré par certains auteurs comme un bon EROI.

Dans la majorité des calculs, le périmètre de l'EROI s'arrête à la consommation d'énergie nécessaire pour construire une installation de production d'énergie ou pour construire et faire fonctionner une installation d'extraction de pétrole / gaz. Dans l'étude de Hall et Prieto sur l'EROI du photovol-

taïque, en revanche, le périmètre étudié est plus large. Il se veut même complet en intégrant tous les acteurs impliqués dans la construction d'une centrale photovoltaïque et donc toutes les dépenses énergétiques associées : dépenses énergétiques pour la construction, dépenses énergétiques pour faire vivre les acteurs financiers permettant le financement d'une installation photovoltaïque, dépenses énergétiques pour faire vivre les acteurs administratifs travaillant « pour » une installation photovoltaïque (ces acteurs travaillent sur la régulation, le contrôle, les taxes, etc.),... Chaque coût (en numéraire) est converti dans ce type d'analyse en dépense énergétique. Par exemple, le banquier nécessaire à l'élaboration des financements d'installations photovoltaïques doit se loger, se nourrir, se déplacer pour travailler pour le financement du photovoltaïque. Cela se traduit par un coût en termes de salaires, mais cela génère aussi une dépense énergétique. Il y a ainsi une relation entre niveau de dépenses (en numéraire) et quantité d'énergie consommée.

Si l'élargissement du périmètre est intéressant, il serait nécessaire de l'étendre au calcul de l'EROI de l'ensemble des énergies pour avoir des données comparables.

Par exemple, la construction de bateaux à voile a permis de transporter des marchandises avec seulement 2-3 personnes là où il fallait avant une dizaine de rameurs en plus. L'énergie (principalement humaine) dépensée à construire le bateau à voile, permettait d'économiser beaucoup plus de travail humain puisque les rameurs pouvaient se consacrer à d'autres tâches non envisageables avant l'avènement du bateau à voile. Elle a également permis une croissance de la population par un accès à un périmètre d'approvisionnement en nourriture plus vaste pour un investissement humain identique. L'EROI du bateau à voile était largement supérieur à 1. Au-delà du surplus énergétique dégagé par l'utilisation du vent, il fallait que ce surplus soit durable dans le temps car les anciens rameurs œuvraient à de nouvelles activités, qui n'étaient pas indispensables dans la société préalable au bateau à voile mais constituaient l'essence même de l'existence de la société moderne.

Cette image permet de comprendre, au-delà des questions climatiques, la nécessité de s'assurer qu'une solution mise en œuvre permette toujours de dégager le surplus énergétique suffisant pour maintenir et même continuer à développer l'humanité.

Deux spécialistes des questions de l'EROI, MM. Hall et Prieto, ont étudié l'EROI du photovoltaïque en Espagne pour les installations construites entre 2009 et 2011. Dans leur étude très détaillée, ils arrivent à un EROI de 2,41 : il faudrait donc une unité d'énergie pour en créer 2,41 avec du photovoltaïque soit 1,41 de surplus. S'il fallait, effectivement, un surplus de 4 pour permettre à une civilisation de continuer à se développer, le photovoltaïque ne serait donc pas sur ce plan une solution viable.

L'Ademe trouvait, par contre, un EROI de l'ordre de 10 à 30⁴¹, mais sans prendre en compte les dépenses énergétiques prises en compte par Hall et Prieto, c'est-à-dire les dépenses énergétiques au-delà de la simple fabrication de l'installation photovoltaïque (voir encadré p. 34).

Les deux éléments parmi les plus importants dans une installation photovoltaïque sont le coût d'investissement en €/W et le coût de la maintenance. Sur la période 2009-2011, Hall et Prieto ont évalué le coût d'investissement à environ 5,5 M€/MW et le coût d'exploitation et de maintenance à 1,7 M€ sur 25 ans. Ces eu-

ros correspondent à de l'investissement énergétique.

Au vu de l'analyse précédente sur l'investissement et des données des experts sur la partie exploitation et maintenance, 1MW de photovoltaïque coûte aujourd'hui de l'ordre d'1M€ et la maintenance sur 25 ans coûte plutôt de 20 à 30 k€/MW/an soit sur 25 ans entre 0,5 et 0,75 M€. En gardant le périmètre et les données de Hall et Prieto, si on prend le coût énergétique actuel lié à la construction d'une installation photovoltaïque et celui lié à son fonctionnement, (sans prendre en compte les économies potentielles sur les autres facteurs de coûts), l'EROI passe de 2,41 à environ 7-8. Si l'on prend en compte les améliorations futures de la compétitivité du photovoltaïque, l'allongement de la durée de vie des panneaux de 25 à 30 puis 40 ans en 2050, on obtient l'évolution suivante.

- Coûts de 2030 selon le scénario de ce rapport et 30 ans de durée de vie : 10-11.
- Coûts de 2050 selon le scénario de ce rapport et 30 ans de durée de vie : 17-18.
- Coûts de 2050 selon le scénario de ce rapport et 40 ans de durée de vie : 23-24.

Le pétrole voit son EROI décroître d'année en année. Au contraire, le photovoltaïque dépasse dès à présent le critère d'un EROI supérieur à 5. Ce dernier s'améliorera⁴² encore grandement dans les prochaines années à l'inverse des modes classiques de production d'électricité.

Ces rapides calculs doivent appeler une étude plus approfondie sur les données actuelles et futures pour affiner les chiffres précédents. Mais cela ne changera pas la tendance mise en évidence. Par ailleurs, il serait intéressant de le faire sur d'autres énergies fossiles, incluant la capture et le stockage du CO₂, ainsi que sur le nucléaire. L'évolution croissante de leurs LCOE et l'écart lui aussi croissant face au photovoltaïque laisse à penser que leur EROI sera moins favorable et que donc, pour l'humanité, ce sera une source d'énergie, ou un convertisseur, moins performant que le photovoltaïque.

42. Le contenu carbone de l'électricité photovoltaïque (actuellement entre 30 et 80 grammes de CO₂ par kWh selon l'Ademe) s'améliorera donc nécessairement aussi dans les prochaines années. A titre de comparaison, les installations fonctionnant avec les énergies fossiles émettent entre 300 et 1000 grammes de CO₂ par kWh, le nucléaire et l'éolien autour de 10 grammes et l'hydroélectricité environ 10 grammes pour les installations en zones non humides ou ne noyant pas des forêts (dans ces zones, la putréfaction des végétaux peut faire grimper significativement les émissions de gaz à effet de serre et en particulier de méthane).

LA BAISSSE INEXORABLE DE L'EROI DU PÉTROLE

[on considère ici l'EROI lié uniquement à l'investissement dans l'installation d'extraction et non les dépenses énergétiques annexes].

Jusqu'aux années 30, l'EROI du pétrole américain (principal producteur de pétrole) était de 100. Dans les années 70, l'EROI de la production mondiale se situait entre 25 et 40. Il chuta à 10-30 en 2005. Aujourd'hui, les sables bitumineux ont un EROI compris entre <1 et 8 environ. Ces chiffres qui ne considèrent pas les dépenses annexes liées au pétrole (coût énergétique lié à la gestion du financement, coût énergétique lié à la pollution générée, l'énergie utilisée par tous les acteurs impliqués directement ou indirectement par le projet, etc.), comme dans l'étude de Hall et Prieto, surestiment donc la réalité du surplus énergétique dégagé par les nouveaux champs pétroliers.

Cette lente décroissance s'explique par l'extinction des champs « facilement exploitables ». Les nouveaux nécessitent plus d'investissement, plus d'énergie pour extraire un pétrole qui se trouve plus en profondeur, ou emprisonné dans des roches dont il est difficile à sortir. Avec le temps, la situation ne fera que s'aggraver. C'est l'un des problèmes de la planète pétrole. Ce n'est pas tant le manque de pétrole qui pose soucis, que la diminution du surplus énergétique que l'on en retire (au-delà de son problème principal qui est l'émission de CO₂).

41. (Ademe, Produire de l'électricité grâce à l'énergie solaire, 2015)

3. LES ENJEUX DU PV : LA GESTION DE L'INTERMITTENCE

Les éléments de prospective précédents ne doivent pas faire oublier une caractéristique importante du photovoltaïque, frein potentiel à son développement : son intermittence. Le photovoltaïque ne produit que de jour et davantage en été qu'en hiver. Par ailleurs, la production peut être très variable d'une heure sur l'autre du fait des variations rapides de l'ensoleillement (passage d'un nuage par exemple). Cela peut générer des problèmes d'équilibre entre l'offre et la demande et donc au niveau de la gestion du réseau.

Pour avoir une vision réaliste de ce qui pourrait advenir quant au développement du photovoltaïque, il est nécessaire de regarder trois aspects importants du système électrique :

- la capacité du réseau à absorber l'intermittence ;
- la capacité à flexibiliser la consommation pour suivre les variations de production ;
- les perspectives de développement du stockage de l'électricité.

3.1 L'intégration dans les réseaux

Afin d'étudier la problématique de l'intégration du photovoltaïque dans les réseaux électriques, ce rapport s'est penché sur le cas de la France qui peut être généralisé à un réseau mûr dans un pays assez grand et donc dans la majeure partie des pays développés.

Intégration du photovoltaïque vue du réseau de transport d'électricité *L'intermittence infrajournalière*

L'une des premières problématiques du photovoltaïque est son intermittence de court terme. Sa production peut fortement varier d'une heure à l'autre. Cependant, cette caractéristique est très fortement réduite (voire annulée) grâce à l'effet de lissage⁴³ du réseau de transport comme le souligne RTE⁴⁴. La production nationale a quasiment la forme d'une cloche (*Figure 32*), proche de celle (théorique) de la production qui résulterait d'un ensoleillement continu. Seule l'amplitude varie d'une journée à l'autre.

43. La production photovoltaïque vue par le réseau de transport est la somme de la production des installations photovoltaïques connectées. L'effet de lissage vient du fait que les productions des installations varient de façon globalement indépendante les unes des autres : une baisse de production photovoltaïque à un endroit de la France sera compensée par une hausse à un autre endroit. Les variations à court terme sont donc ainsi lissées.

44. (RTE, 2014)

Vu du réseau de transport et à une maille suffisamment grande, et donc vu de la problématique de l'équilibre offre-demande, il n'y a pas de problème d'intermittence infrajournalière.

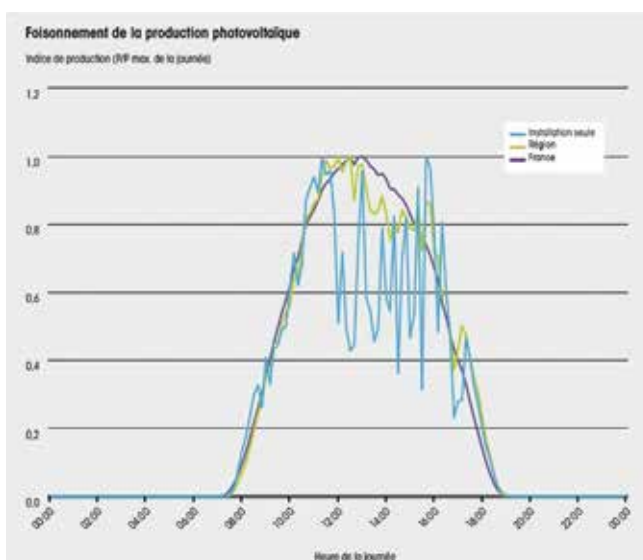
En revanche, le photovoltaïque produit, a priori, quoi qu'il arrive (sauf la nuit). Sa production a un impact potentiel sur la gestion du système électrique lorsque l'on regarde les écarts de puissance par rapport à la moyenne journalière. Cela donne une mesure des niveaux de variabilité nécessaires pour maintenir l'équilibre de l'offre et de la demande (ou demande nette⁴⁵ de la production photovoltaïque).

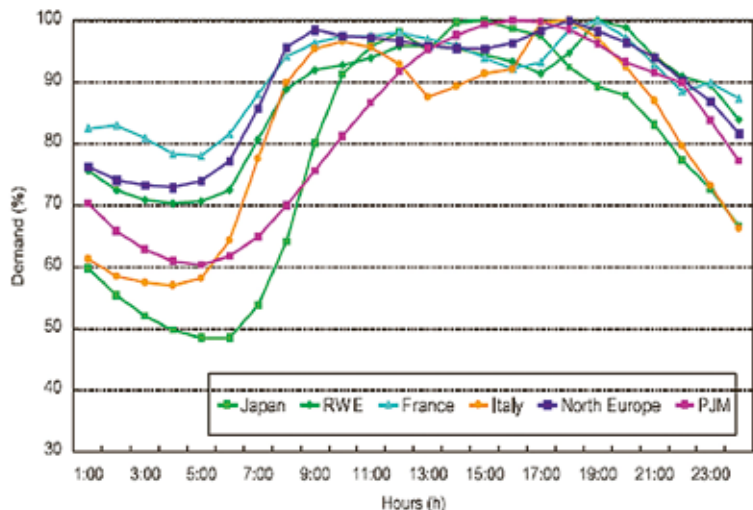
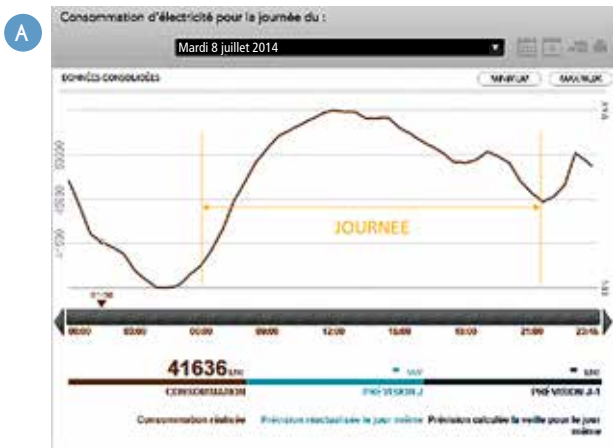
Ce besoin de flexibilité du système électrique dépend intuitivement, vu de la consommation, de l'écart entre le maximum de consommation et le minimum de consommation. Comme le montre l'exemple d'une journée de consommation d'été en France (ceci est vrai pour la plupart des pays), le pic de consommation se situe en milieu de journée, soit au même moment que le pic de production photovoltaïque (*Figure 33-A*). Le pic de la demande nette aura donc tendance à diminuer avec la pénétration du photovoltaïque, diminuant ainsi le besoin de flexibilité. En revanche, à un certain niveau de pénétration du photovoltaïque, un creux de consommation sera généré induisant potentiellement une hausse du besoin de flexibilité comme l'illustre la *Figure 33-C* issue du rapport PEPS⁴⁶ et correspondant à une journée typique de week-end.

45. La demande nette d'électricité résulte de la demande globale à laquelle on soustrait la production dite « fatale » c'est-à-dire la production qui advient quoi qu'il arrive (comme c'est le cas pour le solaire photovoltaïque).

46. (Ademe - DGCI - ATEE, 2013)

► FIGURE 32 : EFFET DE LISSAGE DE LA COURBE DE PRODUCTION DE L'ENSEMBLE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES GRÂCE AU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ, RTE





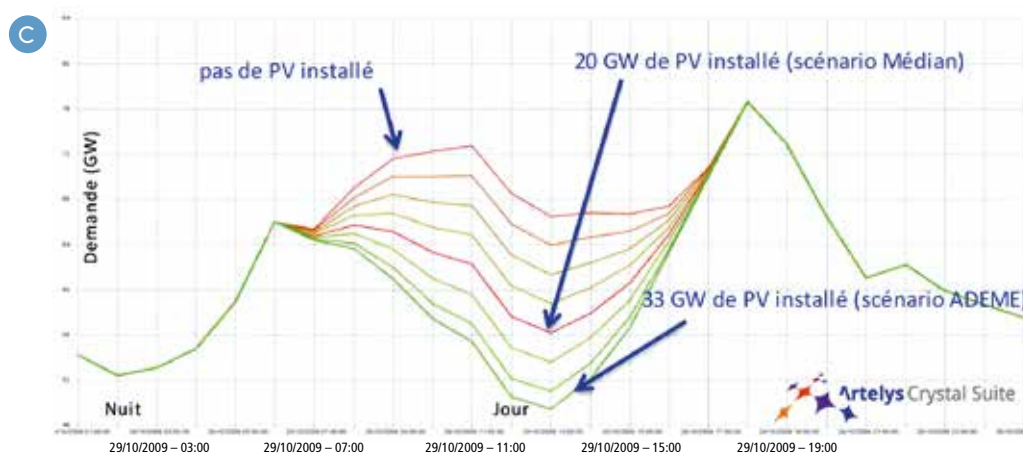
► FIGURE 33 :

A COURBE DE DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AU PÉRIMÈTRE FRANCE ;

B COURBE DE CHARGE DE DIFFÉRENTS PÉRIMÈTRES DANS LE MONDE, SOURCE IEC* ;

C ÉVOLUTION DE LA COURBE DE DEMANDE NETTE DE LA PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE EN FONCTION DU TAUX DE PÉNÉTRATION DE CETTE DERNIÈRE, SOURCES RTE ET ADEME

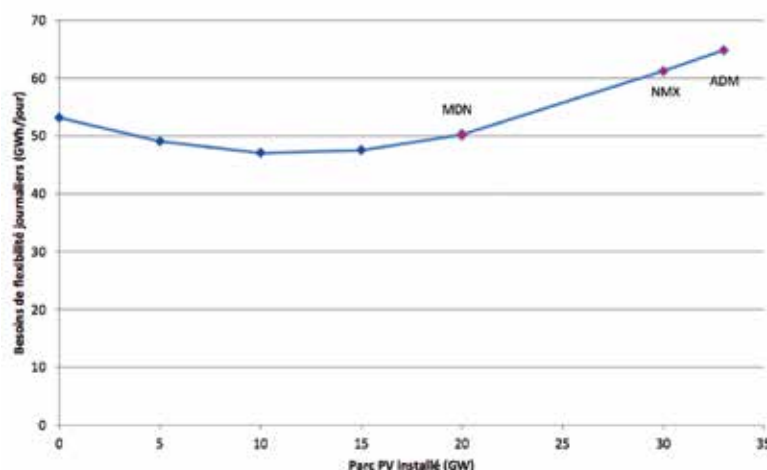
* (International Electrotechnical Commission, 2011)



Intuitivement, on comprend que le besoin de flexibilité journalier n'est pas forcément accru par le photovoltaïque. Les simulations réalisées dans le cadre du rapport PEPS montrent que, sur le périmètre France, le besoin de flexibilité journalier avec 20-25 GW de photovoltaïque est équivalent à celui sans photovoltaïque (Figure 34). On peut au premier ordre indiquer qu'un niveau de pénétration équivalent à 20-25% de la puissance appelée lors de la pointe de consommation (environ 100 GW dans l'exemple français), soit 5 à 8% de la consommation (qui est

au total d'environ 450 TWh], n'augmente pas le besoin de flexibilité par rapport à une situation sans photovoltaïque. Il n'y a donc pas a priori de contrainte jusqu'à ces niveaux de pénétration sur le réseau français et sur tout réseau mature⁴⁷. Selon les experts de RTE et les études qu'ils ont réalisées en interne, le besoin de flexibilité journalière en puissance n'est pas plus impacté qu'aujourd'hui pour les taux de pénétrations mentionnés ci-dessus.

47. L'analyse ci-dessus vaut pour une situation de référence sans problème et donc implique un réseau mature assurant une sécurité d'approvisionnement électrique.



► FIGURE 34 : BESOIN DE FLEXIBILITÉ JOURNALIÈRE EN FONCTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE DE SOLAIRE, SOURCE ADEME*.

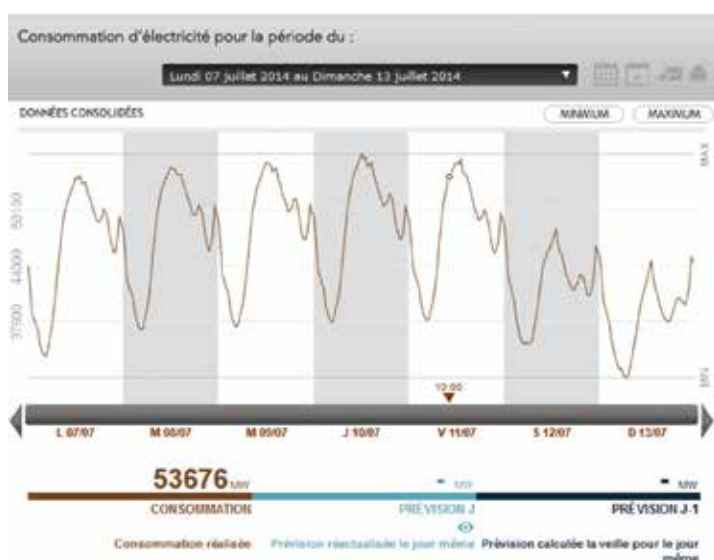
* [Ademe - DGCS - ATEE, 2013]



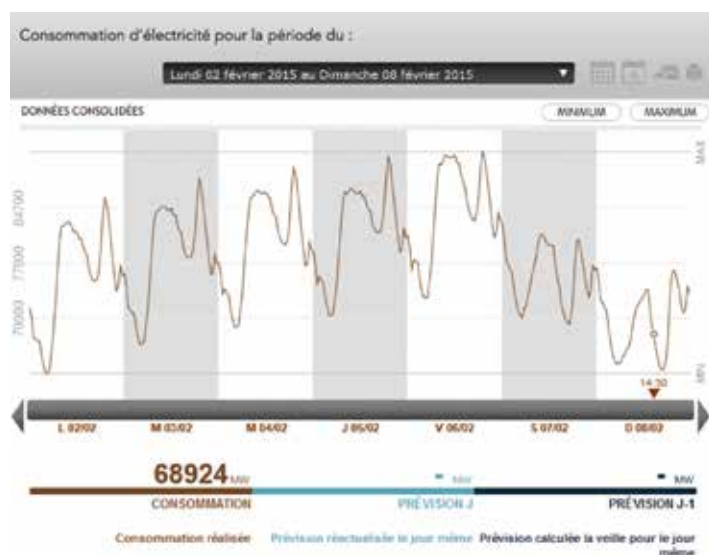
© Klaus Hol | CC BY-SA 3.0

► FIGURE 35 : VARIATION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ SUR UNE SEMAINE AU NIVEAU DU PÉRIMÈTRE DE RTE-FRANCE EN ÉTÉ **A** ET EN HIVER **B**. SOURCE RTE

A



B



L'aléa hebdomadaire

Le second paramètre d'intermittence du photovoltaïque est l'aléa d'un jour sur l'autre ou aléa hebdomadaire. Il peut y avoir de fortes variations du maximum de la cloche de production photovoltaïque présentée à la Figure 32. Cela peut donc générer des problèmes de gestion au niveau du système électrique. Aujourd'hui cette variabilité existe au niveau de la consommation comme le montre l'exemple d'une semaine de juillet 2014 et d'une semaine de février 2015 (Figure 35).

En deux jours, l'écart de puissance appelée entre la puissance minimale et la puissance maximale peut être de 20 à 30 GW avec une variation de la puissance moyenne de l'ordre de 15 GW. Le système électrique doit donc supporter une augmentation générale de la puissance appelée. Le même phénomène peut survenir avec le photovoltaïque, pour d'autres raisons, en considérant la demande nette. Cette dernière peut évoluer d'un jour sur l'autre du fait d'une variation de la production totale photovoltaïque consécutive aux changements d'ensoleillement à l'échelle du pays. Ces variations ne sont pas forcément aux mêmes instants. En revanche, le photovoltaïque ne peut pas accentuer le phénomène précédent de façon significative tant qu'il reste dans des niveaux de pénétration de l'ordre de 20 à 25% de la puissance appelée maximale. Si c'était le cas, il faudrait qu'il augmente significativement la pointe de consommation et diminue le creux de consommation. Or, c'est au moment de la pointe que le photovoltaïque peut produire tandis qu'au moment du creux, il ne produit jamais. Il n'y a donc a priori pas, au premier ordre, d'impact significatif du photovoltaïque sur le besoin de flexibilité hebdomadaire, a minima tant que la capacité de photovoltaïque installée reste dans des proportions similaires aux flexibilités standards de la consommation.

Cette analyse « dimensionnelle » est cohérente avec les études réalisées en interne de RTE pour le périmètre France. Selon les experts de RTE, il n'y a pas d'impact significatif du développement du photovoltaïque sur le besoin de flexibilité hebdomadaire.

L'intermittence saisonnière

Le dernier paramètre de variabilité est l'intermittence saisonnière. Ce paramètre vaut pour les zones septentrionales. En effet, l'ensoleillement pour les zones de la « sunbelt⁴⁸ » est beaucoup plus régulier tout au long de l'année. L'irradiance⁴⁹ peut varier d'un facteur 1 à 6 comme en Allemagne, ou d'un facteur 1 à 1,5 comme au Mali⁵⁰. Ce point permet de comprendre que la part du photovoltaïque n'est pas équivalente dans toutes les zones du territoire et qu'en tout état de cause, un mix électrique sera toujours nécessaire. Les zones septentrionales ont la particularité d'avoir des hivers plus ventés et moins ensoleillés, et des étés moins ventés mais plus ensoleillés rendant pertinente une complémentarité entre énergie solaire et éolienne qui rattrape l'inconvénient du photovoltaïque à l'échelle d'une année.

Cette analyse globale montre que les réseaux de transports actuels permettent d'absorber de 20-25% de photovoltaïque en puissance, soit 5 à 8% de la consommation totale d'un système électrique. Pour mémoire, aujourd'hui, le photovoltaïque ne représente qu'un peu plus de 1% de la consommation française. Il n'y a donc pas de problème particulier au niveau de la gestion nationale du système électrique, ce que RTE corrobore. En revanche, en Allemagne, le photovoltaïque représente déjà 7% de la consommation : son impact sur le réseau commence à se faire sentir. Cependant, ces difficultés ne sont pas forcément insurmontables. Le 20 mars 2015, une éclipse partielle de soleil a affecté l'Allemagne autour de 10h du matin. La production photovoltaïque a chuté de 5 GW en 75 min puis augmenté de 14 GW en 75min, l'équivalent du démarrage en 75 min de 15 réacteurs nucléaires de 900 MW et ce, sans que le réseau tombe ou sorte de ses spécifications standards de fonctionnement. Ici, le facteur important pour la gestion du système électrique est la variation de puissance sur une courte période et non la quantité d'énergie associée. Certes les STEPs et des centrales thermiques⁵¹ ont permis de compenser ce déficit de production, mais plus important,

ce test a montré la faisabilité de maintenir à l'équilibre un réseau électrique malgré des variations très importantes de la puissance d'un des moyens de production du système⁵².

Comme le mentionne une récente étude d'EDF⁵³, un système avec beaucoup d'intermittence peut nécessiter de faire varier beaucoup plus les moyens thermiques traditionnels en plus des moyens de stockage du système pour assurer des variations importantes de production. Cependant, l'exemple précédent montre la possibilité de gérer des variations importantes par une anticipation et un pilotage intelligent des consommations.

Intégration du photovoltaïque vue du réseau de distribution

Vu des réseaux de distribution, le photovoltaïque a un comportement différent. Il foisonne moins et par ailleurs les lignes de courant basse tension qui vont jusqu'au consommateur final peuvent être affectées par une injection d'électricité issue de petites installations alors que leur gestion n'était initialement prévue que pour du soutirage.

Les principaux problèmes sont : des problèmes de congestion avec des besoins de renforcement sur le réseau et des problèmes de tenue de la tension au sein de marges définies par un plan de tension⁵⁴. Ces problèmes ne sont pas induits par toutes les installations.

Problèmes de congestion

Pour les installations de grande puissance, il n'y a pas de problème particulier⁵⁵ a priori car elles sont raccordées au réseau de moyenne ou plus haute tension par des infrastructures dédiées comme l'ont été autrefois les installations hydrauliques au fil de l'eau. Il n'y a donc pas d'impact réseau.

Pour les installations de petites et moyennes tension, la situation est différente. Le premier problème est lié à la répartition de la capacité de production par rapport à la demande électrique et à la densité des réseaux. Sur les réseaux urbains denses, que ce soit au niveau de zones résidentielles ou tertiaires, la

puissance photovoltaïque pourrait atteindre 100% de la pointe de consommation de la zone⁵⁶. Sur des réseaux moins denses, les contraintes de congestion limiteraient à 20-30% en puissance le taux de pénétration sans renforcement. Aujourd'hui, on constate parmi les différents exemples que le photovoltaïque de petite et moyenne puissance se développe dans des zones peu denses et souvent avec des puissances bien supérieures aux pics locaux de consommation, ce qui génère un surcoût. L'exemple typique est la ferme isolée installant 100 ou 250 kW de photovoltaïque sur un hangar, soit l'équivalent de la puissance de plusieurs dizaines de maisons⁵⁷.

Il est donc nécessaire de déployer le photovoltaïque intelligemment par rapport aux lieux de consommations, afin d'éviter qu'il y ait des contraintes sur le réseau de distribution en termes de puissance. La contrainte d'adéquation densité de production / densité de consommation doit pour cela, être vérifiée, ce qui n'est pas forcément le cas en l'absence d'incitation.

Tenue du plan de tension

Concernant le plan de tension, le problème est essentiellement lié aux lignes basse tension. Même en cas de bonne adéquation locale entre production photovoltaïque et consommation, il y aura toujours des remontées de courant sur des lignes principalement dédiées à l'alimentation de points de consommation. En effet, l'injection de courant sur une ligne du réseau basse tension a tendance à faire monter la tension. A l'inverse, lorsque du courant est soutiré, cela a tendance à faire baisser la tension. Pour la bonne tenue du réseau de distribution, il faut systématiquement que la tension reste dans une fourchette de référence. Dans une configuration sans photovoltaïque, on comprend que le plan de tension aura tendance à maintenir la tension vers le haut de la fourchette pour faire face aux pics de consommation. Si dans ce système on intègre du photovoltaïque qui injectera de l'électricité avec des variations de puissance potentiellement importantes et rapides, cela aura tendance à générer des pics de tension pouvant faire sortir la tension de sa four-

48. La « sunbelt » rassemble les pays situés entre les deux tropiques qui bénéficient du meilleur ensoleillement sur la Terre par rapport aux pays des zones septentrionales.

49. L'irradiance quantifie la puissance du rayonnement solaire au sol par unité de surface. Cette grandeur s'exprime en W/m².

50. (Anne Labouret et Michel Villos, 2012)

51. Notons qu'à ce moment de la journée (entre 10h et 11h15) et pour un jour sans éclipse, en l'absence de solaire photovoltaïque dans le mix énergétique allemand, la production aurait été assurée par des centrales thermiques car cela correspond à une pointe de consommation.

52. http://www.techniques-ingenieur.fr/actualite/technologies-de-l-energie-thematique_89428/eclipse-solaire-l-allemande-passe-avec-succes-le-stress-test-de-sa-transition-energetique-article_293344/

53. (EDF - Division R&D, 2015)

54. Le plan de tension définit des limites inférieures et supérieures que la tension dans un réseau de distribution ne doit pas dépasser pour maintenir une qualité standard de l'électricité fournie aux consommateurs connectés à ce réseau.

55. (ERDF, 2013)

56. (CIRED - A. Minaud - C. Gaudin - L. Karsenti, 2013)

57. Si pour le photovoltaïque les puissances maximales de production s'ajoutent, ce n'est pas le cas pour la consommation où les effets de décalage font que la puissance totale est bien inférieure à la somme des puissances individuelles. En France, il y a environ 30 millions de foyers électriques avec une puissance maximale de l'ordre de 6 kVA, mais le pic de consommation est au maximum de l'ordre de 100 GW et non de plus de 180 GW (180 GW - 30 millions x 6 kVA).

chette de référence entraînant une chute locale du réseau. Ce problème peut se régler par une évolution du plan de tension (ce qui doit se faire de façon structurée) mais surtout par une régulation locale de la tension basée sur un management adéquat de la puissance réactive des installations photovoltaïques.

Ainsi, les contraintes du photovoltaïque existent mais elles peuvent être contournées par une meilleure adéquation production / consommation et par l'implémentation de nouveaux dispositifs dont le coût restera marginal par rapport au coût global. Un système de gestion de la puissance réactive fait appel à de l'électronique de puissance d'un coût moindre à celui d'un onduleur. Il représente aujourd'hui de l'ordre de 10% du coût d'une installation. En intégrant cette vision avec la capacité du réseau de transport à accepter l'intermittence du photovoltaïque, 5 à 8% de la consommation électrique peut être produite par du photovoltaïque sans trop de modifications sur le réseau⁵⁸. En revanche, aller au-delà et atteindre les niveaux de 20-25% sous-jacents aux perspectives de développement du photovoltaïque d'un point de vue purement économique et financier, nécessite des dispositifs supplémentaires.

Par ailleurs, le pilotage lui-même du réseau permet d'améliorer l'intégration d'énergies renouvelables intermittentes. Pour certains experts, le gestionnaire de réseau danois a énormément modifié sa façon de piloter son réseau avec une utilisation accrue des prévisions ainsi qu'une implication beaucoup plus importante des acteurs dans la gestion à très court terme de leur production. Cela a permis de générer une plus grande flexibilité dans la gestion du réseau et donc une plus grande réactivité face aux variations rapides de la production de certains types de centrales. Au Danemark, c'est bien évidemment surtout l'éolien qui est prépondérant et non le photovoltaïque, mais, au premier ordre, cela ne change rien par rapport à la problématique de l'intermittence, vue du réseau électrique.

De même, les centrales photovoltaïques via les services fournis par leurs onduleurs, peuvent participer au réglage de la fréquence du réseau électrique. Au-delà de la rémunération supplémentaire pour les exploitations de centrales photovol-

taïques (et donc de l'augmentation de leur compétitivité), cela permet d'augmenter la capacité du réseau à intégrer des énergies renouvelables intermittentes. En France, Energy Pool propose aux centrales photovoltaïques de participer aux services systèmes à compter de 2016.

3.2 Le pilotage de la consommation

Dans l'ancien monde électrique, celui du réseau tel qu'il a été développé depuis la première centrale électrique d'Edison en 1882, la consommation est variable et c'est la production qui s'ajuste. Or, avec le photovoltaïque c'est la production qui est variable. Il faut donc maintenant que la consommation s'adapte à la production.

Dans le paradigme des acteurs de « l'ancien monde », ceci n'est pas concevable. L'électricité est un bien essentiel qui doit pouvoir être fourni de façon sécurisé à chaque instant. Mais l'électricité est-elle un produit final consommé en tant que tel ? D'une certaine façon, non. En effet, ce qui est consommé ce sont les services des équipements électriques : la possibilité de téléphoner, de s'éclairer grâce à une lampe, d'avoir du linge propre grâce à une machine à laver, d'avoir une température agréable grâce à un radiateur, etc. Or, on ne veut pas forcément téléphoner ou laver son linge à chaque instant. De même, l'inertie d'un logement (surtout s'il est bien isolé) ne nécessite pas qu'un radiateur fonctionne en permanence. Dès lors, il existe bien une flexibilité intrinsèque à l'utilisation des différents équipements.

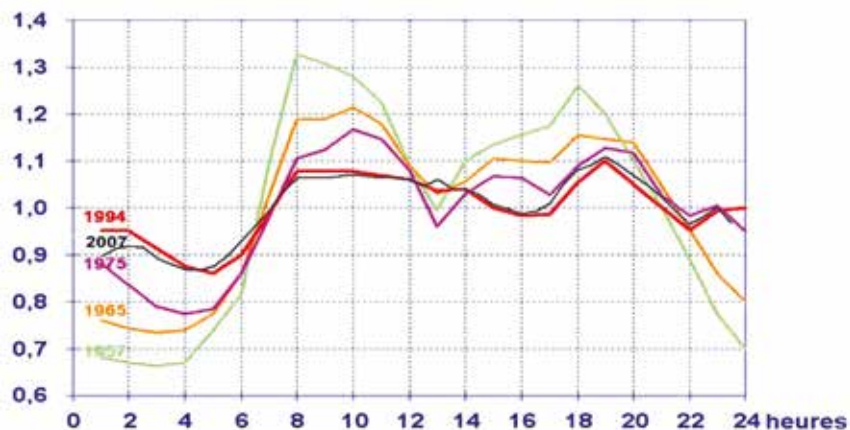
Premier constat : le pilotage permet d'augmenter le taux d'électricité photovoltaïque utilisée par un équipement électrique. L'Ines a réalisé une expérience sur des voitures électriques. Sans pilotage, la production photovoltaïque comptait pour 15-20% de l'approvisionnement électrique de la batterie. Avec pilotage – et en intégrant les contraintes d'utilisation – le taux d'électricité photovoltaïque injectée dans la batterie est monté à plus de 75%. Le même résultat pourrait être attendu sur les ballons d'eau chaude aujourd'hui pilotés, en France, surtout en fonction des surplus nucléaires de nuit (conduisant à des prix bas) ou des contraintes locales de réseau. Ce résultat est très intéressant pour permettre un développement important du photovoltaïque. Sans pilotage de la consommation et avec une capaci-

té photovoltaïque importante, les pics de production à midi pourraient potentiellement excéder la consommation électrique. La possibilité de piloter des usages électriques et de leur faire absorber du photovoltaïque pour au moins 75% de leurs besoins permet d'envisager d'absorber de façon active ces pics de production en déformant la courbe de consommation brute et en rendant la courbe de consommation nette de la production photovoltaïque compatible avec le fonctionnement du réseau électrique. Sur les usages de froid et chaud, il est également possible d'augmenter assez facilement le taux de pénétration du photovoltaïque jusqu'à 50% de la consommation de l'équipement.

Les questions qui se posent alors, sont celles de la faisabilité technique et de la part des consommations électriques qui peut être effectivement pilotée.

En France, le pilotage de la consommation existe depuis plus de 50 ans. Il est principalement réalisé via un pilotage direct des consommations des ballons d'eau chaude et par des structures tarifaires incitant à consommer sur des plages particulières. Ce pilotage était et reste toujours faiblement dynamique car il vise principalement à gérer la problématique de la pointe électrique dans un système de production totalement pilotable. Si l'objectif est différent de celui de l'intégration du photovoltaïque, les résultats sont tout de même impressionnants comme le montre la *Figure 36*. L'amplitude des variations de puissance sur une journée a pu être divisée par un facteur 4 en 50 ans. Or, ce pilotage ne s'est fait que sur un segment particulier des usages électriques qui ont profondément augmenté (chauffage, réfrigérateur, machine à laver, électronique etc.) et continueront à augmenter (voiture électrique).

58. Cela n'inclut pas les raccordements des installations de grande puissance, mais comme ce fut le cas pour les centrales hydrauliques ou pour l'EPR de Flamanville, on a construit des lignes spécifiques à chaque fois pour évacuer leur production.



► **FIGURE 36** : EVOLUTION DU PROFIL JOURNALIER DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE FRANÇAISE DE 1957 À 2007 (POUR COMPARER CHAQUE ANNÉE, LE RAPPORT ENTRE LA PUISSANCE APPELÉE ET LA PUISSANCE MOYENNE JOURNALIÈRE A ÉTÉ REPRÉSENTÉ EN ORDONNÉE).
SOURCE : «RENDRE PLUS FLEXIBLES LES CONSOMMATIONS D'ÉLECTRICITÉ DANS LE RÉSIDENTIEL», THE SHIFT PROJECT 2015.

Le think tank The Shift Project, a réalisé en 2015 une étude détaillée sur les potentiels de flexibilité des différents usages électriques résidentiels. Sur la typologie des usages identifiés, le chauffage, l'eau chaude sanitaire (ballon d'eau chaude) et le froid domestique représentent plus de la moitié de la consommation. La *Figure 37-B* montre que de l'ordre de 3 kW sont flexibles dans les logements dont 1,8 kW pour les ballons d'eau chaude. L'intérêt de ces puissances est leur possibilité d'absorber des pics de production intermittente. Aujourd'hui, le pilotage des ballons d'eau chaude permet de diminuer de 6 GW le matin et 6 GW le soir les pics de consommation. Avec de l'ordre de 11 millions de ballons d'eau chaude électriques, le po-

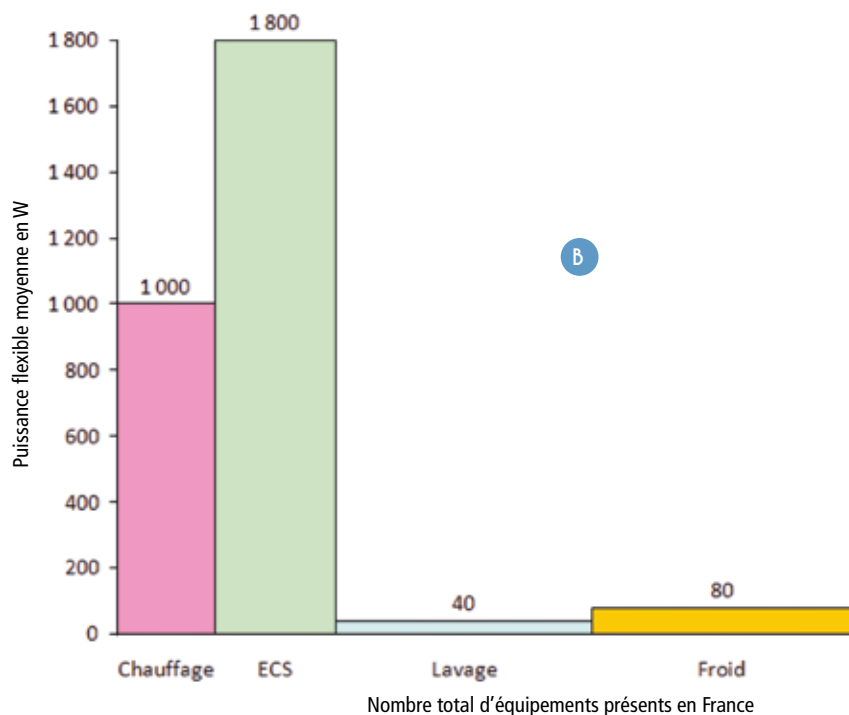
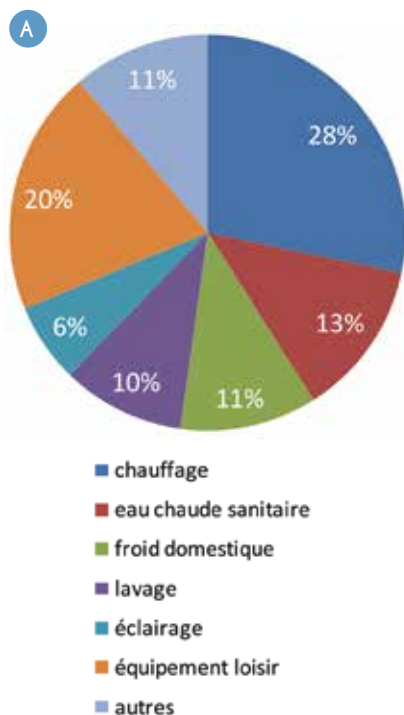
tentiel est en fait de près de 20 GW pour une consommation journalière de l'ordre de 50 GWh. Les ballons d'eau chaude électriques présents dans seulement 30% des logements, permettraient à eux seuls de répondre aux besoins de flexibilité de l'ordre de 25 GW de photovoltaïque⁵⁹. Si tous les logements étaient équipés de ballons d'eau chaude électriques, la puissance pilotable serait triple et l'énergie journalière déplaçable de l'ordre de 150 GWh, bien au-delà des besoins de flexibilité de 65 GW de photovoltaïque en France. Le potentiel de cette technologie existante est donc très important.

59. Aujourd'hui, seuls 80% des ballons d'eau chaude sont asservis - donc seuls 16 GW de flexibilité sont opérationnels aujourd'hui -, mais rien n'empêcherait d'asservir 100% des ballons d'eau chaude.

► **FIGURE 37** :

A RÉPARTITION DES CONSOMMATIONS ÉLECTRIQUES DANS LE RÉSIDENTIEL EN FRANCE ;

B PUISSANCE FLEXIBLE MOYENNE DANS LE RÉSIDENTIEL, SOURCE : «RENDRE FLEXIBLES LES CONSOMMATIONS ÉLECTRIQUES DANS LE RÉSIDENTIEL », THE SHIFT PROJECT 2015.



Cette situation n'est pas propre à la France, même si celle-ci se caractérise par un taux important d'électrification des usages thermiques. La Figure 38 montre la part de l'électricité dans l'eau chaude sanitaire. Le potentiel d'utilisation des flexibilités précédentes est donc d'ores et déjà important à l'échelle mondiale.

Le développement du véhicule électrique ajoutera un potentiel encore plus important et pouvant jouer un rôle de flexibilité sur plusieurs jours. En effet, avec des déplacements moyens de l'ordre de 40-60 km et avec l'augmentation de l'autonomie des batteries (Tesla est déjà à 500 km⁶⁰), la charge des batteries n'a plus besoin d'être effectuée chaque jour (cf. infra pour les évolutions du stockage électrochimique).

Comme le disent de plus en plus d'acteurs, toute la technologie pour le pilotage de la consommation électrique existe et le potentiel est important. Si cela ne se fait pas aujourd'hui c'est pour deux raisons.

- La première est liée au fait que le taux de pénétration du photovoltaïque (et des énergies renouvelables intermittentes d'une manière générale) ne le nécessite pas encore.
- La seconde est que ce pilotage doit sortir, au moins en France, de son schéma historique à la main des gestionnaires de réseaux pour passer au niveau d'une gestion par des acteurs particuliers. Cela nécessite, de plus, de revoir les structures tarifaires qui ne prennent pas encore en compte la notion d'excès de production renouvelable intermittente.

Une autre raison avancée est la gêne pour les consommateurs. L'exemple existant du pilotage des ballons d'eau chaude, mais aussi de l'utilisation des heures creuses / heures pleines ou des tarifs à EJP⁶¹ avec un pilotage manuel par le consommateur de l'utilisation de sa machine à laver le linge ou la vaisselle, montrent que la gêne est une fausse raison.

Le pilotage de la consommation peut se faire en déplaçant les consommations au moment opportun en cas de pic de production mais aussi en effaçant la consommation⁶² en cas de creux de production.

60. http://www.teslamotors.com/fr_FR/models

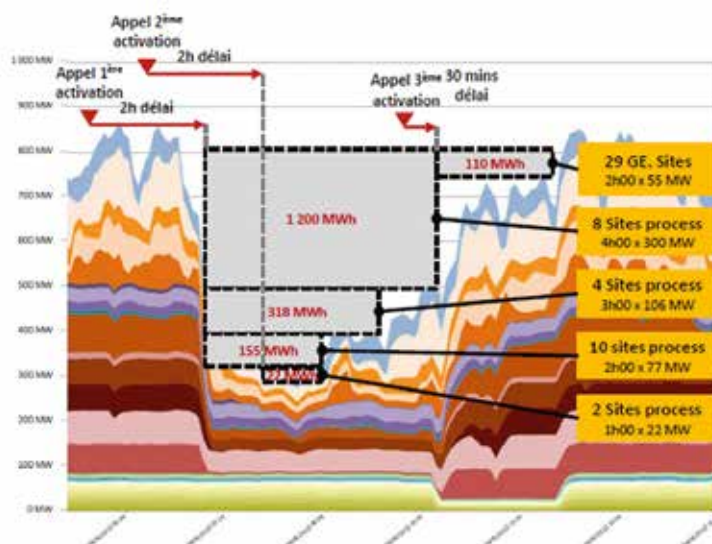
61. EJP = effacement jour de pointe. Il s'agit d'un tarif spécial avec plusieurs niveaux de prix (différence jour, nuit et certains jours sont très chers pour permettre de réduire la consommation ces jours là).

62. L'effacement consiste à demander à des acteurs (particuliers ou entreprises) de stopper leur consommation d'énergie volontairement ou automatiquement. Cette action pouvant être rémunérée.

2010	Electricity use for water heating (TWh)	Share of residential electricity use (%)
European Union	93	22
Germany	23	27
France	20	43
Italy	7.4	25
United Kingdom	6.1	9
Spain	5.8	11
Belgium	3.3	29
Czech Republic	2.9	31
Netherlands	2.1	13
Ireland	1.8	34
Austria	1.8	21
Sweden	1.8	20
Finland	1	19
Greece	1.3	38
United States in 2005	123	20

Source: Enerdata (2011), Odyssee, the Europe Energy Efficiency Project, (database), Grenoble, France, <http://enerdata.net/enerdatauk/solutions/data-management/odyssee.php> and EIA (Energy Information Administration) (2013), Annual Energy Outlook, Washington, D.C.

► FIGURE 38 : PART DE L'EAU CHAUDE SANITAIRE ÉLECTRIQUE DANS LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE RÉSIDENTIELLE DANS DIFFÉRENTS PAYS DU MONDE, «TECHNOLOGY ROADMAP ENERGY STORAGE», AIE, 2014

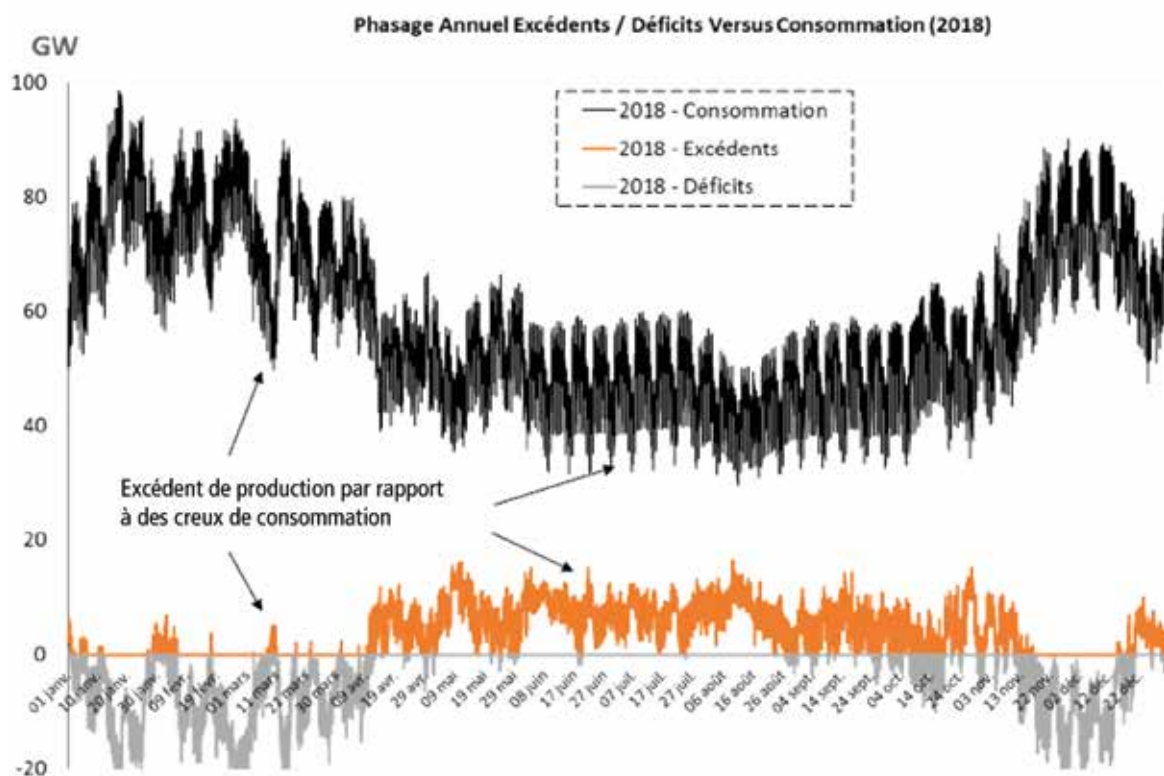


► FIGURE 39 : EFFACEMENT RÉALISÉ PAR ENERGY POOL DE PLUS DE 500 MW EN 2013.

Voltalis qui possède une technologie d'effacement diffus a réalisé des expérimentations sur la gestion du chauffage électrique en Bretagne afin d'éviter des blackouts du fait de la faiblesse du réseau et de la production sur cette zone. Les résultats de ces expériences montrent que (i) la solution d'effacement diffus permet de gérer les tensions sur le réseau électrique et d'éviter des blackouts et que (ii) les consommateurs acceptent très facilement des coupures tournantes de chauffage de 20-30 min et des délestages cumulés pouvant aller jusqu'à une centaine d'heures. Energy Pool a aussi développé un système de délestage au niveau des industriels pour absorber des creux de production via des effacements. La journée du 5 avril

2013 est assez éloquent sur les capacités actuelles et les possibilités futures. Ce jour là, avec un préavis de 2h, Energy Pool a trouvé 500 MW d'effacement auprès de 24 sites industriels pour un volume total d'environ 1,8 GWh sur une durée max de 4h. L'ampleur de la baisse montre qu'il est dès aujourd'hui possible de « piloter » la consommation électrique des industriels en fonction des besoins du système électrique. Actuellement, Energy Pool possède 1200 MW de puissance effaçable auprès de consommateurs industriels activable dans un délai de 2h. Cette puissance a été mise en alerte 5 fois en 2015.

Un autre problème de flexibilité a été mentionné précédemment, c'est celui de la flexibilité intersaisonnière qui dépend



► FIGURE 40 : COMPARAISON DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE DE LA FRANCE ET DES EXCÉDENTS / DÉFICITS DE PRODUCTION EN 2018 DÙ NOTAMMENT À LA FORTE PÉNÉTRATION DES ÉNERGIES INTERMITTENTES PHOTOVOLTAÏQUE / ÉOLIEN. SOURCE THINK TANK « FLEXI-CONSUMMATEURS ».

de la latitude. Quasiment inexistant dans certains pays, ce problème est important aux latitudes septentrionales. Cette difficulté dans le développement du photovoltaïque n'est pas a priori facile à gérer. Autant, décaler le remplissage d'un ballon d'eau chaude à midi au lieu du soir n'impactera pas l'usage de l'eau chaude par le consommateur, autant décaler une consommation de l'hiver à l'été ne va pas de soi. Les seules consommations qui peuvent être modulées sur une année sont celles des industries capables de stocker leur production.

Energy Pool a réfléchi avec des industriels à cette question dans le cadre du think tank « Flexi-consommateurs ». Le constat réalisé par le think tank est que selon les données de RTE, la problématique de la variation saisonnière de la production photovoltaïque se fera sentir dès 2018. Cette analyse prend naturellement en compte le mix électrique et pas uniquement le photovoltaïque. Cependant en été, l'éolien, l'autre énergie intermittente, produit moins qu'en hiver. C'est donc bien le photovoltaïque qui est l'énergie intermittente principale des surplus potentiels en été par rapport à l'hiver et, ce, d'autant plus que dans les zones comme la France, l'été constitue un creux de consommation dans une vision annuelle de la consommation électrique.

La Figure 40 montre deux choses :

- Il y a en été un excédent assez stable

de la production (attention, la maille du graphique peut être trompeuse, à une petite échelle de temps, les variations peuvent être importantes et conduire à un excédent beaucoup plus faible que ce qui apparaît sur le graphique).

- Il y a une tendance déficitaire en hiver mais avec des variations beaucoup plus importante qu'en été.

Une telle situation peut sembler insurmontable et constituer une limitation forte au développement du photovoltaïque. Cependant, les industriels du think tank « flexi-consommateurs », après analyse, sont arrivés à la conclusion qu'il y avait un intérêt économique à déplacer des volumes importants de leur production industrielle et donc de leur consommation électrique en été tout en maintenant de la flexibilité et à augmenter en revanche leur flexibilité en hiver où la situation est plus chaotique⁶³. C'est faisable techniquement pour ces industriels⁶⁴ (un des membres du think tank faisait remarquer à juste titre que la courbe de la Figure 40 correspondait à la courbe de production du béton...).

63. On pourrait se poser la question de l'acceptabilité sociale d'une hausse de la charge de travail en période estivale. L'étude n'a pas été réalisée, mais entre pouvoir répartir ces congés sur toute la période estivale et être forcé de partir pendant la fermeture annuelle qui a généralement lieu début août, en plein pic de vacances (et donc de coûts), certains pourraient voir d'un bon œil une hausse de l'activité en été.

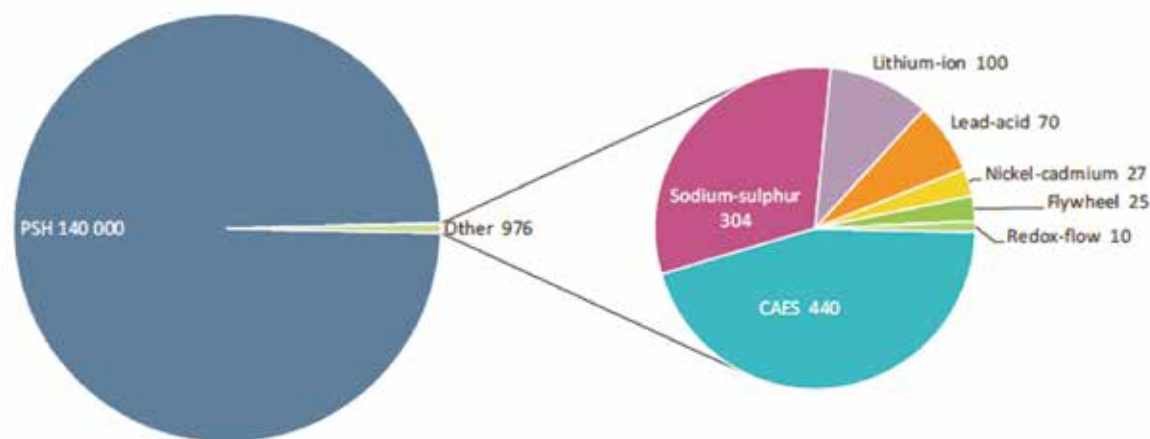
64. Il ne s'agit pas que de petites industries, mais de gros industriels comme des producteurs de ciment, d'acier, donc des industries exploitant des processus industriels complexes.

LA RÉGLEMENTATION THERMIQUE (RT) 2012 EST-ELLE BIEN DIMENSIONNÉE ?

La RT 2012 a implicitement lutté contre le chauffage et l'eau chaude sanitaire électrique au motif qu'ils nécessitaient le démarrage de centrales électriques au gaz ou au charbon. Sans vouloir rentrer dans cette polémique, on voit que les besoins de flexibilité au niveau de la consommation pour absorber l'intermittence du photovoltaïque et les usages effectivement flexibles (notamment le chauffage et l'eau chaude sanitaire) nécessitent de repenser la RT 2012. En effet, il est beaucoup plus pertinent d'alimenter un ballon d'eau chaude avec de l'électricité photovoltaïque que du gaz. Il en est de même pour le chauffage. Il serait donc utile de repenser la logique de la RT 2012 au regard des perspectives d'évolution du mix électrique.



► **FIGURE 41** : RÉPARTITION DES MOYENS DE STOCKAGE DANS LE MONDE EN FONCTION DE LA PUISSANCE INSTALLÉE EN MW (PSH = PUMPED-STORAGE HYDROELECTRICITY = STEP, CAES = STOCKAGE PAR AIR COMPRIMÉ) (AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, 2014)



Source: IEA analysis and EPRI (Electric Power Research Institute) (2010), "Electrical Energy Storage Technology Options", Report, EPRI, Palo Alto, California.

C'est également faisable financièrement à condition de valoriser les services systèmes liés à une modulation permanente de leur consommation et d'intégrer le fait que ces industriels absorberaient une grande quantité d'électricité intermittente à coût marginal nul.

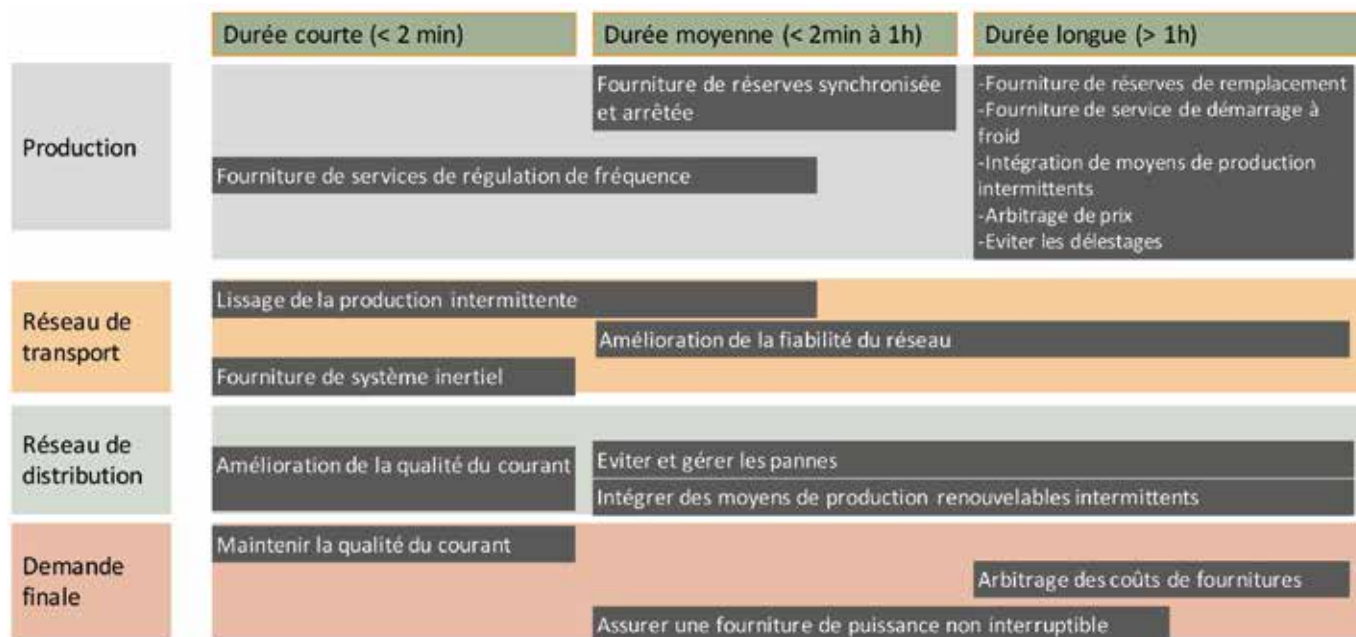
Le pilotage de la demande, que ce soit en forçant des consommations à des moments particuliers ou en effaçant les consommations lors de creux de production, est donc aujourd'hui non seulement faisable mais bien plus déjà mis en œuvre. Il est également diffusable de façon plus importante que ce soit en France ou dans le monde. Il constitue un levier disponible pour commencer à soutenir le réseau dans le cadre de l'augmentation de la part du photovoltaïque mais aussi pour aller au-delà des 5-8% de photovoltaïque qu'un réseau mature peut absorber (sans nécessiter de modification préalable). L'un des freins majeurs au déploiement du pilotage de la consommation est souvent la volonté de certains acteurs de ne pas changer car cela mettrait en péril leur modèle économique historique. La lenteur de l'évolution de la réglementation pour permettre une valorisation économique de ce pilotage (modification des profils de consommation, modification de la commande des ballons d'eau chaude, etc.) est aussi un problème. Certes, il y aura aussi un coût d'investissement pour l'implémentation des équipements de pilotage, mais il sera marginal, les coûts actuels des produits nécessités (qui, par ailleurs, sont loin d'être rétroactifs) baisseront fortement compte tenu de la taille potentielle du marché.

3.3 Le stockage, nouvelle révolution ?

La possibilité croissante d'adapter la consommation électrique à la production et les caractéristiques du réseau permet déjà d'envisager un développement important du photovoltaïque dans le monde. Dans le même temps, les évolutions du stockage, et notamment du stockage électrochimique pourraient totalement bouleverser la problématique des moyens de secours face à des productions intermittentes comme le photovoltaïque.

La présente étude se concentre en particulier sur le stockage électrochimique car c'est l'une des filières du stockage qui bénéficie de dynamiques techniques et économiques prometteuses d'améliorations similaires à celles du photovoltaïque et à celles de l'électronique en général. De surcroît, il s'agit d'une technologie de stockage qui peut être implantée n'importe où contrairement par exemple aux STEP⁶⁵. Enfin, après analyse de cette technologie, elle pourrait être moins anodine que ce que l'on pensait il y a à peine 3-4 ans.

65. STEP = Station de transfert d'énergie par pompage. Ces installations sont constituées de deux lacs d'altitudes différentes et reliés entre eux. Pour stocker de l'électricité, on pompe l'eau du lac inférieur dans le lac supérieur. Pour déstocker, on turbine l'eau du lac supérieur dans le lac inférieur. En France, il y a 4GW de STEP actives. Elles sont aujourd'hui principalement utilisées pour absorber les excédents de production nucléaire la nuit ou en cas de faible consommation. Leur fonctionnement évolue mais ceci concerne bien la raison première de leur construction du fait de la faible flexibilité du nucléaire.



► FIGURE 42 : APPLICATIONS DU STOCKAGE ÉLECTRIQUE (AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, 2014).
TRADUCTION : FONDATION NICOLAS HULOT.

3.3.1 Les différentes technologies de stockage

L'électricité se stocke difficilement et toujours sous forme indirecte :

- sous forme gravitationnelle avec les barrages hydrauliques de retenue, les STEP ;
- sous forme mécanique avec le stockage à air comprimé ;
- sous forme électrochimique avec les batteries ;
- sous forme chimique avec le power-to-gas.

Aujourd'hui, le stockage gravitationnel utilisant l'eau est largement majoritaire dans le monde.

Par ailleurs, stocker répond à des problématiques très différentes selon les points que l'on souhaite aborder. Dans sa « technology roadmap » sur le stockage, l'AIE liste les différentes caractéristiques des types de stockage.

Les batteries au sens large – les moyens de stockage électrochimique – rassemblent les principales technologies suivantes : batterie Plomb-acide, batterie Li-ion, batterie au sodium souffre, batterie sodium ion, flow batterie, batterie au zinc.

Ces technologies permettent de répondre à des besoins de stockage court terme (quelques jours au maximum) au niveau de la demande (report de production) et au niveau de la production (lissage de courbes de production intermittente pour éviter des variations trop importantes de la puissance produite, rôle de service système comme le réglage fréquence⁶⁶).

66. (International Electrotechnical Commission, 2011)

Les caractéristiques des batteries permettent de répondre à la quasi-totalité des contraintes d'intermittence de la production photovoltaïque, sauf celle du stockage intersaisonnier⁶⁷.

Un élément rarement mis en avant est la densité d'énergie c'est-à-dire la quantité d'énergie stockable par unité de volume. Si dans un système électrique centralisé cette question est secondaire, dans une logique décentralisée qui nécessite de répondre à des contraintes locales générées par l'intermittence de moyens de production photovoltaïque, elle n'est plus forcément anodine. Comme le souligne Jean-Marie Tarascon, professeur au Collège de France, le stockage électrochimique et notamment les batteries au lithium possèdent une très forte densité énergétique comparé au stockage dans les barrages (les STEP étant toujours présentes comme le stockage par excellence). Ainsi, pour stocker 10 kWh, la moyenne journalière de la consommation d'un logement dans un pays développé (hors chauffage), il faut :

- 500g de batterie au lithium qui tiennent dans une powerwall Tesla de 130 x 86 x 18 cm ;
- ou faire monter d'un mètre 3700 m³ d'eau (soit une quarantaine de piscines résidentielles).

Le stockage électrochimique offre donc la possibilité, en fonction de l'évolution de sa compétitivité notamment, d'apporter une réponse aux contraintes locales de l'intermittence.

67. Les flow batteries pourraient jouer ce rôle.

3.3.2 Les perspectives technico-économiques des batteries

Les paramètres technico-économiques importants pour une batterie sont les suivants.

- Le coût d'investissement. Contrairement aux moyens de production d'électricité où le coût d'investissement pertinent est le nombre de \$ ou € par unité de puissance (W, kW, GW), pour une batterie, l'important est le nombre de \$ ou € par unité de quantité stockable d'électricité (Wh, kWh, MWh).
- Pour une utilisation stationnaire, l'autre paramètre important est la durabilité de la batterie, caractérisée par le nombre de cycles de charge et de décharge. Avec le temps, une batterie qui pouvait stocker 10 kWh n'arrivera plus à en stocker que 8 kWh (limite de durée de vie pour une application de mobilité) du fait de la dégradation des éléments constitutifs de la batterie (électrodes et

électrolytes⁶⁸). Par ailleurs, le nombre de cycles pouvant être réalisés dépend de la profondeur de charge / décharge⁶⁹ comme l'illustre la Figure 43.

Éléments constitutifs d'une batterie

Une batterie est constituée :

- de cellules élémentaires contenant les éléments de base du stockage : cathode, anode, électrolyte et séparateur ;
- d'un pack de cellules fixant la capacité totale de stockage de la batterie ;
- du système global avec les composants électroniques.

L'essentiel du coût (environ 70%) réside dans la partie cellules / packs qui concentre la principale problématique des batteries : assurer la meilleure densité possible au meilleur coût d'investissement et de fonctionnement.

68. Une batterie est constituée d'une cathode d'où sort le courant, d'une anode où entre le courant et d'un électrolyte pour l'échange des ions permettant soit le stockage de l'électricité, soit son déstockage.

69. La profondeur de décharge est le pourcentage de la quantité totale d'électricité stockée qui est déchargé.

Evolution historique des coûts des batteries

Le stockage électrochimique possède des caractéristiques similaires à celles du photovoltaïque en termes de physique sous-jacente et de drivers de coûts. On observe la même courbe d'apprentissage en termes de coûts par kWh stocké que celle du photovoltaïque comme le montre la Figure 44 par rapport au marché des batteries Li-ion des véhicules électriques.

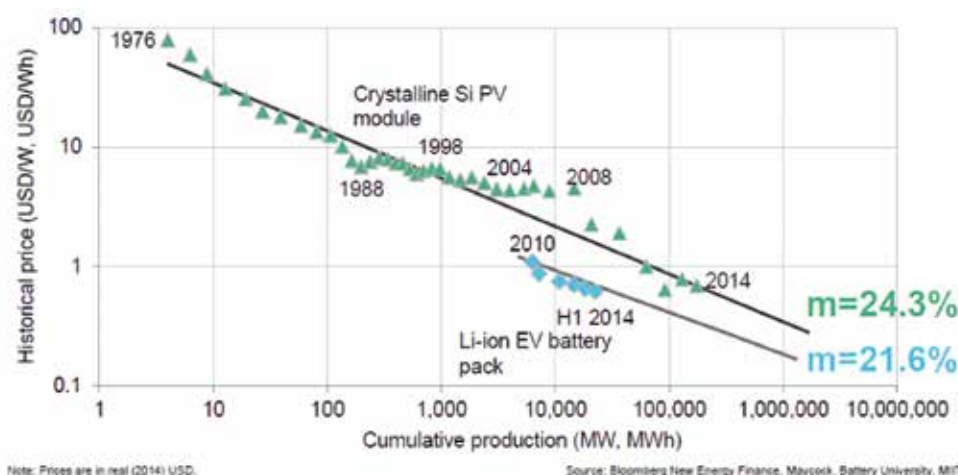
Winfried Hoffmann (Figure 45) a une courbe légèrement différente, avec une tendance similaire sur le coût des seules cellules. Celle-ci est plus importante pour notre rapport car le pack de batterie pour une utilisation stationnaire n'est pas identique à celle pour une utilisation embarquée dans un véhicule électrique où les contraintes d'espace et de poids sont plus importantes.

L'avantage du stockage électrochimique est que sa courbe d'apprentissage ne dépend pas uniquement de l'utilisation

► FIGURE 43 : EVOLUTION DU NOMBRE DE CYCLES DE CHARGE/DÉCHARGE POUVANT ÊTRE EFFECTUÉS AVEC LES MEILLEURES BATTERIES DU MARCHÉ EN FONCTION DE LA PROFONDEUR DE DÉCHARGE, DONNÉES PUBLIQUES SAFT, ILLUSTRATION : FONDATION NICOLAS HULOT.



► FIGURE 44 : EVOLUTION DU COÛT DU PACK DE BATTERIE LI-ION POUR LES VÉHICULES ÉLECTRIQUES COMPARÉ À CELUI DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES AU SILICIUM CRISTALLIN, SOURCE BNEF, 2014.



directe pour le système électrique. Elle bénéficie aussi de la dynamique sur le marché des véhicules électriques : la fabrication de la cellule est la même, seul le packaging final diffère selon l'usage.

Comme pour le photovoltaïque, mais certainement de façon plus marquée, il y a un décalage entre le coût perçu des batteries et celui réellement atteint. Les rapports 2015 de l'IRENA ou de l'AIE sur les technologies du stockage et les batteries, considèrent le coût d'investissement autour de 600-800 \$/kWh voire plus. Or, le coût actuel est plutôt de 300-350 \$/kWh pour la technologie au lithium au regard des données notamment de Tesla et LG Chem. La société EOS annonce même 160-200 \$/kWh pour des batteries basées sur la technologie Zinc dont la production devrait débuter en 2016.

Ce décalage s'explique par le fait que les fondamentaux électroniques des batteries leur confèrent une rapidité d'innovation supérieure au temps d'analyse du monde énergétique traditionnel. Tant que les batteries étaient chères, leur marché et leur impact restaient anecdotiques. L'amélioration continue et rapide des coûts de ces équipements entraîne une dynamique quasi on-off : en très peu de temps, ces technologies peuvent passer d'une absence de visibilité à un impact majeur sur le système électrique.

Perspective d'évolution du coût d'investissement

Le stockage électrochimique et ses applications (dans la mobilité en particulier) sont l'objet d'une recherche intense. Comme pour le photovoltaïque, la possibilité d'utiliser le potentiel de la physique au niveau micro et nano laisse présager

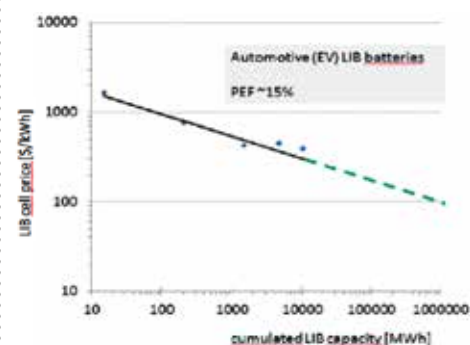
des perspectives d'amélioration encore très importantes. A l'opposé, le stockage gravitationnel utilisant l'eau, le STEP, est basé sur une technologie macroscopique éprouvée pour laquelle aucune rupture n'est envisageable.

Pour réduire les coûts des batteries, plusieurs facteurs sont regardés.

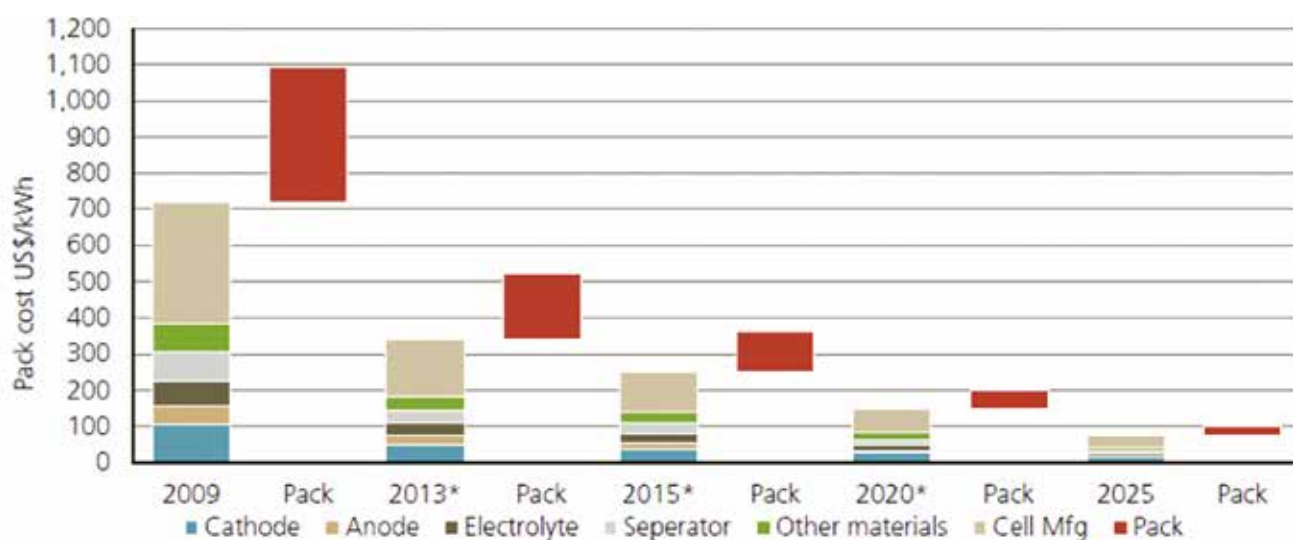
- L'amélioration des processus industriels via une plus grande automatisation utilisant toutes les possibilités propres aux industries électroniques et microélectroniques.
- L'amélioration de la densité énergétique permettant de réduire la quantité d'éléments actifs. Par exemple, une équipe de recherche de Toyota a annoncé mi 2014 avoir réussi à développer une batterie au lithium stockant 7 fois plus d'énergie qu'une batterie standard par modification de la composition de la cathode de la batterie. Si cette percée était confirmée et industrialisée, elle induirait des perspectives de réduction des coûts d'investissement de l'énergie stockée importantes. De même, une équipe de recherche de l'Institut technologique de Karlsruhe a annoncé un nouveau concept de stockage électrochimique permettant d'accroître la densité énergétique d'une batterie au lithium (technologie testée) d'un facteur 7⁷⁰. Cet agencement pourrait aussi être étendu à d'autres concepts de batterie.
- L'amélioration des processus d'extraction du lithium en baissant les consommations énergétiques notamment.

70. <http://phys.org/news/2015-03-energy-density-lithium-storage-materials.html>

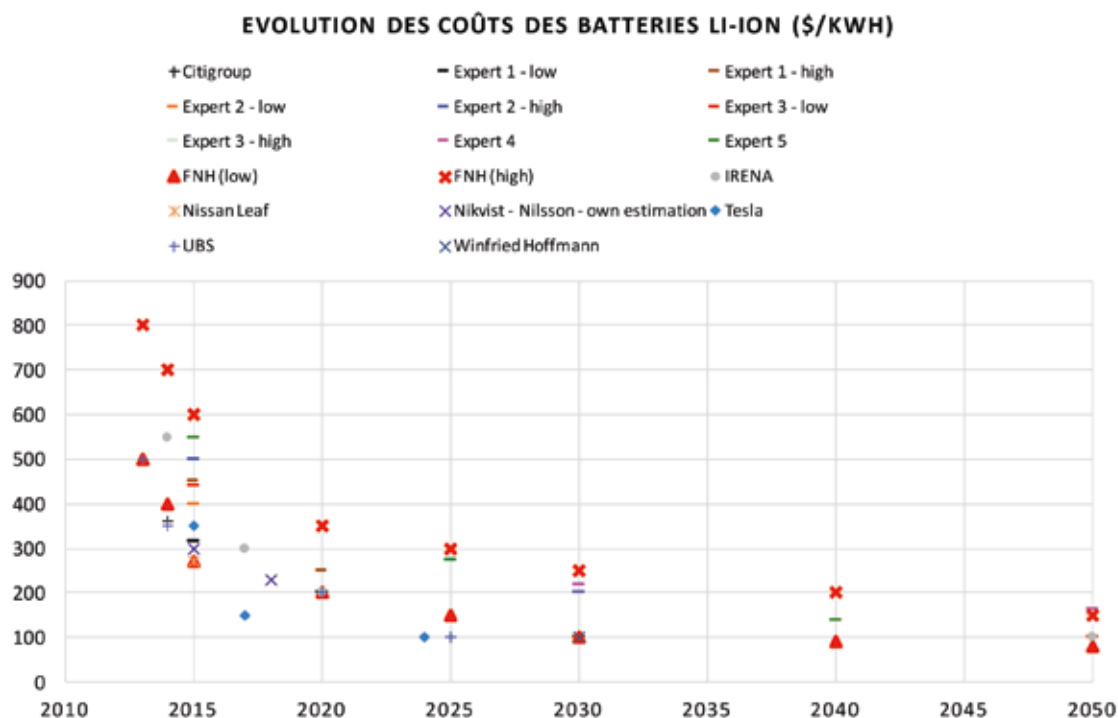
► FIGURE 45 : ÉVOLUTION DU COÛT DES CELLULES AU LITHIUM-ION, SOURCE ASE-HOFFMANN



► FIGURE 46 : PERSPECTIVE D'ÉVOLUTION DU COÛT DES BATTERIES AU LITHIUM-ION, SOURCE UBS.



► FIGURE 47 : PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DU COÛT DES BATTERIES AU LITHIUM-ION. ILLUSTRATION : FONDATION NICOLAS HULOT.



La Figure 47 présente les perspectives d'évolution du coût d'investissement du stockage électrochimique (coût du système complet hors onduleur et installation).

Les données actuellement disponibles permettent d'envisager une chute rapide du coût des batteries sur les 10-15 prochaines années ce qui en fera un élément important du système électrique⁷¹.

Les industriels et les experts évoquent aussi d'autres technologies prometteuses, telles les technologies redox-flow utilisant des réactifs liquides ou des technologies basées sur le sodium, abondant et facile d'accès⁷². Au vu des recherches en cours et des phases pilotes engrangées, on peut supposer une fusion à venir des technologies permettant d'accélérer la courbe d'apprentissage des coûts, présentée ci-dessus. Par exemple, la société 24M, spinoff du MIT, a développé une batterie au Lithium en s'inspirant de concept des technologies de flow-batterie dans lesquelles les électrodes sont en suspension dans un liquide et d'un seul bloc. 10.000 batteries ont déjà été produites, 50 M\$ levés et la roadmap de 24M prévoit d'atteindre 100 \$/kWh à durée de vie et d'utilisation équivalente sinon supérieure, et avec une meilleure recyclabilité...

De même, certains parient sur le développement de batteries fondées uniquement sur le sodium en remplacement du lithium. Les développements industriels ne sont, cependant, pas attendus avant 5-10 ans.

La simplicité d'installation et l'encombrement joueront un rôle important dans le développement des batteries utilisées pour du stockage stationnaire d'électricité (notamment en vue d'un usage décentralisé tel l'usage résidentiel). Ils pourront, en effet, impacter le coût global du système et la compétitivité relative des différentes technologies.

LCOE des batteries

Pour analyser plus en détail la compétitivité du stockage électrochimique pour le système électrique en termes de gestion de l'intermittence du photovoltaïque notamment, il est nécessaire de regarder le LCOE du stockage c'est-à-dire le coût pour chaque cycle de charge/décharge.

Il s'agit ici d'analyser l'utilisation des batteries dans le cadre d'un couplage avec un système photovoltaïque. Les coûts présentés (Figure 47) ne concernent que le système de stockage. Or, une batterie doit non seulement être installée mais il est également nécessaire de convertir son courant continu en courant alternatif comme pour les panneaux photovoltaïques.

Au moment de la sortie de la Powerwall de Tesla, certains ont indiqué que le coût annoncé par le producteur (3500 \$ pour 10 kWh de stockage) était illusoirement bas

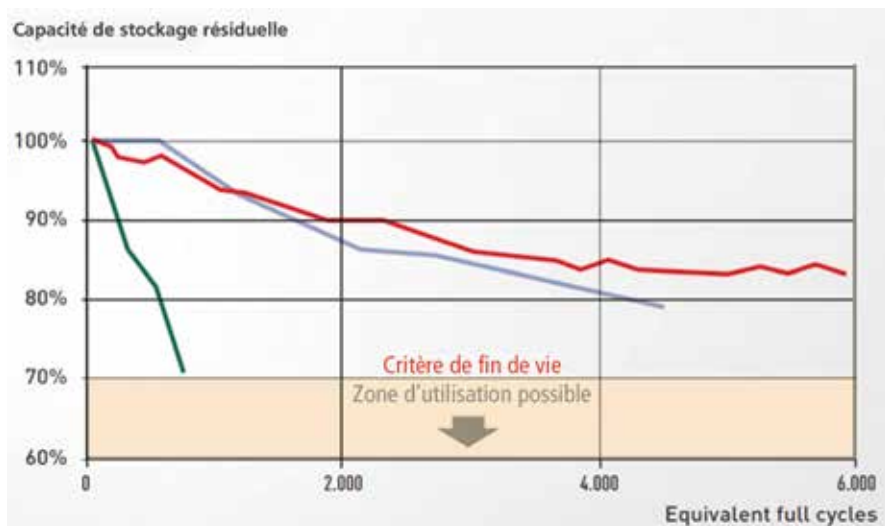
car il ne prenait en compte ni l'onduleur ni le coût d'installation.

Concernant l'onduleur, si l'on insère une batterie dans un système photovoltaïque existant, celui-ci aura un onduleur simple ne permettant pas de gérer en plus la conversion du courant de la batterie. Un second onduleur sera donc nécessaire. Par contre, dans le cadre d'une nouvelle installation, il sera possible d'utiliser des onduleurs hybrides permettant de gérer un système « PV + batterie + connexion au réseau » pour un surcoût actuel de l'ordre de 10% par rapport à un onduleur standard. Pour un système comme la powerwall de Tesla, le surcoût serait de l'ordre de 50 \$ à comparer au coût de 3500\$ pour une batterie de 10 kWh...

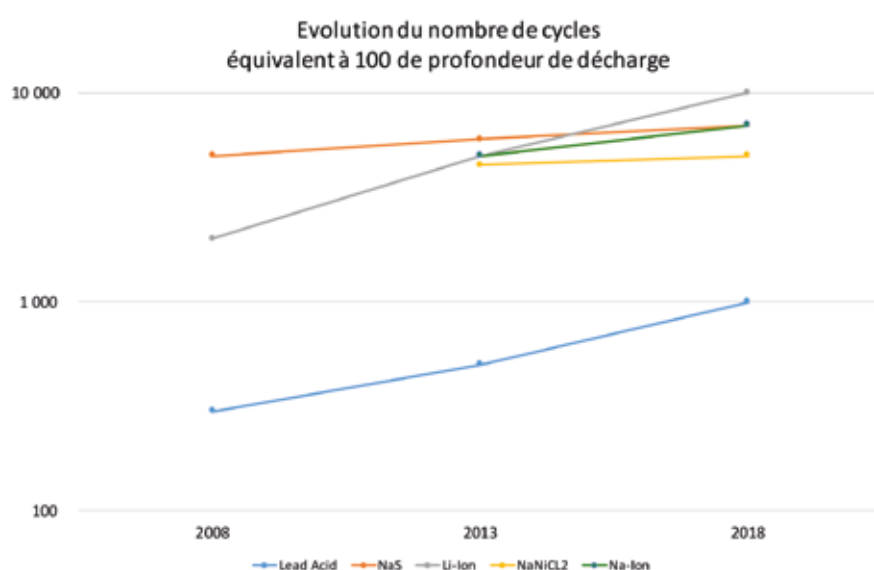
Quant à l'installation, qu'elle soit réalisée sur un site centralisé (connecté au réseau électrique) ou en résidentiel, son surcoût est faible. Comme pour les onduleurs des sites industriels, un système de stockage centralisé arrive par module complet. Les seuls coûts sont le génie civil et la connexion. Ces coûts n'ont rien à voir avec ceux de l'installation de la partie photovoltaïque qui produit l'électricité et qui est beaucoup plus intensive en main d'œuvre que ce soit pour une centrale au sol ou une installation résidentielle. Dans ce dernier cas, la main d'œuvre pour l'installation d'une batterie consiste essentiellement à fixer au sol ou au mur la batterie et à la connecter à l'onduleur. Ces travaux faits dans le cadre d'une nouvelle installation n'auront qu'un impact marginal sur le coût

71. Voir ci-après sur le LCOE du stockage

72. Ces technologies auront surtout un intérêt pour le stockage stationnaire du fait du volume qu'elles occupent. De fait, elles bénéficieront d'un marché moins vaste que celui des batteries pouvant être utilisées pour les véhicules électriques et donc un effet de taille moindre.



► **FIGURE 48** : EVOLUTION DE LA CHARGE RÉSIDUELLE EN FONCTION DU NOMBRE DE CHARGE/DÉCHARGE (ROUGE : BATTERIE SAFT AVEC 60% DE DÉCHARGE / BLEU : BATTERIE SAFT AVEC 100% DE DÉCHARGE / VERT : BATTERIE AUTRES FABRICANTS), SOURCE SAFT.
LECTURE : LE GRAPHIQUE MONTRÉ QUE LES TECHNOLOGIES ACTUELLES PERMETTENT D'ATTEINDRE 4000 CYCLES DE CHARGE / DÉCHARGE POUR UNE BATTERIE SOIT ENVIRON 10-12 ANS D'UTILISATION QUOTIDIENNE. EN REVANCHE, ON VOIT QUE PAR RAPPORT À LA LIMITE DE 80% DE CAPACITÉ DE STOCKAGE RÉSIDUELLE, IL RESTE UNE ZONE IMPORTANTE D'UTILISATION DE LA BATTERIE (DE 80 À 60% DE CAPACITÉ DE STOCKAGE RÉSIDUELLE).



► **FIGURE 49** : PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CYCLES DE CHARGE / DÉCHARGE À 100% DE DÉCHARGE POUR DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES DE BATTERIES, SOURCE AIE (AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES 2015).



global. Si l'on prend l'exemple résidentiel, fixer au mur et brancher sur l'onduleur une batterie type powerwall nécessitera au maximum une demi-journée de travail au regard de ce que cela nécessite pour installer un radiateur électrique... Admettons un coût complet de 50 \$/heure, cela fait 200 \$ de surcoût. Le surcoût « installation + onduleur » est donc de l'ordre de 10% du coût d'investissement de la batterie pour un site résidentiel. Ce sera certainement moins pour un site de production centralisé.

Un autre paramètre important est le nombre de cycles de charge / décharge que peut réaliser la batterie. Aujourd'hui, une batterie peut réaliser environ 4000 cycles à 100% de décharge, ce qui correspond à une dizaine d'années de fonctionnement. Au terme de cette durée, la quantité maximale d'énergie stockée correspond à 80% de la quantité initiale.

L'augmentation du nombre de cycles est un axe important de recherche. Pour certains fabricants, c'est même un axe majeur devant la réduction des coûts d'investissement. C'est notamment le cas de Saft dont les technologies de batteries pour le stockage photovoltaïque atteignent 6000 cycles à 100% de profondeur de décharge selon la documentation en ligne. Le passage à 6-7000 cycles d'ici 5-10 ans est une évolution envisagée par de nombreux spécialistes et industriels.

L'AIE, généralement plutôt conservatrice dans ses prévisions concernant les énergies renouvelables et technologies associées (et en l'occurrence sur les coûts des batteries), est plus optimiste que les acteurs du secteur sur l'amélioration de la durée de vie batteries au lithium-ion. Elle estime que les batteries pourraient atteindre 10 000 cycles à l'horizon 2018 (Figure 49).

Pour déterminer la compétitivité d'une batterie, on regarde tout d'abord le LCOE pour une utilisation journalière. La *Figure 50* montre le LCOE pour différents coûts de l'énergie stockée.

Par comparaison au STEP dont le LCOE est de l'ordre 100 \$/MWh, on constate que les batteries deviennent très vite compétitives. Dans un rapport de 2015⁷³, Citigroup a analysé la compétitivité du stockage par batterie par rapport au coût d'investissement du stockage. A un coût d'investissement de 250 \$/kWh, le stockage local avec du photovoltaïque est compétitif dans de nombreux pays (LCOE 102 \$/MWh). A un coût d'investissement de 150 \$/kWh, il exclut les centrales électriques utilisant des énergies fossiles pour le rôle de back-up (LCOE de 65 \$/MWh). Ces chiffres sont cohérents avec l'analyse de marché réalisée par l'entreprise EOS⁷⁴ sur le périmètre

73. (Citigroup, 2015)

74. La société EOS développe un système de batterie non pas fondé sur le lithium mais sur le zinc. Sa production

Nord-Américain comme l'illustre la *Figure 51*. A un coût d'investissement inférieur à 200 \$/kWh, le stockage par batterie fournit une solution plus compétitive qu'un back-up par des moyens thermiques fossiles.

Par ailleurs, les calculs montrent qu'une utilisation ne se limitant pas au nombre de cycles au bout duquel la capacité résiduelle de stockage est de 80% de la capacité initiale (seuil standard de fin de vie pour une batterie utilisée dans une voiture électrique) mais poursuivant l'utilisation jusque 70% amenant à un peu plus de 7000 cycles permet une réduction du LCOE de 30 à 40%. On considère ici une dégradation linéaire jusque 70% de la capacité résiduelle qui est une première approximation raisonnable selon les ex-

.....
devrait commencer en 2016. Si ses coûts sont confirmés - 160\$/kWh - sa technologie constituera un leader du marché. Elle pourrait concurrencer la technologie au Lithium et constituer un moteur dans la compétition et l'innovation.

perts⁷⁵. Il est à noter que l'amélioration de la durée de vie à coût constant, c'est-à-dire le maintien d'une meilleure capacité résiduelle au bout d'un plus grand nombre de cycles (par exemple 7000), améliore mais marginalement le LCOE du stockage par batterie (5-10%) par rapport à une configuration où le stockage est poussé jusqu'à 7000 cycles avec une baisse de la capacité résiduelle jusqu'à 70%.

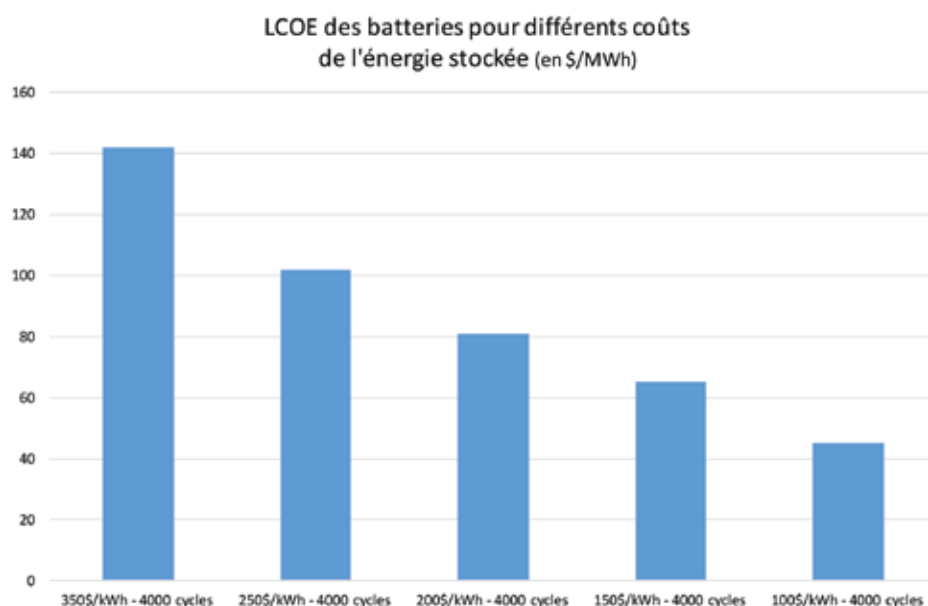
Enfin, au-delà des axes de développement de la compétitivité et de la durabilité des batteries jouant sur leur conception, des axes de recherches sont orientés sur le management de la batterie. Par exemple, l'entreprise Yunicos, société allemande de logiciel, a développé une maîtrise dans l'optimisation de la gestion des batteries (basées sur la technologie au sodium-sulfure) afin d'améliorer leur durabilité. La

.....
75. Selon les experts, la dégradation est plutôt linéaire une fois les premiers cycles effectués. En revanche, lorsque la capacité de stockage de la batterie se dégrade trop et atteint la zone des 50% de la capacité de stockage initiale, des phénomènes de dégradation accélérée apparaissent.

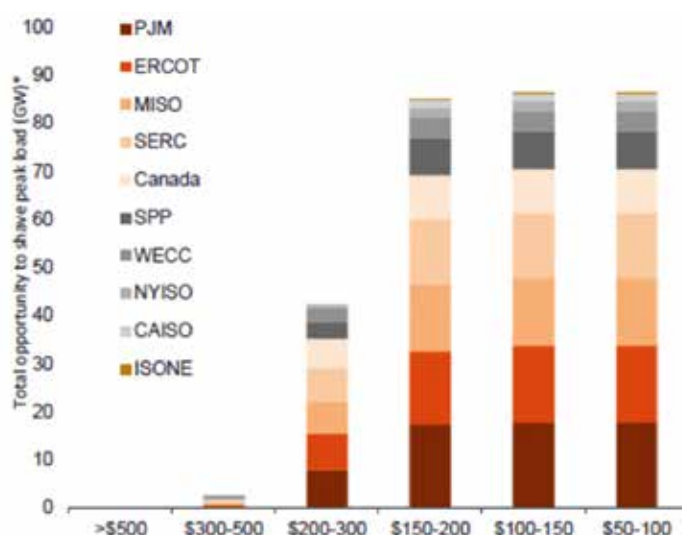
► **FIGURE 50 :** EVOLUTION DU LCOE D'UNE BATTERIE EN FONCTION DE SON COÛT ET D'UNE UTILISATION JUSQUE 80% DE SA CAPACITÉ DE STOCKAGE INITIALE, CALCULS : FONDATION NICOLAS HULOT*.

LECTURE : UNE BATTERIE QUI COUTE 350\$ PAR KWH STOCKÉ A UN LCOE DE 142 \$/MWH.

* On considère un surcoût de 10% pour la partie installation / onduleur par rapport au seul coût d'investissement de la batterie avec un minimum de 150-200 \$ pour une batterie de 10 kWh. On considère un WACC à 5% et une perte d'énergie stockable de 2%/an avec une efficacité de l'onduleur de 93%. Celle-ci n'est comptée qu'une seule fois du fait du stockage DC-DC entre la production photovoltaïque et la batterie. Au plan technique, la batterie est supposée avoir une durée de vie standard de 4 000 cycles.



► **FIGURE 51 :** OPPORTUNITÉ DE DÉPLOIEMENT DU STOCKAGE ÉLECTROCHIMIQUE EN FONCTION DE SON COÛT SUR LE PÉRIMÈTRE NORD-AMÉRICAIN (LES ACRONYMES DÉSIGNENT LES DIFFÉRENTES ZONES DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE NORD-AMÉRICAIN), SOURCE EOS / IHS.



technologie de Yunicos, suivie de près par d'importants constructeurs de batteries, permettrait selon Samsung⁷⁶ d'augmenter la garantie sur ses batteries jusqu'à 20 ans (au lieu de 10 actuellement). Cette entreprise a levé des centaines de millions de dollars montrant la confiance dans sa technologie qui nécessite tout de même d'être validée au niveau industriel.

3.3.3 Les impacts énergétiques et non-énergétiques du stockage électrochimique

L'impact énergétique

Comme pour le photovoltaïque, le stockage électrochimique pose la question de sa durabilité du point de vue de l'investissement énergétique nécessaire au stockage de cette énergie ainsi que de l'accès aux matières premières nécessaires à la fabrication des batteries (et donc la question de la recyclabilité).

D'après les experts, il faut de l'ordre de 350-400 kWh d'énergie pour « fabriquer » 1 kWh de stockage de batterie (type Lithium-ion, plomb et Ni-MH), avec une émission de l'ordre de 100-120 kg de CO₂. L'origine de cette consommation énergétique et de ces émissions de gaz à effet de serre vient principalement de l'extraction et de la transformation des matières premières.

Avant de crier au scandale écologique, regardons les chiffres d'un peu plus près :

- 350-400 kWh pour 1 kWh de stockage, cela fait beaucoup. Mais ce « 1 kWh » de stockage va être utilisé plusieurs fois, et plus précisément 4000 fois. Donc, l'énergie de fabrication par cycle tombe à environ 0,1 kWh⁷⁷ pour 1 kWh stocké et moitié moins avec un doublement du nombre de cycles. Par ailleurs, le passage des coûts de fabrication de 400-500 \$/kWh, pour un coût énergétique de 350-400 kWh/kWh de stockage, à 100 \$/kWh, correspond à une baisse équivalente de la consommation énergétique par kWh de stockage. Au premier ordre, 100 \$/kWh pour 8000 cycles correspond à 0,01kWh/kWh de stockage. Même doublé en considérant des coûts énergétiques indirects, ce surcoût énergétique pour une installation photovoltaïque couplée à du stockage ne ferait que diminuer la fourchette de EROI du photovoltaïque de 5-10 à 4,5-9.

76. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/yunicos-wants-to-be-the-worlds-biggest-grid-battery-controller>

77. En tenant compte de la dégradation de la capacité de stockage avec le temps.

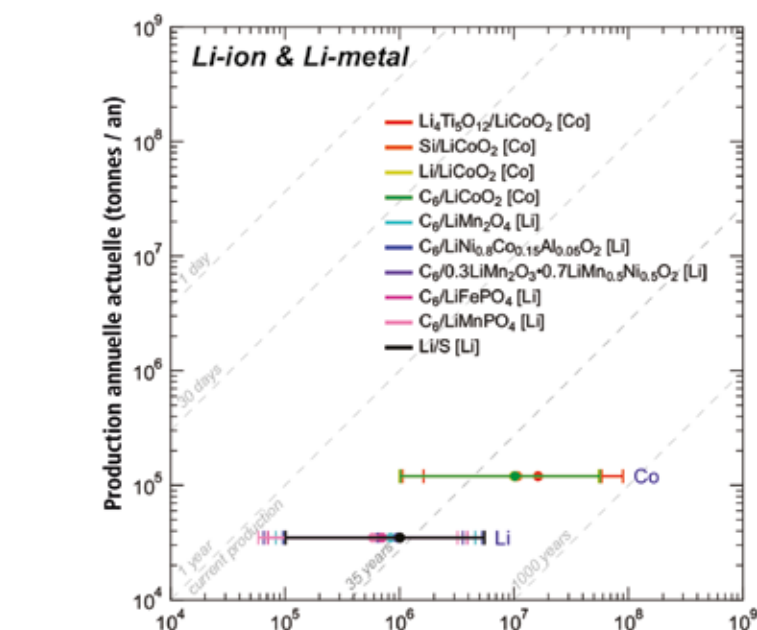
- 100-120kg de CO₂ fait aussi beaucoup. Mais avec 4000 cycles, le kWh stocké à chaque cycle ne contient que 0,03kg de CO₂ supplémentaire aujourd'hui, et ce niveau ne fera que baisser avec la baisse de l'énergie nécessaire à la fabrication des batteries.

Comme pour la partie photovoltaïque, non seulement les chiffres actuels ne sont pas désastreux, mais en plus ils s'améliorent avec le temps.

Par ailleurs, face aux contraintes environnementales, on constate que les entreprises travaillant au développement des batteries intègrent cela dans le design des nouvelles batteries. En voici quelques exemples.

- L'entreprise 24M, déjà mentionnée, a intégré dans le développement de sa batterie la nécessité de diminuer les quantités d'énergie liées à la fabrication et surtout d'améliorer le recyclage qui, d'une manière générale pour les minerais, permet d'économiser d'un facteur 2 à 10 l'énergie utilisée par rapport à leur extraction⁷⁸.
- Les chercheurs se penchent aussi sur le développement de méthodes de synthèse bio-inspirées / bio-assistées permettant de réduire la consommation énergétique liée à la fabrication des matériaux constitutifs d'une batterie.

78. UNEP, Metal Recycling, avril 2013



► FIGURE 52 : ANNÉES DE PRODUCTION DES MATIÈRES PREMIÈRES DES TECHNOLOGIES DE BATTERIE AU LITHIUM POUR SATISFAIRE DE 1 À 55% DES BESOINS DE POINTE JOURNALIERS À L'ÉCHELLE MONDIALE, SOURCE MIT.

Ces données sont un constat à date tenant compte des technologies actuellement déployées. Elles n'intègrent pas les recherches sur l'amélioration de la densité énergétique, ou sur des technologies utilisant des matériaux plus abondants. Le boom du stockage se manifeste par une recrudescence des recherches en la matière qui laissent présager des évolutions importantes.

Le secteur minier cherche également à améliorer ses technologies tant d'un point de vue environnemental que d'un point de vue de l'accès à de plus grandes réserves. Si l'on prend le lithium, une compagnie australienne, Cobre Montana a récemment annoncé le développement d'une nouvelle technologie plus sobre en énergie permettant d'extraire le lithium présent dans les micas. Si cette technologie est confirmée, elle permettrait d'étendre considérablement les réserves en lithium⁷⁹.

Il n'en reste pas moins que, quelle que soit la quantité de réserve, le recyclage reste la voie majeure. Pour certains experts, les contraintes en matière de recyclage ne sont pas techniques mais seulement économiques. Le recyclage des matières constituant les batteries est déjà à l'œuvre et le développement de la taille du marché aidera. En Europe, la directive sur les déchets d'équipements électriques et électroniques⁸⁰ impose certains niveaux de recyclages. D'autres pays ont mis en place des contraintes similaires à des degrés différents. Les technologies éprouvées du recyclage des batteries traditionnelles à l'acide peuvent être aisément transposées au recyclage des batteries au lithium se-

lon l'USGS⁸¹. Des processus bio-inspirés / biosourcés se développent aussi pour concentrer les métaux rares ou stratégiques se trouvant dans l'eau (mélange aqueux issu des processus de recyclage) ou dans les sols, permettant de concentrer du nickel et du cobalt par exemple⁸².

Certains experts considèrent l'année 2014 comme une année charnière dans le développement du stockage électrochimique. Cette particularité tient certainement au fait que les batteries ont atteint un premier seuil de rentabilité et donc de visibilité sur le marché de l'énergie, attirant l'attention tant scientifique que financière. On constate un boom des initiatives : Tesla se lance dans le stockage stationnaire, Benz fait de même⁸³. De nombreux acteurs annoncent d'importants investissements dans des capacités de production de batteries. Tesla prévoit d'avoir plus de 35 GWh de capacité de production en 2020, il en est de même pour BYD, soutenu par Warren Buffet. Cette technologie est en train d'entrer rapidement et avec un impact majeur sur le système électrique à l'image du photovoltaïque du fait de la rapidité de son déploiement et de son rythme d'innovation proche de celui du monde de l'électronique, c'est-à-dire beaucoup plus rapide que le rythme d'innovation des moyens conventionnels qui se compte en dizaines d'années.

79. <http://reneweconomy.com.au/2015/australian-company-says-new-process-could-bring-unlimited-lithium-supplies-29857>

80. Directive 2012/19/UE

81. (USGS, Lithium Use in Batteries - circulaire 1371, 2012)

82. (D. Larcher and J-M. Tarascon, 2014)

83. http://www.greencarreports.com/news/1098541_mercedes-follows-tesla-will-offer-home-energy-storage-batteries-too



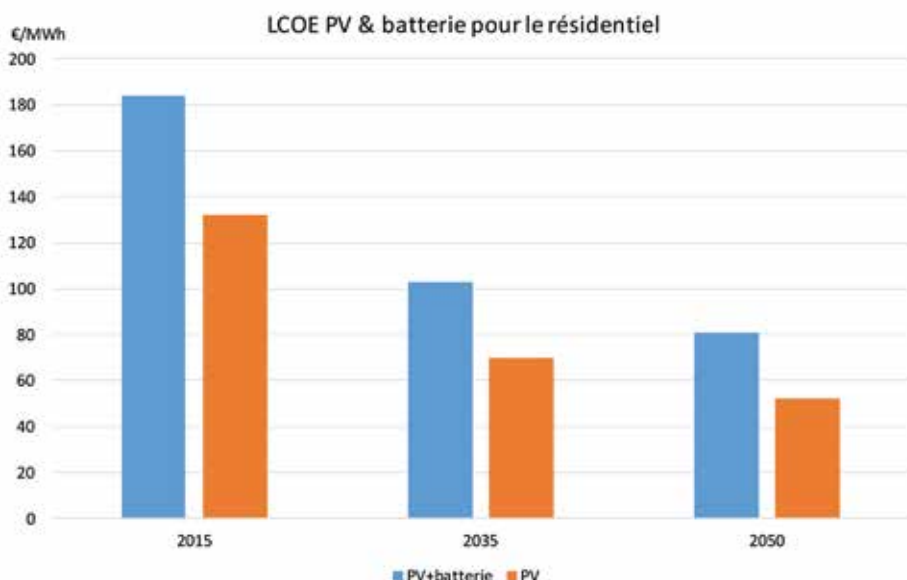
4. LES INDUSTRIELS SONT-ILS PRÉPARÉS AUX (R)EVOLUTIONS POTENTIELLES A VENIR ?

4.1 Le photovoltaïque n'est pas LA solution... mais une solution importante dans la question globale de l'énergie

« Il ne faut jamais mettre tous ses œufs dans le même panier » dit le dicton. Cela vaut pour l'électricité. Techniquement, économiquement et raisonnablement, le photovoltaïque ne pourra jamais être considéré comme LA technologie. En revanche, alors que beaucoup de projections le placent autour de 5% de la consommation électrique dans le monde à l'horizon 2050, les développements ci-dessus permettent plutôt d'envisager une contribution de 20-25%.

Les principales conclusions jusqu'à présent sont les suivantes.

- La production de l'électricité à partir de photovoltaïque est déjà compétitive dans de nombreux pays et cela ne fera qu'augmenter du fait des perspectives de développement tant économiques que techniques.
- Les volumes d'investissement nécessaires pour atteindre une production représentant 20-25% de la consommation électrique sont abordables.
- Les réseaux matures peuvent accepter sans difficulté une production de PV représentant jusqu'à 8% de la consommation.
- Le pilotage de la consommation permet ensuite d'augmenter jusqu'à 75% le taux de pénétration du photovoltaïque dans la moitié des usages pilotable des consommations résidentielles. Il permet aussi de gérer une partie non négligeable de la consommation industrielle et donc d'augmenter le taux de pénétration du photovoltaïque dans la consommation.
- Enfin, le développement des batteries



► FIGURE 53 : LCOE D'UNE INSTALLATION DE 9 KW AVEC OU SANS STOCKAGE POUR UN ENSOLEILLEMENT DE 1350 KWH/KWC ET LES HYPOTHÈSES DE COÛTS DES SCÉNARIOS PRÉSENTÉS PRÉCÉDEMMENT DANS LE RAPPORT (FIGURE 22), CALCULS : FONDATION NICOLAS HULOT.

permet d'envisager une gestion d'au moins 10-15% de la consommation journalière mondiale à l'horizon 2050 selon les perspectives de l'AIE.

Ces perspectives de développement du photovoltaïque ouvrent, de plus, la voie au déploiement d'une énergie décentralisée. En effet, au-delà de la pertinence (non exclusive des autres technologies de stockage) des batteries au niveau centralisé, le calcul du coût de production pour une installation résidentielle permettant de stocker environ 50% de la production photovoltaïque au niveau d'une région comme le sud de la France, montre la rapide compétitivité d'un approvisionnement direct plutôt qu'un approvisionnement via le réseau.

Certes, cet approvisionnement ne peut être à 100% basé sur du photovoltaïque avec stockage du fait de la variabilité annuelle du photovoltaïque. Cependant, la comparaison avec les prix actuels de fourniture de l'électricité via le réseau élec-

trique qui sont de l'ordre de 130 €/MWh⁸⁴, montre que la gestion locale d'une partie de sa consommation et de sa production connaît déjà un équilibre économique.

Cette évolution, nommée en anglais « load defection »⁸⁵ est soulignée par un certain nombre de banques dans des rapports publiés durant la seconde moitié de 2014⁸⁶.

- Morgan Stanley : « Notre analyse suggère que les clients des utilities peuvent être en position d'arrêter d'utiliser le réseau électrique »⁸⁷.

84. Notons que ces prix ne feront que croître au cours du temps car (i) des investissements de renouvellement sur les réseaux vont être nécessaires et (ii) le coût du parc nucléaire ne va faire que croître à minima compte tenu du delta entre le coût de développement du nouveau nucléaire (au moins 100 €/MWh) et celui de l'ancien (de l'ordre de 45 €/MWh).

85. Cette expression signifie qu'une partie de la consommation et de la puissance se déconnecte de façon permanente du réseau électrique. Ce dernier voit donc une baisse de l'énergie et de la puissance connectées au réseau.

86. Citations notamment tirées de (Rocky Mountain Institute, 2015). Traductions réalisées depuis l'anglais par la FNH.

87. (Morgan Stanley, Batteries + Distributed Generation May Be a Negative for Utilities, 2014)

- UBS : « Notre vision est que la chaîne de valeur traditionnelle « on fait comme cela depuis un siècle » va être totalement bouleversée dans les 10-20 prochaines années, par le solaire et les batteries. [...] En 2025, tout le monde sera capable de produire et stocker son électricité. Et ce sera vert et compétitif, c'est-à-dire, pas plus cher voire plus compétitif que d'acheter son électricité aux utilities. [...] Nous pensons que les grandes centrales de production sont les perdants structurels de cette évolution » ⁸⁸.
- Citigroup : « Nous estimons que la réduction dans le système de coût des batteries à 230\$/kWh, qui est possible dans les 7-8 ans, combinée à une production solaire, fera de l'autoconsommation une solution financièrement attractive dans un grand nombre d'économies développées. [...] D'un côté, le stockage va générer une nouvelle source de revenu pour les sociétés technologiques, mais, d'un autre côté, cela pourrait altérer de façon permanente le modèle d'affaires des utilities, avec des répercussions négatives très importantes pour les moyens de production conventionnels et la fourniture des clients finaux » ⁸⁹.
- Deutsche Bank : « Nous écrivons ce rapport parce que nous pensons que le solaire est maintenant devenu un secteur d'investissement « normal » et sur les 5-10 prochaines années, nous estimons que de nouveaux modèles d'affaires généreront beaucoup de valeur. [...] Quand on considère toutes les baisses de coûts, nous pensons que solaire + batterie sera un choix financier clair dans un marché du solaire mature » ⁹⁰.

88. (UBS, 2014)

89. (Citigroup, 2015)

90. (Deutsche Bank, 2014)

De plus, les récents rapports du MIT, du Fraunhofer Institut et du Rocky Mountain Institute relèvent tous la forte pénétration à venir du photovoltaïque et des batteries dans le mix électrique, ainsi qu'une part importante de « load defection » sur une fraction conséquente de la consommation électrique.

Dans ce contexte, se pose la question du futur jeu d'acteurs. En effet, de nombreuses entreprises qui n'étaient pas liées au monde de l'électricité pénètrent ce marché, notamment par la porte du stockage ou du photovoltaïque. Ce sont des acteurs du monde de l'électronique (Microsoft, Google etc.), ou de la mobilité électrique (Mercedes Benz, Google). Ils sont habitués à une cadence d'innovation différente de celle traditionnellement observée dans le secteur de l'électricité. Ils ont également une approche différente de la relation avec les clients, des schémas d'organisation et des modèles d'affaires. Leur arrivée avec des technologies disruptives peut avoir un impact important pour les acteurs traditionnels et ce d'autant plus si ces acteurs n'intègrent pas ces évolutions dans leur stratégie industrielle suffisamment à l'avance.

Dans une note du 20 août 2014⁹¹, UBS analysait le risque du développement du photovoltaïque, des batteries et des véhicules électriques sur un certain nombre de grandes utilities. Dans cette note, UBS, indique les utilities négativement impactées par une telle évolution. EDF, Verbund, Engie et Fortum faisaient partie de celles-ci du fait d'actifs non flexibles et immobilisant énormément de capital, (les centrales nucléaires dans le cas d'EDF), connaissant une croissance des coûts de production.

91. (UBS, 2014)

Il faut donc espérer que les utilities traditionnelles ayant historiquement une stratégie de développement non axée sur les énergies renouvelables en général et le photovoltaïque en particulier prennent toute la mesure des changements en cours pour repositionner au mieux leur capacité financière.

Les perspectives de développement du photovoltaïque pourraient néanmoins être freinées dans certains aspects par de mauvaises réglementations. C'est notamment le cas de l'autoconsommation et de la problématique de la facturation des frais de connexion pour de telles installations. Si ce n'est pas la rigueur économique qui prévaut mais la volonté de limiter un tel mouvement avec toutes sortes de taxe (comme la taxe sur le soleil pour les installations auto-consommatrices prévue par le gouvernement espagnol...), il y aurait des risques de voir les bonnes solutions étouffées au motif de considérations peu justifiables. Une telle menace n'est pas imaginaire. Dans la loi sur la transition énergétique votée en France (hôte de la COP21 en décembre de cette année), il est dit que des « mesures nécessaires à un développement maîtrisé et sécurisé des installations destinées à consommer tout ou partie de leur production électrique, comportant notamment la définition du régime de l'autoproduction et de l'autoconsommation, les conditions d'assujettissement de ces installations au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité et le recours à des expérimentations » devront être prises. Si la maîtrise consiste à ne pas porter préjudice aux installations et aux acteurs conventionnels, on serait donc en pure contradiction avec ce que l'analyse économique dicte et ce que les enjeux liés à la COP21 nous imposent.

Net earnings opportunity by compagny, 2025E (€m)

	E.ON	RWE	EDF	GDF	Enel	IBE	EDP	FUM	VER	CEZ	SSE	CNA
Value-add supply NOPAT	200	224	455	74	665	197	94	26	15	136	7	115
Smart grid NOPAT	310	217	756	0	953	305	146	0	0	208	7	0
Decentralised back-up power NOPAT	89	59	28	96	0	92	54	68	6	34	0	34
Conventional generation NOPAT at risk	-210	-322	-1,300	-350	0	-35	-35	-192	-206	-360	21	26
Total net opportunity	389	178	-61	-179	1,618	559	259	-98	-185	18	106	175
% of EPS 2016E	22%	17%	-1%	-6%	49%	24%	23%	-12%	-77%	2%	10%	14%

Source: UBS estimates

► FIGURE 54 : IMPACT DU DÉVELOPPEMENT PV + STOCKAGE + VÉHICULE ÉLECTRIQUE POUR DIFFÉRENTES UTILITIES INTERNATIONALES, SOURCE ET CALCULS UBS.



4.2 L'or jaune, le salut des pays en voie de développement ?

4.2.1 Le réseau électrique de demain

Comme dit précédemment, le réseau électrique de demain (en France et dans les pays matures) ne sera pas constitué uniquement de photovoltaïque ou de petites centrales proches des lieux de consommation. Conserver un réseau national et même supranational possède un intérêt certain pour la sécurité d'approvisionnement électrique mais aussi pour l'intégration des énergies renouvelables intermittentes.

En revanche, une part importante de la consommation sera gérée localement, directement sur les sites de consommations. S'il est conçu intelligemment, le réseau permettra cette gestion locale d'une partie de la consommation et de la puissance. Cela diminuera ainsi la consommation et la puissance vues du réseau, diminuant par ricochet les besoins et donc les coûts en termes d'infrastructures de réseau. En revanche, les sites de consommation utiliseront le réseau comme complément d'approvisionnement et comme assurance grâce à une gestion intelligente de leur consommation pilotable d'un moyen de stockage décentralisé. Dans cette étude, la FNH n'a pas approfondi cette question des scénarios pour le réseau électrique des pays développés et en voie de développement, dans un contexte de développement des moyens de production intermittents centralisés et décentralisés, des moyens de stockage centralisés et décentralisés et du pilotage / de l'adaptation de la consom-

mation à la variabilité de la production. L'impact probablement positif de ces développements sur les investissements dans les infrastructures d'acheminement de l'électricité (dans les réseaux matures ou dans les réseaux en construction) nécessiterait d'être étudié.

La vision présentée ici est réaliste au vu des perspectives techniques et économiques présentées précédemment. Elle constitue, de plus, le modèle d'affaires d'un certain nombre de sociétés.

4.2.2 Le photovoltaïque une solution immédiate pour améliorer significativement la vie de milliards d'êtres humains

Les perspectives de développement du photovoltaïque et des batteries constituent un formidable espoir pour les pays en voie de développement et, notamment, les 20% de la population mondiale qui n'ont toujours pas accès à l'électricité.

Pour cela, il faut se rappeler que l'important n'est pas l'électricité en-soi, mais les services qu'elle peut apporter. Par ailleurs, il faut bien comprendre que le réseau d'hier avec des moyens de production centralisés est différent du réseau de demain avec beaucoup d'énergies renouvelables, pouvant être centralisées mais aussi décentralisées au plus près des consommations. Cette différence explique les difficultés rencontrées aujourd'hui par certains pays développés dans la mise en œuvre de leur transition énergétique. C'est le cas de l'Allemagne qui a dû et doit encore non seulement refondre la topologie de son réseau, mais aussi la façon dont il est piloté.

Si l'Afrique manque cruellement d'électricité, elle a cependant des atouts excep-

tionnels. Elle bénéficie d'un ensoleillement important et régulier. La page de son histoire électrique étant à peine écrite, elle peut mettre en place directement le système électrique de demain basé sur les énergies renouvelables centralisées et décentralisées.

Compte tenu de la situation actuelle, les principaux défis de l'Afrique sont assez simples à court terme.

- L'éclairage.
- Les communications (téléphones mobiles notamment qui sont un élément structurant de l'économie africaine, accès à la connaissance via internet).
- La santé avec des installations hospitalières pouvant opérer dans des conditions d'hygiène satisfaisantes, possédant des zones de froid, des installations de traitement des eaux usées nécessitant des systèmes de pompage, de filtration fonctionnant à l'électricité.
- L'irrigation des cultures.

De tels services seraient apportés beaucoup plus rapidement et efficacement par des solutions innovantes fondées sur de petites installations photovoltaïques couplées à du stockage avec des secours thermiques facilement transportables. En effet, s'il faut plusieurs dizaines d'années pour construire un réseau électrique, quelques semaines suffisent pour installer un petit système fondé sur le photovoltaïque et le stockage.

Cette logique locale, avec une dynamique en tâche de léopard, conduirait ensuite progressivement à une interconnexion mais pas forcément aussi poussée que dans le cas d'un système centralisé. Elle pourrait, surtout, être déployée à moindre coût, en impliquant les populations lo-

cales et en développant progressivement un tissu industriel notamment sur la gestion et la maintenance des installations.

Quelques exemples.

- Mettre en place une installation solaire photovoltaïque pour pomper de l'eau en journée (couplée à un système de stockage de l'eau pour gérer l'intermittence du soleil) apporterait tout de suite un gain significatif en termes de développement aux populations les plus isolées sans avoir besoin de tirer des lignes sur des milliers de kilomètres.
- Fournir un système photovoltaïque et une batterie pour éclairer la nuit pendant quelques heures, permettre le rechargement de portable la journée, utiliser internet, serait également simple et significatif en termes d'amélioration du niveau de vie.

Par ailleurs, cette électrification plus modulaire permettrait aux populations d'intégrer l'électricité et d'améliorer leur niveau de vie sans forcément modifier profondément leur mode de vie. Elles auraient la possibilité d'adapter l'utilisation des énergies renouvelables à leur vision ce qui n'est pas envisageable dans le cadre de plans de déploiement centralisés forcément grossiers dans la prise en compte des spécificités locales.

Certaines initiatives, soutenues par de grands groupes, sont à mettre en avant

et à pousser. Schneider Electric est impliqué dans un programme de soutien via la structure Energy Access ventures Fund qui vise à investir dans les PME africaines en vue d'apporter l'électricité aux Africains. La multiplication de ce type de soutien financier serait le plus utile et efficace pour l'Afrique. De même, les initiatives d'EDF-Help et blueEnergy, en Éthiopie et au Nicaragua, s'inscrivent dans une démarche locale permettant de mettre en place directement et simplement des solutions d'électrification locales. Si ces initiatives ne sont pas soutenues, mises en avant comme la solution, elles resteront marginales par rapport à un déploiement industriel plus traditionnel et plus centralisé et donc moins modulaire.

Shari Berenbach, présidente et CEO de United States African Development Foundation⁹², disait la même chose fin 2014 dans une interview au Global Energy Initiative en indiquant que pour les nombreuses populations rurales, la mise en place de solutions off-grid était essentielle et espérait que l'Afrique ne répéterait pas les erreurs des États-Unis focalisés uniquement sur le réseau centralisé⁹³.

92. <http://www.usadf.gov/about.html>

93. <http://globalenergyinitiative.org/insights/200-interview-power-africa.html>

EXEMPLE DE START-UP / PME AFRICAINES OFFRANT DES SOLUTIONS INNOVANTES BASÉES SUR LE PHOTOVOLTAÏQUE DÉCENTRALISÉ

Station Energy : start-up qui vise à apporter l'électricité dans les zones d'Afrique les moins bien loties en utilisant les atouts du photovoltaïque tout en s'inspirant de la culture locale. La société a développé un concept de kiosque multiservices s'inspirant des épiceries africaines et alimenté par l'énergie solaire. Station Energy, en apportant l'électricité dans les zones les plus reculées et moins équipées (dans la campagne comme en zones urbaines) – et non électrifiées du continent – permet de générer de l'activité : éclairage, location de batteries, d'espaces froids, accès à Internet, commerce, etc.

M-KoPa : cette start-up kenyane propose aux 30 millions de kenyans privés d'électricité et non reliés au réseau électrique national d'acheter de l'énergie solaire à l'heure via un système d'électricité prépayée. Chaque kit M-Kopa permet aux foyers clients d'éclairer 3 ampoules, pour l'équivalent de 43

centimes d'euros par jour environ. Un budget qui permet aux habitants les plus précaires d'accéder en toute sécurité à la lumière, délaissant les dangereuses, et surtout très polluantes lampes à pétrole, encore utilisées par des millions de foyers kenyans et africains. Une fois équipé, chaque foyer peut payer sa fourniture en électricité verte à la journée, via M-Pesa, le système de paiement mobile qui domine l'économie bancaire au Kenya. Le cap des 150.000 foyers équipés a déjà été dépassé.

Ces deux entreprises partagent une même vision : utiliser la malléabilité du photovoltaïque pour apporter rapidement une amélioration dans le niveau de vie des populations africaines sans passer par des infrastructures électriques importantes et en s'insérant dans la culture locale.

5. CONCLUSION

Au-delà des faits tangibles (amélioration rapide du photovoltaïque, du pilotage de la consommation et du stockage électrochimique), la conjonction de rapports du monde universitaire, du monde financier, du monde industriel révèle une tendance de fond quant à l'amélioration de la compétitivité des technologies liées au photovoltaïque et au stockage électrochimique. Le développement technico-économique simultané de ces technologies modifie les perspectives des systèmes électriques de demain.

Un premier effet s'observe dès à présent sur deux fronts avec le déploiement rapide d'équipements individuels et de petite dimension d'un côté, et ailleurs, la réalisation de centrales de grande puissance commandées par des pays ensoleillés et riches. Cette tendance annonce aussi des ruptures qui concerneront les systèmes électriques des pays développés. Les grands opérateurs et les gestionnaires de ces systèmes comme les pouvoirs publics doivent prendre la mesure de leurs potentiels d'évolution, les accompagner plutôt que les ignorer ou, pire, les combattre. Qu'on le souhaite ou non, une partie des ménages, des acteurs économiques, des collectivités acquièrent ainsi une capacité et un intérêt à devenir leur propre producteur d'électricité. Ceux qui ne saisiront pas le virage assez tôt seront mal placés dans l'organisation énergétique de demain.

Pire, un scénario dans lequel un tel déploiement se réaliserait dans l'ignorance ou en simple contournement du système électrique centralisé actuel ne serait certainement pas optimal pour la société.

A cet égard, les textes qui viendront compléter la loi de transition énergétique en France auront notamment la responsabilité de favoriser un tel déploiement dans le cadre d'une adaptation du système électrique national et européen.

Les évolutions que cette étude entrevoit pour des horizons proches appellent donc un renforcement des politiques publiques concernant les productions décentralisées, le stockage de l'électricité, le pilotage des consommations, les articulations tarifaires avec le réseau. Ces ruptures se traduiront aussi heureusement par un accès facilité aux services de l'électricité pour toutes les populations qui en sont plus ou moins démunies aujourd'hui.

La COP21 qui doit se tenir en décembre 2015 à Paris est une occasion de faire prendre conscience de ces ruptures et d'orienter les investissements en tenant compte des perspectives d'évolutions des technologies de production et de stockage de l'électricité, à la fois compétitives, bénéfiques pour les populations et le climat et compatibles avec les ressources en matières premières de notre planète. C'est aussi une opportunité pour permettre aux initiatives de soutiens à l'électrification des pays en voie de développement d'emprunter des chemins à la fois courts et efficaces. Il ne s'agit en rien d'une panacée qui dispenserait de la réduction des consommations d'énergie dans les pays riches et d'un renouvellement de notre façon d'envisager l'énergie, mais nous avons là une des voies pour faire face au défi énergétique et climatique de la planète. A nous de la saisir !

6. BIBLIOGRAPHIE

Ademe DGCIS ATEE.

(2013). Etude sur le potentiel du stockage d'énergies.

Ademe.

(2015). Produire de l'électricité grâce à l'énergie solaire.

(2015). Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050.

Agence Internationale de l'énergie.

(2014). Technology roadmap Energy Storage.

(2015). Energy Technology Perspectives 2015.

(2014). World Energy Outlook.

Anne Labouret et Michel Villos.

(2012). Installations photovoltaïques. Dunod.

Bank, D.

(2015). FITT for investors Industry Solar.

Bloomberg New Energy Finance.

(2015). New Energy Outlook 2015.

CEA Ines.

(2015). Solar Mobility : long term practical experience charging electrified cars with PV.

CIRED A. Minaud C. Gaudin L. Karsenti.

(2013). Analysis of the options to reduce the integratino costs of renewable geeneration in the distribution networks.

Citigroup.

(2015). Investment Themes in 2015 Dealing with Divergence Storage Batteries : a Third Growth Market.

Colin P. Kelley, S. M.

(2015). Climate change in the Fertile Crescent and implications of the recent Syrian drought.

D. Larcher and J-M. Tarascon.

(2014). Towards greener and more sustainable batteries for electrical energy storage. Nature chemistry.

Deutsche Bank.

(2014). 2014 Outlook : Let the Second Rush Begin.

EDF Division R&D.

(2015). Technical and economic analysis of the european electricity system with 60% RES.

EPIA.

(2014). Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018.

ERDF.

(2013). Fiche thématique SERRER n°2 bis.

Finance, B. N.

(2015). Bloomberg New Energy Finance Summit 2015.

(2015). Global trend in clean energy investment.

Fondation Nicolas Hulot.

(2011). L'énergie solaire photovoltaïque.

GIEC.

(2014). Climate change 2014, synthesis report, summary for policymakers.

Institut Fraunhofer Agora Energiewende.

(2015). Current and Futur Cost of Photovoltaics.

International Electrotechnical Commission.

(2011). Electrical Energy Storage White paper.

International Technology Roadmap for Photovoltaic.

(2015). ITRPV, rapport 2014, 6ème édition.

Jean-Claude Debeir Jean-Paul Déléage Daniel Hémerly.

(2013). Une histoire de l'énergie. Flammarion.

MIT.

(2015). The Futur of Solar Energy.

Morgan Stanley.

(2014). Batteries + Distributed Generation May Be a Negative for Utilities.

Morgan Stanley.

(2014). Solar Power & Energy Storage.

NREL.

(2013). The impact of Wind and Solar on the Value of Energy Storage.

Pedro A. Prieto & Charles A.S. Hall.

(2013). Spain's Photovoltaic Revolution The Energy Return on Investment. Springer.

Project, T. S.

(2015). Rendre flexibles les consommations électriques dans le résidentiel.

Rocky Mountain Institute.

(2015). The economics of load defection.

RTE.

(2014). Panorama des énergies renouvelables.

UBS.

(2014). Will solar, batteries and electric cars re-shape the electricity system ?

USGS.

(2012). Lithium Use in Batteries circulaire 1371.

(2015). Mineral Commodities summaries 2015.

LA FONDATION NICOLAS HULOT POUR LA NATURE ET L'HOMME

Partenaire fondateur
de la Fondation Nicolas Hulot



Cette étude a été réalisée grâce au
soutien de :



Un démonstrateur de solutions

Créée en 1990, reconnue d'utilité publique, apolitique et non confessionnelle, la Fondation Nicolas Hulot pour la Nature et l'Homme œuvre pour un monde équitable et solidaire qui respecte la Nature et le bien-être de l'Homme. Elle s'est donné pour mission d'accélérer les changements de comportements individuels et collectifs en faisant émerger et en valorisant des solutions en faveur de la transition écologique de nos sociétés. Pour la Fondation, l'écologie ne doit plus être une thématique parmi d'autres mais constituer le cœur de l'action publique et privée.

Afin de mener à bien sa mission, la Fondation combine la réflexion, l'action et la sensibilisation.

Elle élabore des idées nouvelles et porte des propositions auprès des décideurs politiques et économiques, avec son Conseil scientifique et son réseau d'experts pluridisciplinaire de haut niveau.

Elle fait émerger et accompagne les acteurs du changement en soutenant et valorisant, en France comme à l'international, des initiatives porteuses d'avenir afin de les démultiplier à plus grande échelle. Cette réalité du terrain inspire et nourrit la production intellectuelle.

Et pour que chacun puisse être moteur de la transition écologique, elle élabore des outils et des campagnes de mobilisation citoyenne.

La Fondation est également une ONG environnementale représentative. A ce titre, elle siège dans plusieurs organismes consultatifs tels que le Conseil économique social et environnemental ou le Comité national de la transition écologique.

► www.fnh.org



SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE :

25% de l'électricité mondiale bas carbone en 2050 !

Dans cette étude prospective, la Fondation Nicolas Hulot analyse les données économiques (compétitivité et investissement), physiques (retour énergétique et disponibilités des matières premières) ainsi que les questions relatives à la gestion de l'intermittence de l'électricité issue du solaire photovoltaïque. Ces éléments laissent présager un fort développement à venir de cette énergie qui offre de plus un potentiel important pour apporter l'électricité aux habitants des pays du Sud qui n'y ont pas encore accès, sans passer par la construction lourde de réseaux.

www.fnh.org

6 rue de l'Est
92100 Boulogne-Billancourt
Tél. : 01 41 22 10 70



FONDATION
NICOLAS HULOT
POUR LA NATURE
ET L'HOMME