

Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

Paul de Montchenu*,
Jean-Michel Trochet*, François Dassa*

@ 58007

Mots-clés : mix électrique, prospective, renouvelables, stockage, technologies

Les perspectives de baisse des coûts du photovoltaïque (PV) et des batteries données par la littérature pourraient laisser envisager la possibilité d'un PV produisant en base grâce aux batteries. Nous avons regardé de manière critique cette hypothèse selon les conditions d'ensoleillement de différentes régions du monde et selon les modes de dimensionnement du système PV+batteries. Ces travaux montrent qu'un tel système peut difficilement s'envisager avec les technologies existantes, en Europe en particulier, mais aussi dans les régions les plus ensoleillées. Il faudra sans doute attendre des ruptures technologiques pour que l'hypothèse d'un PV fournissant en base ait un réel sens économique.

Introduction

Les baisses de coûts observées et annoncées sur le photovoltaïque (PV) et les systèmes de stockage stationnaire avec des batteries Li-ion promettent une place croissante de ces technologies dans la décarbonation des systèmes électriques. De nombreuses études évaluent les conditions d'investissement pour un ménage cherchant à optimiser son autoconsommation par l'ajout de batterie à une installation de PV résidentiel, selon les conditions de marché locales, par exemple en Italie [Andreolli et al., 2022], Allemagne [Naumann et al., 2015], Royaume-Uni [Hassan et al., 2017], Finlande [Koskela et al., 2019], Suisse [Schopfer et al., 2018] et Hawaï [Arik, 2017]. Moins nombreuses et plus récentes, des études portent sur des systèmes de stockage de taille industrielle, en accompagnement du développement des fermes PV. La question essentiellement traitée est celle de l'intérêt économique des batteries

pour l'équilibre du réseau face au développement du PV, ou en support de ce dernier, dans des conditions de marché données, par exemple en Inde [Ershad et al., 2021], au Brésil [do Nascimento et al., 2020], aux États-Unis [Schleifer et al., 2022], en Europe, au Moyen-Orient et en Afrique [Killer et al., 2020]. Une question subsidiaire est l'utilisation des batteries pour déplacer la production PV de façon à satisfaire la pointe de la demande, en Californie [Denholm et al., NREL, 2018] et en Malaisie [Laajimi et al., 2019] par exemple. Ainsi c'est souvent sous l'angle de la flexibilité, de plus en plus mobilisée avec la pénétration des renouvelables, que les systèmes de PV+batteries sont étudiés, dans un système électrique composé d'autres capacités de production, notamment des capacités de production thermiques en base. La production en base elle-même reste peu regardée par ce type d'étude, alors qu'elle satisfait la majeure partie de la demande, autour de 80 % en France par exemple. La question posée ici est celle de la faisabilité technico-économique d'une production

* EDF.

en base d'électricité d'origine photovoltaïque, et ceci à quelles conditions. Ces travaux préliminaires visent à éclairer cette question, par l'estimation des coûts complets d'un système de PV+batteries permettant de délivrer un ruban «garanti» de PV, que l'on appellera ici pour simplifier PV «en base», pour différentes conditions géographiques, économiques et de dimensionnement. Ces conditions se traduisent essentiellement par les paramètres d'ensoleillement, les coûts d'investissement et les capacités installées de PV et de batteries.

1. Les grands paramètres de coûts

Le principe du PV «en base» étudié consiste en un système constitué d'une ferme PV au sol et de batteries, capable de délivrer une puissance garantie sur le réseau pendant une durée souhaitée¹. Nous retiendrons ici le cas particulier d'un ruban annuel garanti de 1 MW.

Le coût complet actualisé de ce système, appelé «LCOES», peut s'exprimer en fonction des coûts complets actualisés unitaires du PV (LCOE) et du stockage (LCOS), de la production photovoltaïque totale, de la part de cette production délivrée directement sur le réseau et de la part de cette production stockée puis délivrée par les batteries sur le réseau (énergie déstockée), de la façon suivante :

$$LCOES = \frac{Q \times LCOE + E2 \times LCOS}{E} \quad (A)$$

avec :

Q : productible PV total (en MWh)

$E = E1 + E2$: consommation journalière totale d'électricité (fourniture plate permanente, en MWh), somme de l'énergie $E1$ fournie directement par le PV et de l'énergie $E2$ fournie indirectement par déstockage de la batterie.

Les hypothèses de coûts retenues pour la suite sont globalement celles de l'Agence Internationale de l'Énergie [IEA, 2021a], sauf mentions contraires précisées dans les hypothèses de coûts détaillées figurant en annexe B. Le taux d'actualisation retenu est de 4,5 %, sans distinctions géographiques.

Au-delà des CAPEX et des OPEX des technologies PV et batterie, ce coût dépend de plusieurs paramètres interdépendants qui influent sur chacune des composantes du coût total.

Le coût du PV, le LCOE, peut varier du simple au double en fonction du facteur de charge, qui découle de l'ensoleillement et donc pour grande partie de la latitude de l'installation. Ce LCOE est estimé à environ 85 \$/MWh à Oslo, 50 \$/MWh à Aix, 30 \$/MWh à Riyad en 2020². À horizon 2050, les perspectives de réduction de coûts d'investissement, de l'ordre de 50 % par rapport à aujourd'hui [IEA, 2021a], et d'augmentation de la durée de vie, de 25 ans aujourd'hui à 30 ans en 2050 [RTE, 2021; IRENA, 2020], permettent de projeter à cet horizon des coûts de 40 \$/MWh à Oslo, 25 \$/MWh à Aix et 15 \$/MWh à Riyad.

Différentes méthodes de calcul du LCOS sont proposées par la littérature [do Nascimento et al., 2020; Schmidt et al., 2019; LAZARD, 2021]. Pour ces travaux, le LCOS est calculé selon la formule simplifiée suivante :

$$LCOS = \frac{I \times A + O}{U \times R \times P} \quad (B)$$

avec :

I : coûts d'investissement par kWh

A : facteur d'actualisation = $\frac{WACC}{1 - \frac{1}{(1+WACC)^{Dv}}}$

$WACC$: taux de rémunération du capital, supposé égal au taux d'actualisation

Dv : Durée de vie =

$\text{Min}\left(\frac{\text{Durée de vie en nombre de cycle}}{\text{Fréquence d'utilisation}}, \text{Durée de vie en années}\right)$

O : coûts d'OPEX par kWh

U : fréquence d'utilisation, correspondant au nombre de cycles complets de charge et décharge par an

R : rendement (%)

P : limite de profondeur de décharge des batteries, en %. $P=1$ – seuil de charge minimal (%).

Le LCOS dépend pour une part majeure de la fréquence d'utilisation, c'est-à-dire du nombre de cycles complets de charge/décharge par an :

Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

il est aujourd'hui de l'ordre de 150 \$/MWh pour 365 cycles/an et 720 \$/MWh pour 50 cycles/an pour un gros système de batterie stationnaire Li-ion de 4 h et une durée de vie de 4000 cycles. En 2050, ces coûts seraient de 50 \$/MWh à 365 cycles/an et 280 \$/MWh pour 50 cycles/an, une baisse essentiellement portée par la baisse des coûts d'investissement de près de 55 %, mais aussi de l'augmentation de la durée de vie.

Le LCOS dépend aussi de la constante de temps, définie par le rapport de l'énergie sur la puissance de la batterie, qui impacte la fréquence d'utilisation, mais aussi des CAPEX. Les coûts d'investissement d'une batterie disponibles dans la littérature sont donnés pour une constante de temps fixée, de 4 h le plus généralement. Cependant, pour la suite de nos calculs, nous proposons une approche simplifiée permettant d'exprimer les CAPEX en fonction de la constante de temps, en distinguant parmi ces CAPEX une part de coût Énergie dépendant de la capacité en énergie en \$/kWh, indépendant de la puissance, et une part de coûts Puissance dépendant de la puissance, en \$/kW, invariant

par rapport à la capacité en énergie et donc mutualisables. Les coûts des onduleurs et des transformateurs³, usuellement donnés en \$/kW, sont associés ici à la part de coût Puissance, les coûts restants (essentiellement racks, enceinte, *balance of plant*, garantie, transport et installation) sont associés à la part de coût Énergie. Les coûts d'investissement I du stockage sont alors exprimés en fonction de la constante de temps selon la formule suivante :

$$I(\$/kWh) = \text{Coûts Énergies}(\$/kWh) + \frac{\text{Coûts Puissance}(\$/kW)}{\text{Constante de temps (heure)}}$$

Cette méthode permet d'extrapoler le LCOS en fonction de la constante de temps comme le présente par exemple le cas de la Figure 1, et sera utilisée plus loin pour les estimations du LCOES de systèmes de PV « en base » dont les constantes de temps dépendront du dimensionnement optimal pour une chronique de PV donnée.

La marge d'erreur sur le LCOS découlant de cette méthode d'extrapolation des coûts d'investissement reste inférieure à la forte incertitude qui entoure la durée de vie des batteries,

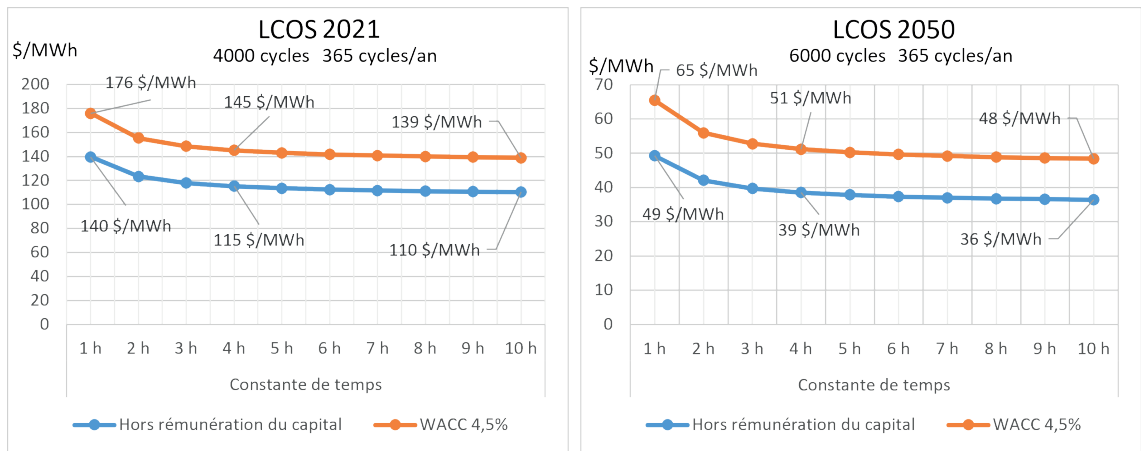


Figure 1. LCOS en fonction de la constante de temps

La baisse du LCOS provoquée par l'augmentation de la constante de temps est plus marquée pour les faibles constantes de temps. La baisse du LCOS entre 2021 et 2050, de l'ordre de 65 %, découle de la baisse des CAPEX (de l'ordre de 55 %) et d'hypothèses de progrès techniques permettant d'augmenter la durée de vie, le rendement et la limite de profondeur de décharge (voir les hypothèses détaillées en annexe B).

elle-même dépendante du mode d'utilisation, comme le nombre de cycles par an et la limite de profondeur de décharge (rapport entre la capacité maximale déchargée et la capacité nominale de la batterie) recommandée ou autorisée par la garantie constructeur. À titre d'illustration, pour une profondeur de décharge limitée à 90 % et un cycle par jour, le LCOS s'établit à 250 \$/MWh pour 2000 cycles et à 100 \$/MWh pour 8000 cycles. Avec une profondeur de décharge limitée à 25 %, ces coûts augmentent d'un facteur 3,5 du simple fait de la baisse de la capacité utile. L'impact de la profondeur de décharge sur la durée de vie n'est pas pris en compte ici, mais il faudrait également tenir compte du vieillissement accéléré de la batterie soumise à une profondeur de décharge élevée [NREL, 2017; Xu et al., 2016]. La suite des calculs prend pour hypothèse une durée de vie de 4000 cycles et une profondeur de décharge de 90 % aujourd'hui, cohérente avec les performances moyennes actuelles. On suppose ici que les progrès sur les cellules permettent d'augmenter la durée de vie à 6000 cycles et la profondeur de décharge à 95 % en 2050, ce qui correspond aux

meilleures performances actuelles [Schmidt et al., 2019; Xu et al., 2016]⁴.

Pour mieux caractériser l'impact des différents paramètres sur le coût complet, la suite de ces travaux propose de modéliser un système de PV «en base» selon plusieurs approches.

2. Modélisation du système PV/batterie sans variabilité et sans écrêtements

La première approche vise à expliciter de façon simplifiée un système PV/batterie pour un facteur de charge donné, sans variabilité de la production PV.

De plus, cette approche optimise le dimensionnement du PV et de la batterie de façon à utiliser toute la production PV, qui est délivrée sur le réseau soit directement soit indirectement après stockage et déstockage de la batterie. Les seules pertes sont celles liées au rendement du système.

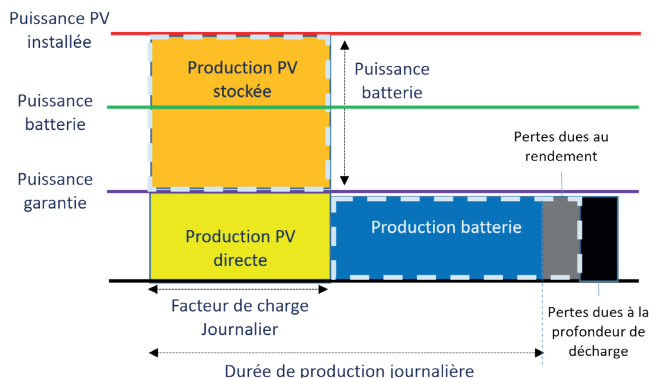


Figure 2. Description du modèle « blocs »

La production PV se décompose en une production PV délivrée directement sur le réseau (bloc jaune) et une production stockée (bloc orange). Cette production stockée est ensuite déstockée sur le réseau (bloc bleu), avec une perte due au rendement du système (bloc gris). Pour simplifier, les pertes dues au rendement sont représentées à la décharge uniquement. La capacité en énergie de la batterie est égale à la somme des aires des blocs bleu, gris et noir. Le bloc noir correspondant à la capacité de la batterie non utilisée en raison de la limite de profondeur de décharge. Dans le cas où toute la production PV est délivrée (directement ou après stockage/déstockage), l'aire du bloc orange est égale à la somme des aires des blocs bleu et gris. La puissance maximale de la batterie à la charge est ici considérée égale à la puissance maximale de batterie à la décharge. Cette puissance correspond à la hauteur du bloc orange pour un système optimisé.

Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

2.1. Modèle « blocs »

Dans un premier modèle simplifié, dit « blocs », le PV délivre une puissance moyenne constante sur une durée correspondante au facteur de charge journalier moyen, tous les jours de l'année. La batterie prend le relais du PV sur le temps restant pour couvrir une durée de production journalière moyenne constante. Ce modèle est décrit par la Figure 2.

Dans le cas où toute la production PV est délivrée (directement ou après stockage et déstockage), la production PV stockée est égale à la production de la batterie, aux pertes de rendement près. On peut déduire de la Figure 2 les relations suivantes :

$$\frac{K_{PV}}{K} = 1 + \frac{D_J - F_J}{F_J \times R} \quad (C)$$

$$\frac{K_B}{K} = \frac{D_J - F_J}{F_J \times R} \quad (D)$$

$$\text{Constante de temps} = E_B / K_B = \frac{F_J}{P} \quad (E)$$

$$\text{Production PV totale} = Q = K_{PV} \times F_J \quad (F)$$

$$\text{Production PV directe} = E_1 = K \times F_J \quad (G)$$

$$\text{Energie déstockée} = E_2 = K \times (D_J - F_J) \quad (H)$$

avec :

K_{PV} : puissance installée de PV (MW)

K_B : puissance installée de batteries (MW)

E_B : capacité totale en énergie des batteries (MWh)

K : puissance garantie (MW)

D_J : durée de production journalière, en heures, pendant laquelle le système PV+batteries délivre la puissance garantie

F_J : facteur de charge journalier, en heures, correspondant au facteur de charge annuel du PV divisé par 365

R : rendement du système PV+Batteries (%)

P : limite de profondeur de décharge des batteries, en %. $P=1$ – seuil de charge minimal (%).

Le coût complet du système tel que défini par la formule (A) peut alors s'exprimer en fonction du LCOE et du LCOS de la façon suivante :

$$LCOES = \alpha.LCOE + \beta.LCOS \quad (I)$$

$$\text{Avec } \alpha = \frac{D_J + F_J \times (R - 1)}{D_J \times R} \text{ et } \beta = \frac{D_J - F_J}{D_J}$$

En 2021 pour une durée de production journalière de 24 h, le coût d'un tel système théorique serait de l'ordre de 230 \$/MWh à Oslo, 180 \$/MWh à Aix et 160 \$/MWh à Riyad. En 2050, ce coût pourrait descendre à près de 90 \$/MWh à Oslo, 70 \$/MWh à Aix et 60 \$/MWh

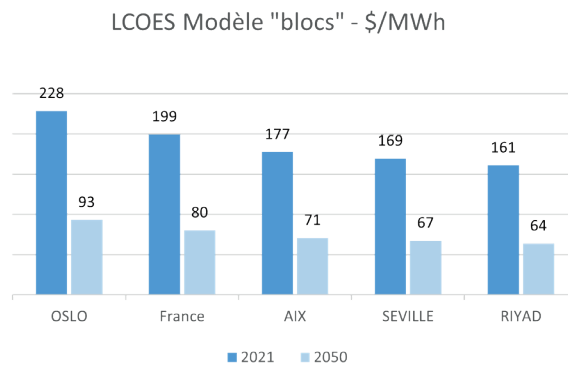


Figure 3. LCOES en fonction du facteur de charge pour un ruban de 24h selon le modèle « blocs »

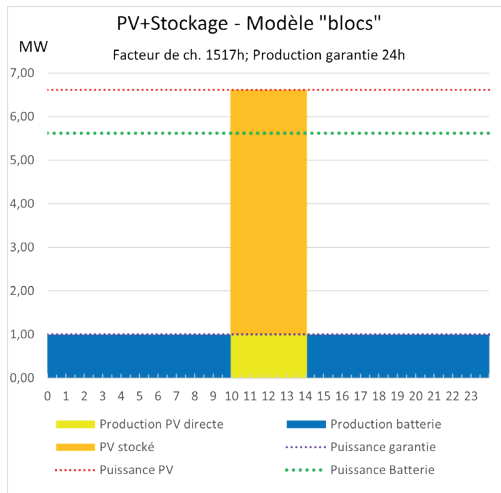


Figure 4. Déclinaison du modèle « blocs » à Aix

à Riyad (Figure 3). Les puissances installées de PV et de batterie d'un tel système sont respectivement de 11 et 10 fois la puissance garantie à Oslo, 6,5 et 5,5 fois la puissance garantie à Aix (Figure 4), 5 et 4 fois à Riyad.

Le modèle « blocs » donne un premier aperçu des mécanismes en jeu et permet d'exprimer les coûts en fonction du seul facteur de charge, sans autres caractéristiques de la production PV. Il reste cependant très éloigné d'un cas réel, d'une part car une production PV « normale » n'est pas un bloc rectangulaire, d'autre part car cette production présente des aléas.

2.2. Modèle « cloche »

Un deuxième modèle, que nous appellerons modèle « cloche », vise à caractériser l'effet sur les coûts du passage d'une courbe de charge rectangulaire telle que schématisée dans le modèle « blocs » à une courbe de charge en cloche qui se rapproche d'un cas réel. Ce modèle reste sans aléas, c'est-à-dire que la même courbe de production PV en cloche se répète tous les jours de l'année. Cette courbe en cloche théorique est obtenue par la moyenne, pour chaque heure de la journée, des productions horaires sur une chronique de 4 ans aux lieux considérés⁵ (Figure 5).

Le dimensionnement requis est atteint si :

$$E_1 + E_3 \times R = D_j \times K \quad (J)$$

où E_3 est la production PV excédentaire.

On déduit de (J) l'équation (K) donnant la puissance PV installée optimale K_{PV} . La puissance K_B et la capacité E_B de batteries en énergie minimales sont exprimées par (L) et (M) :

$$K_{PV} = \frac{D_j + E_3 + E_1 \times R}{F_j \times (R + 1)} \quad (K)$$

$$K_B = K_{PV} - K \quad (L)$$

$$E_B = \frac{E_3}{P} \quad (M)$$

Le facteur de charge journalier est déduit de la courbe de charge théorique, et le LCOES est calculé avec la formule (A).

Le modèle « cloche » illustré pour Aix dans la Figure 6 implique que la puissance PV heure par heure reste plus longtemps sous le seuil de la puissance garantie que dans le modèle « blocs », du fait d'un profil de production PV plus plat. La production PV directe est donc supérieure, le besoin de stockage inférieur. Le LCOES atteint 135 \$/MWh en 2021, inférieur d'environ 25 % à celui du modèle « blocs ». La puissance installée de PV est 6,5 fois la puissance garantie. Le stockage est d'environ 2,5 MW et 18 MWh pour 1 MW garanti. En 2050, le LCOES, dans le modèle « cloche », pourrait atteindre près de 60 \$/MWh à Aix et 50 \$/MWh à Riyad (Figure 7).

Le modèle « cloche », comme le modèle « blocs », donne des estimations de LCOES sur la base d'un facteur de charge moyen, comme cela est usuellement fait pour estimer les LCOE dans le cas d'une simple installation PV. Cependant les différences de coûts entre ces deux modèles montrent bien que pour un même facteur de charge moyen, la forme de la courbe de production PV pèse de façon importante dans le coût du système de PV « en base ».

Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

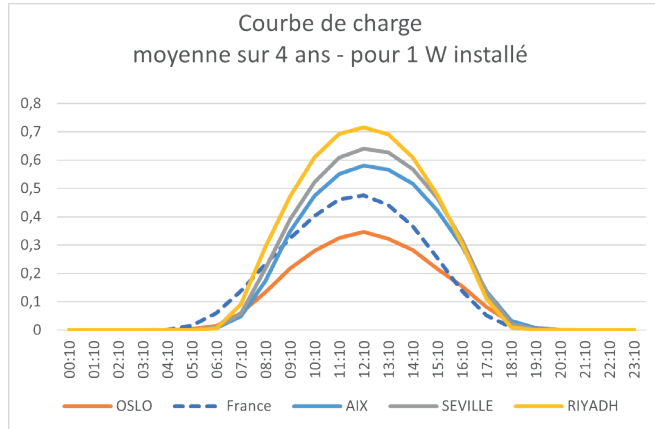


Figure 5. Courbes de charge moyenne utilisées pour le modèle « cloche »

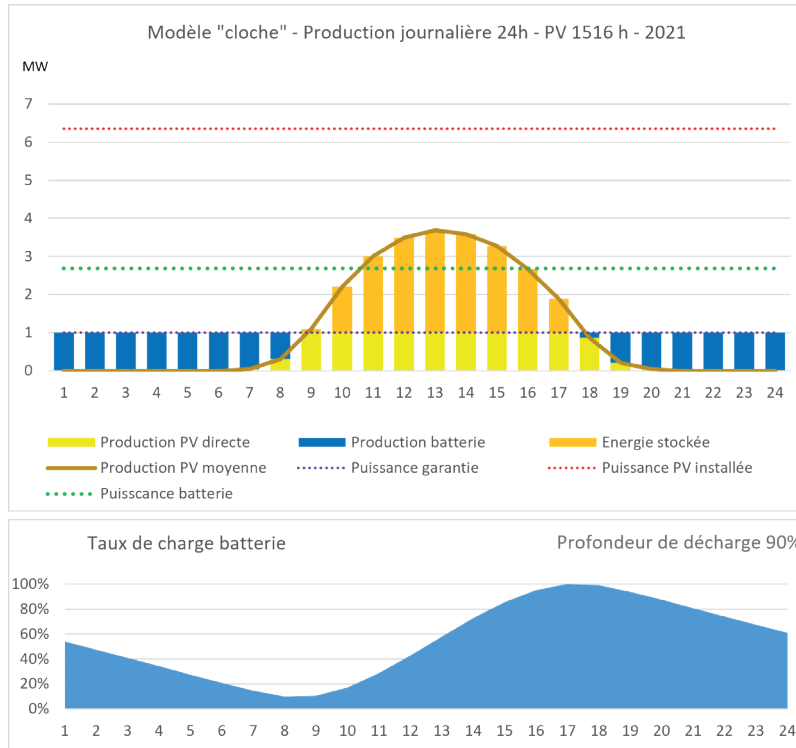


Figure 6. Modèle « cloche » illustré pour Aix

Le graphique du haut montre le dimensionnement et la production du système PV Batterie. Le graphique du bas montre le taux de charge de la batterie. Le niveau de charge initial à H_0 (non représenté) est dimensionné pour être égal au niveau de charge à H_{24} . On prend l'hypothèse que la batterie peut être chargée à 100 % et déchargée jusqu'à la profondeur de décharge.

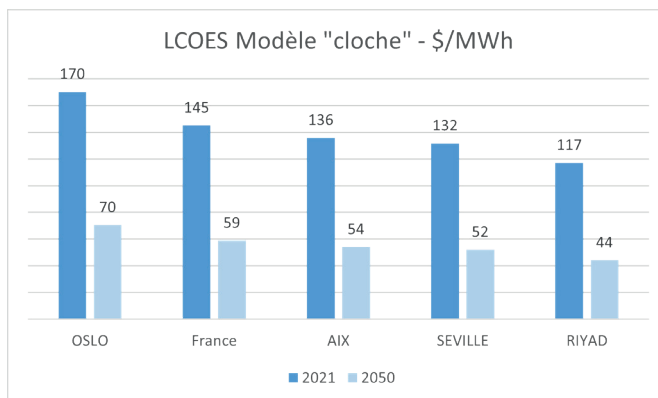


Figure 7. Estimations du LCOES selon le modèle « cloche », en 2021 et en 2050

Ces deux modèles simplifiés parviennent à des résultats encourageants : les coûts complets du kilowattheure solaire garanti ressortent en effet à des niveaux compétitifs. Toutefois, les deux modèles évacuent les aléas de la production PV ainsi que la variabilité saisonnière. Qu'en est-il lorsque ces dimensions sont prises en compte ?

3. Des coûts plus importants en raison de la variabilité de la production photovoltaïque

Quatre effets de variabilité sur la production PV viennent impacter les coûts :

1. La variabilité intrajournalière, qui vient déformer la courbe de production en « cloche », en raison par exemple d'un passage nuageux,
2. La variabilité interjournalière, qui tient compte du fait que toutes les journées ne se ressemblent pas,
3. La variabilité saisonnière dès que l'on s'éloigne de l'équateur qui, nous le verrons, sera le facteur le plus impactant sur les coûts,
4. La variabilité interannuelle, qui tient compte du fait que toutes les années ne se ressemblent pas.

Pour isoler les effets respectifs de ces différents effets de variabilité, la courbe de charge théorique moyenne proposée par le modèle

« cloche » est déformée pour introduire l'effet que l'on souhaite appréhender.

3.1. Variabilité intra et interjournalière

L'effet de la variabilité intrajournalière est simulé ici par une courbe de charge PV moyenne présentant une absence de soleil de 3 h, de 10h00 à 13h00, tous les jours de l'année (Figure 8). Pour isoler l'effet de la variabilité intrajournalière de l'effet qui résulterait d'une baisse du facteur de charge annuel, le reste de la courbe de charge est reconstitué de façon à obtenir un facteur de charge identique à celui utilisé pour Aix dans le chapitre précédent sans aléas (1517 heures). On montre ainsi que pour une même production PV, le LCOES augmente de l'ordre de 10 % par rapport une journée moyenne sans aléas (Figure 11).

Ce cas reste illustratif, alors que des courbes de charge réelles montrent en réalité que les aléas intrajournaliers peuvent être bien supérieurs, avec des journées entières sans soleil qui donnent des productions PV pratiquement nulles (Figure 9).

De plus, la variabilité interjournalière s'ajoute aux aléas intrajournaliers. Les résultats présentés jusqu'ici s'appuient sur l'hypothèse d'une chronique théorique qui répète la même courbe de charge journalière tous les jours de l'année. Pour illustrer l'effet de la variabilité

Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

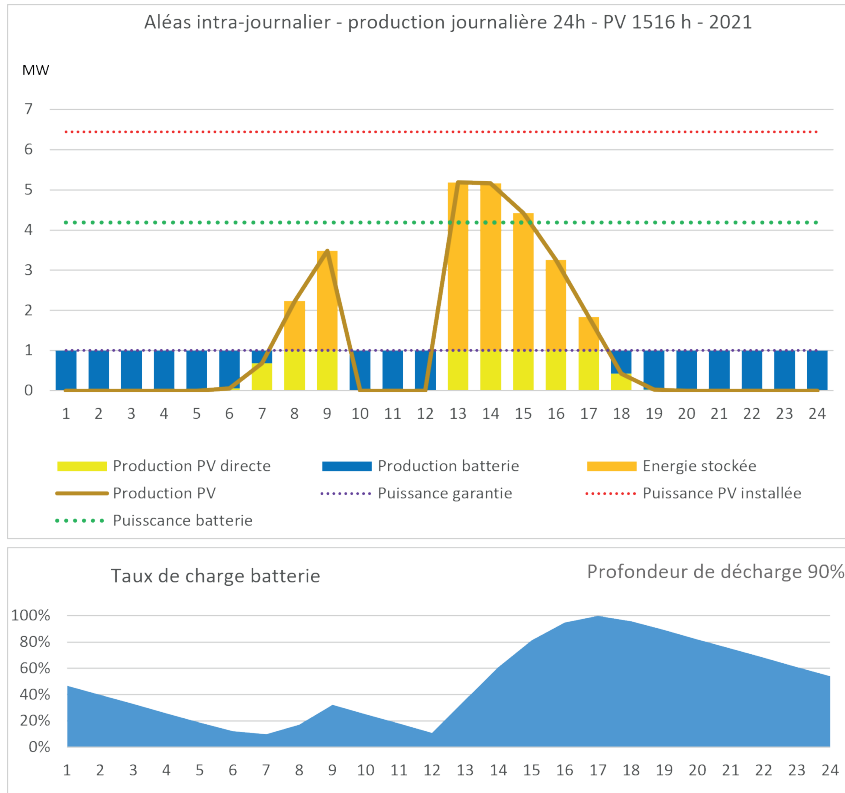


Figure 8. Effet simulé d'une variabilité intrajournalière à Aix

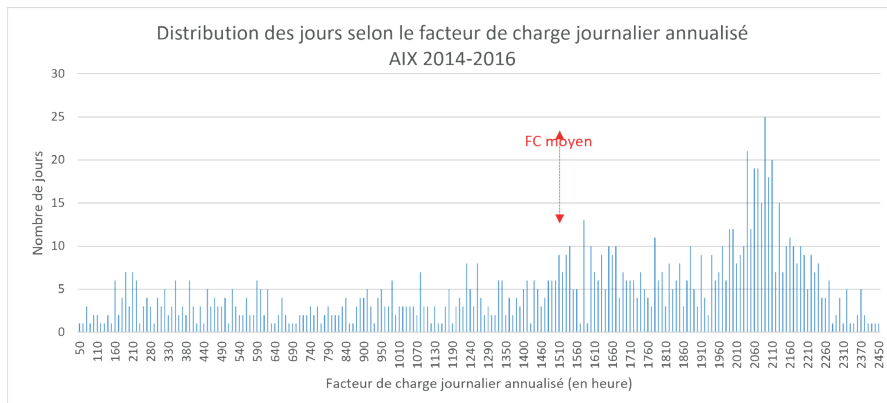


Figure 9. Distribution des jours de production selon le facteur de charge journalier annualisé

Le facteur de charge journalier, en heures, est multiplié par 365 pour obtenir un facteur de charge journalier annualisé qui peut être plus facilement comparé au facteur de charge moyen, ici de 1517 heures à Aix pour les années 2014 à 2016. Le graphique représente la distribution des 3×365 jours de 2014 à 2016 selon leur facteur de charge journalier annualisé. Par exemple à Aix entre 2014 et 2016, pour 5 jours, la production PV journalière annualisée fut de moins de 80 heures soit 0,2 heures dans la journée. Statistiques réalisées sur la base des courbes de charge données par PVGIS.

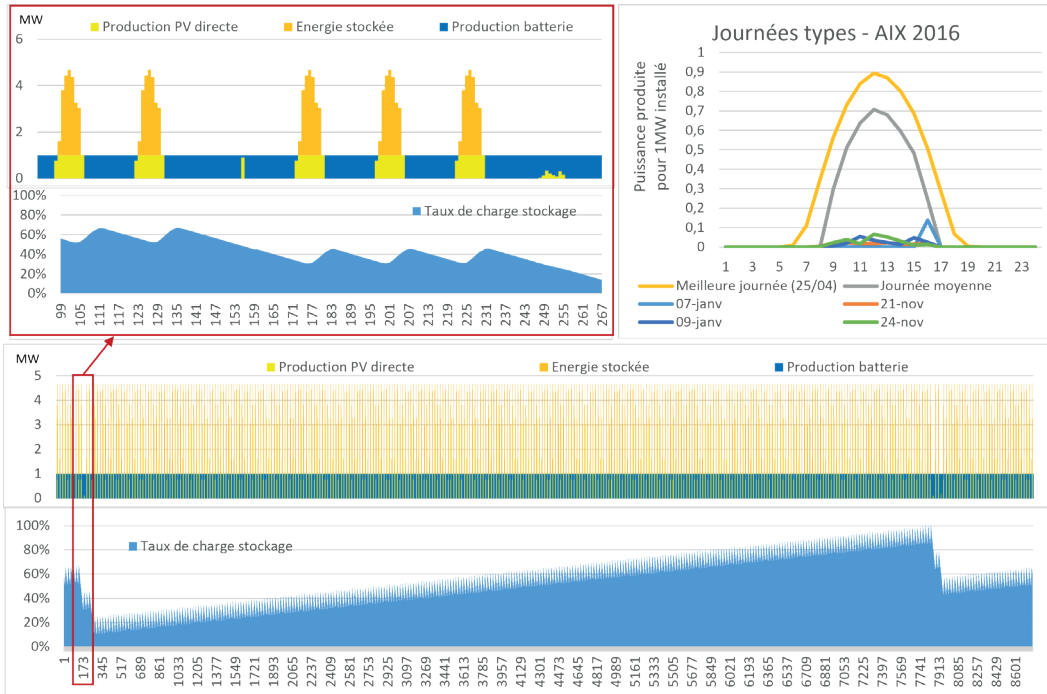


Figure 10. Effet illustré d'une variabilité interjournalière à Aix

Le graphique en haut à droite représente la production PV pour (A) les 4 journées les moins ensoleillées à Aix en 2016, (B) la journée la plus ensoleillée, (C) une journée moyenne. Le graphique en bas montre la production du système PV/stockage sur une chronologie de 8760 heures intégrant les 4 journées les moins ensoleillées à Aix en 2016 et répétant une même journée moyenne pour tous les autres jours, ainsi que le taux de charge du stockage. Le graphique en haut à gauche fait un zoom sur la semaine comportant les 2 premières journées d'aléas. Le niveau de charge initial à h_0 est dimensionné de façon à terminer l'année au même niveau. Dans cet exemple, la succession de 2 jours d'aléas dans une même semaine en début d'année demande une grande capacité de stockage. Le stockage est rechargé sur le reste de l'année pour faire face à deux autres jours d'aléas d'une même semaine de novembre puis à nouveau aux aléas de janvier de l'année suivante.

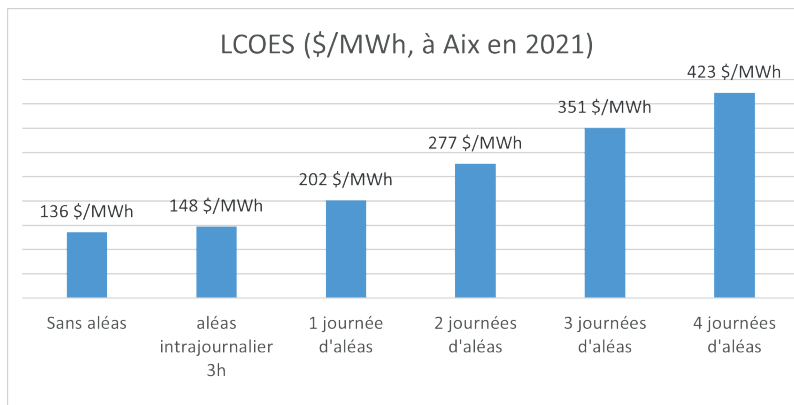


Figure 11. Impacts de la prise de journées d'aléas sur le LCOES (à Aix, coûts 2021)

Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

interjournalière, des journées pas ou très peu ensoleillées, que l'on nommera jours d'aléas, sont introduites dans cette chronique annuelle théorique. Tous les autres jours de l'année répètent la même courbe de charge journalière moyenne utilisée par le modèle « cloche », ajustée de façon à retrouver le même facteur de charge annuel de la modélisation sans aléas. De plus, le coût du système restant sensible à la forme de la courbe de charge et au moment auquel l'aléa intervient, les jours d'aléas utilisés ici correspondent aux journées réelles les moins ensoleillées enregistrées à Aix en 2016, représentées sur la Figure 10. La Figure 11 montre que la prise en compte d'une seule journée d'aléas dans l'année, matérialisée ici par la journée du 7 janvier, augmente les coûts de 50 %. Les coûts doublent après la prise en compte de 4 journées d'aléas (les 4 et 9 janvier, et les 21 et 24 novembre). La capacité installée de PV est alors près de 6,5 fois la puissance garantie, la puissance du stockage l'est 3,5 fois, pour une capacité de 125 MWh, qui conduisent à seulement 60 cycles complets par an.

Les journées de production PV plus forte que la moyenne font aussi augmenter le LCOES, bien que dans une moindre proportion. À titre d'illustration, la prise en compte de la journée la plus ensoleillée de 2016 à Aix, qui présente un ensoleillement supérieur de 60 % par rapport à la moyenne, fait augmenter le LCOES de 24 % (170 \$/MWh) par rapport à la situation sans aléas.

3.2. La variabilité saisonnière

La variabilité saisonnière a un impact encore plus fort sur le dimensionnement et donc sur les coûts du système. Le LCOES augmente par exemple d'un facteur 21 à Aix par rapport à la situation sans effet de saisonnalité sous l'effet de la forte augmentation du besoin de stockage.

Pour évaluer l'impact de la saisonnalité sur le LCOES à Aix sans les effets de la variabilité intra et interjournalière, une courbe de charge de 8760 heures est reconstituée de façon à avoir une même journée moyenne « estivale » d'avril à septembre puis une même journée

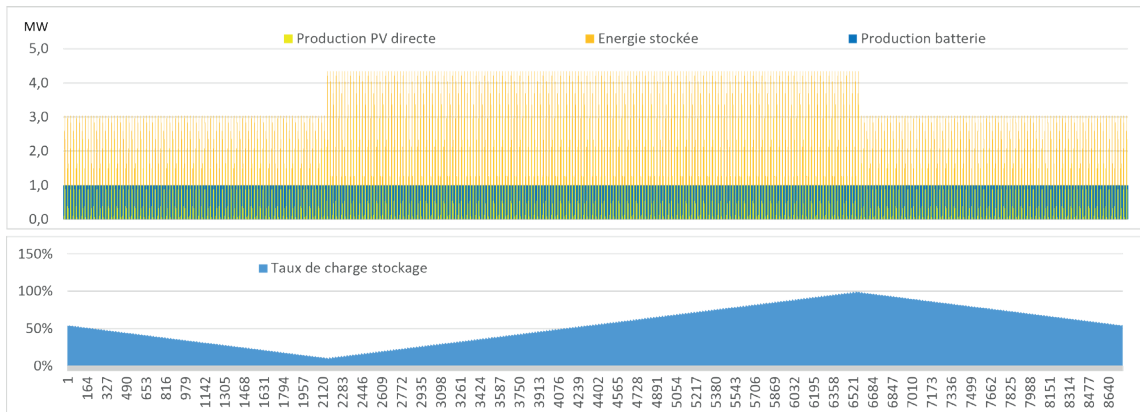


Figure 12. Effet illustré de la variabilité intersaisonnière à Aix

Le graphique du haut représente le profil de production du système PV+Batterie avec une courbe de charge PV de 8760 heures construite de façon à avoir la même journée moyenne de avril à septembre, dont la courbe de charge journalière donne un facteur de charge annualisé égal au facteur de charge annualisé moyen de avril à septembre sur une chronique de 12 ans, soit 1834 heures à Aix pour les années 2005 à 2016. De même, une même journée moyenne est établie d'octobre à mars, dont la courbe de charge journalière donne un facteur de charge annualisé égal au facteur de charge annualisé moyen d'octobre à mars sur la même chronique de 12 ans (soit 1287 heures). Le graphique du bas représente le niveau de stockage, avec une tendance à la charge durant la période plus ensoleillée et à la décharge pendant la période moins ensoleillée.

moyenne « hivernale » d'octobre à mars⁶. Le profil de production du système est représenté par la Figure 12.

Pour des puissances installées du même ordre de grandeur que celles des modèles sans aléas (6,1 MW de PV, 3,4 MW de batteries) la capacité du stockage est multipliée par 54 (960 MWh). Le stockage se charge un petit peu tous les jours durant la saison « estivale » (bilan stockage-déstockage quotidien positif), pour atteindre 100 % de sa capacité la veille de la saison « hivernale ». Puis le stockage se décharge un petit peu tous les jours durant la saison « hivernale » (bilan stockage-déstockage quotidien négatif), jusqu'à atteindre la limite de profondeur de décharge la veille de la saison « estivale ». Par conséquent, le nombre de cycles complets par an chute à 6, ce qui fait augmenter le LCOES d'un facteur 21 par rapport à la situation sans effet de saisonnalité, s'établissant à près de 2870 \$/MWh en 2021.

Cet exemple montre bien que la latitude est un facteur de premier ordre pour la viabilité économique d'un tel système.

3.3. Effet cumulé des variabilités

L'effet cumulé de la variabilité intrajournalière, interjournalière et saisonnière sur les coûts, par rapport à une situation sans variabilité, peut s'illustrer en appliquant les règles de dimensionnement et de coût du modèle « cloche » sur une chronique réelle de PV⁷. Les résultats donnent un LCOES près de 30 fois supérieur à la situation théorique sans variabilité à Aix en 2021, s'élevant à près de 4 200 \$/MWh. Ce LCOES pourrait descendre à près de 1 600 \$/MWh en 2050. La capacité de stockage nécessaire est alors de l'ordre de 1 250 MWh.

Les coûts seraient inférieurs d'un facteur entre 5 et 6 à Riyad, où il n'y a pas d'effet de saisonnalité et moins d'aléas intra et interjournaliers, avec un LCOES de près de 300 \$/MWh en 2050. La capacité de stockage nécessaire est de 220 MWh, pour une puissance du stockage de 3,5 MW et une puissance PV installée de 5 MW par MW garanti.

À ces effets s'ajoute celui de la variabilité interannuelle, qui vient encore augmenter les coûts de près de 25 % supplémentaires à Aix et de 180 % à Riyad : les LCOES calculés sur une chronique PV de 10 ans à Aix et Riyad sont de l'ordre respectivement de 5300 \$/MWh et 2200 \$/MWh en 2021, 2000 \$/MWh et 800 \$/MWh en 2050 (Figure 13).

Ces estimations montrent qu'un système de PV « en base » qui délivre toute la production PV, soit directement, soit via le stockage, n'est pas économiquement viable en France. Un tel système reste cher aussi sous les latitudes qui ne subissent pas l'effet de la saisonnalité, même avec les fortes baisses de coûts d'investissement telles que projetées en 2050. La Figure 14 montre que pour un PV à 310 \$/kW, qui est l'estimation 2050 retenue ici, un LCOES à moins de 100 \$/MWh à Riyad nécessiterait un stockage à moins de 50 \$/kWh, soit près de 70 % plus bas que le coût des batteries estimé en 2050, lui-même déjà plus bas de 55 % par rapport à 2021.

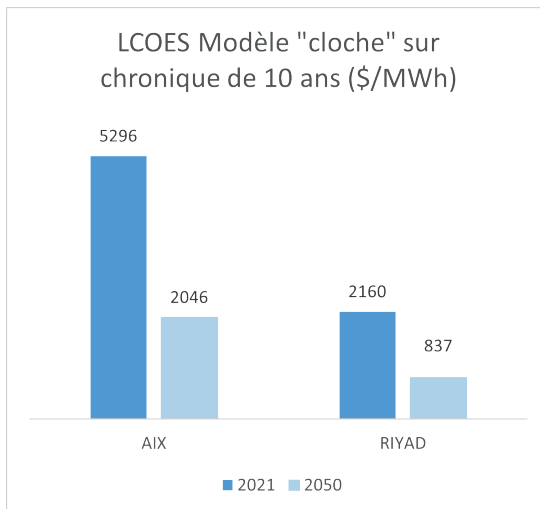


Figure 13. LCOES à Aix et Riyad en 2021 et 2050

Résultats selon la méthode d'optimisation du modèle « cloche » appliquée sur des chroniques de 10 ans.

Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

	Aix		Riyad	
Hypothèses de coût :	2021	2050	2021	2050
Dimensionnement				
Puissance installée PV (MW)	6,2	6,0	5,2	5,0
Puissance stockage (MW)	4,8	4,6	3,6	3,5
Capacité stockage (MWh)	1 794	1 615	725	653
Constante de temps (h)	375	353	199	188
Cycle complet/an	4	4	9	9
Production				
Production totale PV (MWh)	9 712	9 362	9 665	9 332
Production PV directe (MWh)	3 364	3 345	3 645	3 629
Production batterie (MWh)	5 396	5 415	5 113	5 129
Coûts				
LCOE (\$/MWh)	38	17	32	14
LCOS (\$/MWh)	8 529	3 281	3 639	1 402
LCOES (\$/MWh)	5 296	2 046	2 160	837

Tableau 1. Résultats de l'optimisation selon le modèle « cloche »

Résultats détaillés de l'optimisation selon le modèle « cloche » sans écrêtement sur des chroniques PV réelles de 10 ans à Aix et à Riyad. Les résultats complets figurent en annexe C.

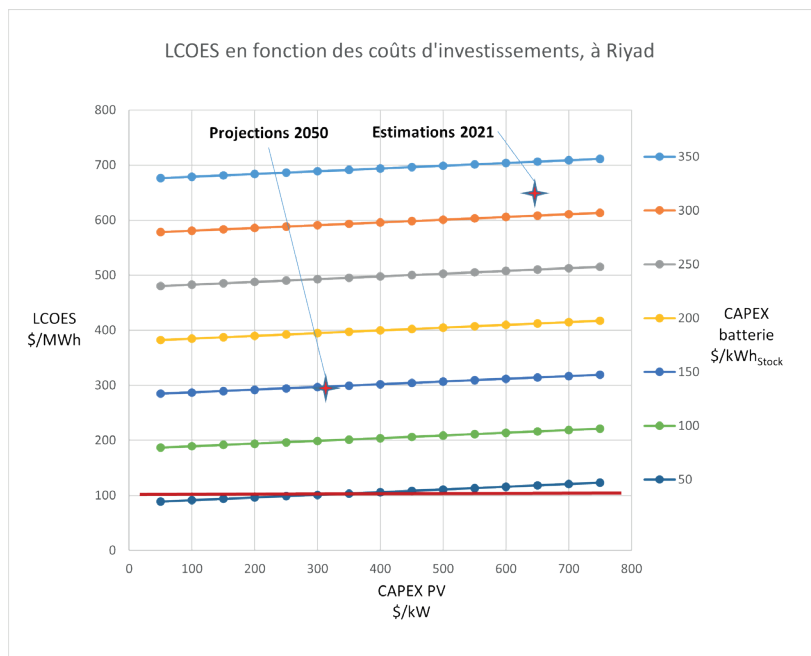


Figure 14. LCOES en fonction des coûts d'investissement de PV et de stockage

Ce graphique représente le LCOES à Riyad en fonction des coûts d'investissement dans le cas d'un dimensionnement minimisant la production PV. Les croix situent les hypothèses de coûts 2021 et 2050 utilisées dans les estimations précédentes.

Les coûts du système découlent essentiellement de la capacité de stockage nécessaire pour stocker toute la production PV excédentaire, sans écrêtement. Un tel modèle, qui minimise la puissance installée de PV, peut faire sens quand on voit combien les rythmes de développement du PV avancés dans les scénarios de neutralité carbone sont déjà importants, avec des questions sur les ressources en termes de capacité à faire et de matériaux nécessaires, en particulier sur les besoins en cuivre, nickel, graphite, lithium, manganèse et cobalt [IEA, 2021a].

Le chapitre suivant montre que les coûts d'un PV «en base» peuvent cependant diminuer très sensiblement avec un surdimensionnement de la capacité installée de PV et un écrêtement de la surproduction.

4. Optimisation économique

Une réduction de la capacité de stockage, compensée par une augmentation de la puissance PV et un écrêtement de la surproduction, permet d'optimiser les coûts. L'écrêtement du PV fait augmenter le LCOE, alors que la réduction de la capacité de stockage et donc l'augmentation du nombre de cycles complets par an font diminuer le LCOS. Le LCOS étant comme on l'a vu très supérieur au LCOE, il y a donc un intérêt économique à faire baisser le premier au détriment du second. L'annexe E en propose une démonstration mathématique. Cependant cette optimisation économique est loin d'être neutre sur les besoins en espace et en matériaux.

L'optimum économique est déterminé selon la méthode suivante, pour une chronique horaire d'un an ou plus :

(i) À la différence du modèle d'optimisation sans écrêtement, où la production stockée à l'heure h est déterminée par la production PV excédentaire à h , la production stockée à h est ici déterminée par la quantité d'énergie minimale devant être stockée pour que le système soit capable de délivrer la puissance garantie à chaque heure de la suite de la chronique.

Le stock final d'énergie à la fin de la chronique est fixé par convention à 12 heures de puissance garantie.

(ii) La valeur maximale du stock, augmenté de la réserve exigée par la limite de profondeur de décharge, donne la capacité de stockage E_b .

(iii) La production PV qui n'est ni délivrée directement ni stockée est écrêtée.

(iv) Les puissances installées K_{PV} et K_{Bat} , dont dépendent la capacité de stockage et la quantité d'énergie écrêtée, sont ensuite déterminées pour minimiser le LCOES.

La fonction LCOES dont le minimum est recherché peut s'exprimer en fonction de K_{PV} et K_B selon la formule (N) dérivée de la formule (A) et est illustrée par la Figure 15.

$$LCOES = \frac{Q^*(K_{PV}, K_B) \times LCOE^*(K_{PV}, K_B) + E_2(K_{PV}, K_B) \times LCOS(K_{PV}, K_B)}{E_1(K_{PV}) + E_2(K_{PV}, K_B)} \quad (N)$$

où Q^* est le productible PV net de l'écrêtement et $LCOE^*$ le coût complet de la production PV non écrêtée.

Cette méthode permet d'obtenir un LCOES de près de 500 \$/MWh en 2021 à Aix, soit 10 fois moins que la méthode sans écrêtement. Cette baisse de coût se fait cependant au prix d'un écrêtement d'environ 30 GWh, soit 75 % de la production PV, avec une capacité installée de PV 25 fois supérieure à la puissance garantie et une capacité de stockage de 100 MWh. En moyenne en France, le LCOES 2021 serait de 830 \$/MWh, pour une puissance PV comparable à celle demandée à Aix mais un besoin de stockage deux fois plus élevé. Ces coûts, fortement marqués par l'effet de saisonnalité comme vu précédemment, sont inférieurs à Riyad. Le LCOES y serait de 250 \$/MWh en 2021, et pourrait atteindre 100 \$/MWh en 2050. La puissance PV nécessaire serait alors de l'ordre de 12 fois la puissance garantie, la capacité de stockage entre 50 et 60 MWh; près de 60 % de la production PV serait écrêtée⁸.

À Riyad, un coût complet de moins de 70 \$/MWh par exemple nécessiterait un PV à moins

Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

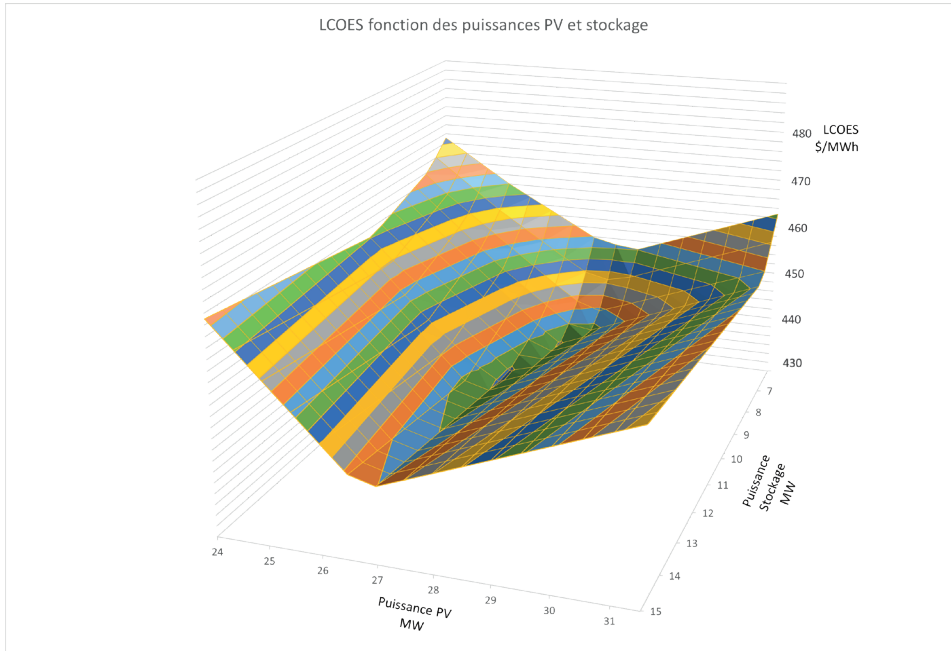


Figure 15. LCOES en fonction de la puissance PV et de la puissance de stockage

Cette fonction continue, représentée ici pour les coûts à Aix en 2021, présente un minimum pour un couple unique de puissance de PV et de stockage.

	France 2021	Aix 2021	Aix 2050	Riyad 2021	Riyad 2050
Dimensionnement					
Puissance installée PV (MW)	25,8	24,4	23,4	12,4	11,9
Puissance stockage (MW)	8,2	12,4	11,9	5,0	4,8
Capacité stockage (MWh)	203	95	85	55	50
Constante de temps (h)	25	8	7	11	10
Cycle complet/an	30	67	67	115	114
Production					
Production totale PV (MWh)	31 280	38 289	36 832	22 904	22 013
Production PV directe (MWh)	4 028	3 908	3 897	3 919	3 911
Production batterie (MWh)	4 732	4 852	4 863	4 841	4 849
Coûts					
LCOE (\$/MWh)	209	197	94	77	34
LCOS (\$/MWh)	1 115	521	204	300	118
LCOES (\$/MWh)	831	504	213	251	101
Écrêtement (MWh)	21 685	28 672	27 531	13 289	12 713

Tableau 2. Résultats de l'optimisation économique

Résultats détaillés de l'optimisation économique avec écrêtement sur des chroniques PV réelles de 10 ans à Aix et à Riyad. Les résultats complets figurent en annexe C.

100 \$/kW, soit trois fois moins que la projection 2050, pour une batterie à 150 \$/kWh, ou une batterie à moins de 80 \$/kWh, soit 2 fois moins que la projection 2050, pour un PV à 300 \$/kW (Figure 16).

À Aix, les conditions d'un LCOES à moins de 100 \$/MWh restent loin des projections de coût d'investissement sur le PV et le stockage.

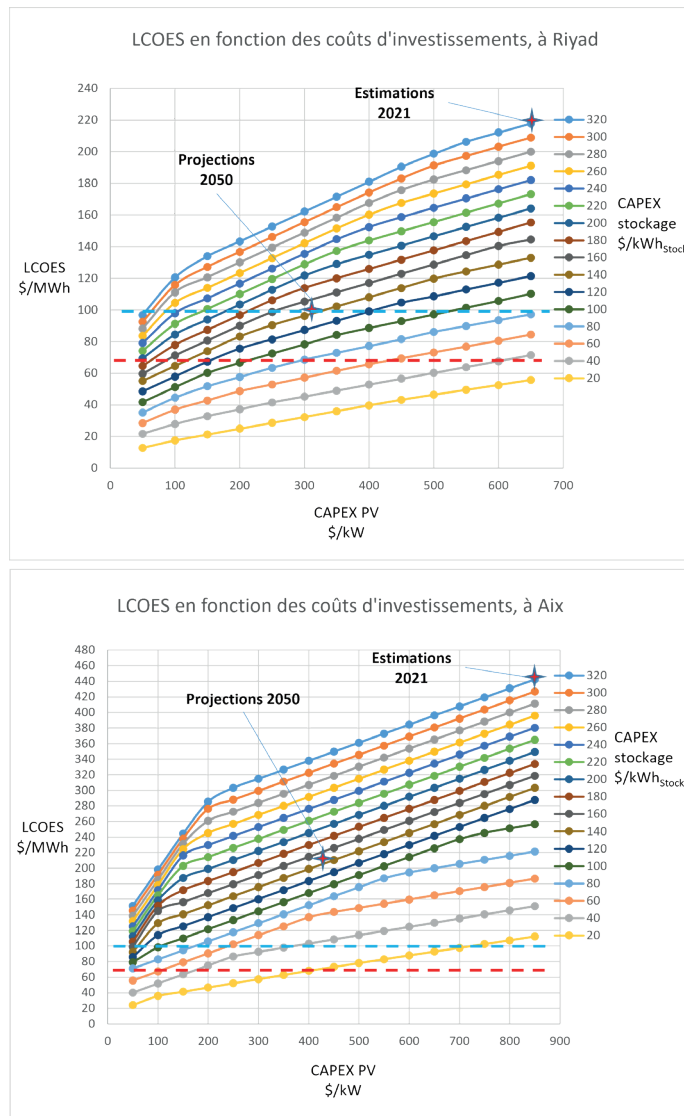


Figure 16. LCOES minimum à Riyad et à Aix en fonction des coûts d'investissement PV et stockage

Ce graphique présente le LCOES (axe vertical) minimum à Riyad (graphique du haut) et à Aix (graphique du bas*) pour les puissances installées optimisées de PV et de batteries, en fonction des coûts d'investissement. Les croix situent les hypothèses de coûts 2021 et 2050 utilisées dans les estimations précédentes. Les tirets bleus et rouges marquent les seuils d'un LCOES respectivement à 100 \$/MWh et 70 \$/MWh.

* Les ruptures de pente que l'on peut observer correspondent à un changement de configuration du couple de puissance PV/stockage optimal. Ce phénomène est détaillé en annexe D.

Conclusions

Un PV « en base » à un coût proche de 100 \$/MWh peut difficilement être envisagé en France avec les technologies actuelles. Il n'est pas inenvisageable à horizon 2050 aux faibles latitudes qui ne subissent pas l'effet de saisonnalité.

Si toute la production PV est délivrée, sans écrêtement afin d'économiser de l'espace et des matériaux, un PV « en base » n'apparaît viable économiquement nulle part.

Si le PV est surdimensionné et la production excédentaire écrêtée, alors un PV « en base » pourrait devenir envisageable vers 2050 dans les pays à basses latitudes, bien ensoleillés et sans contraintes d'espace, et dans les conditions très théoriques d'utilisation du stockage retenues ici. Cependant, un problème de matériaux se poserait si de telles solutions devaient être généralisées, avec probablement un effet à la hausse sur les coûts des matériaux, et par conséquent sur les prix des panneaux [IEA, 2021b], qui serait à intégrer et rendrait l'atteinte d'un coût complet inférieur à 100 \$/MWh encore plus délicate.

À rebours, ces estimations ne tiennent pas compte d'un potentiel débouché pour la production PV excédentaire induite par le fort surdimensionnement des capacités du système. Délivrer cet excédent sur le réseau pose un problème de valorisation, avec probablement un phénomène de cannibalisation [López Prol et al., 2020] exacerbé par une puissance délivrée qui peut être plus de 10 fois la puissance garantie sous les latitudes les plus propices. La gestion de l'intermittence d'une telle puissance excédentaire sur le réseau pose également question. Aussi, l'estimation des coûts complets d'un tel dispositif dans le système énergétique global doit intégrer, en complément du LCOES, les coûts de réseau et de back up.

L'excédent de production pourrait toutefois, par exemple, être valorisé avec de la production d'hydrogène électrolytique, avec cependant une contrainte supplémentaire

sur l'emplacement du système qui doit tenir compte des besoins en eau et les solutions de transport de l'hydrogène produit en plus des conditions d'ensoleillement et de latitude. Des contraintes à mettre au regard d'un potentiel qui n'est pas illimité en termes de débouché, puisque dans les conditions d'ensoleillement de Riyad, 120 GW de PV garantis en base⁹, soit 1,6 fois les capacités totales installées en Arabie saoudite aujourd'hui¹⁰ et moins de 2 % des capacités installées dans le monde¹¹, permettraient de générer l'électricité excédentaire nécessaire¹² pour couvrir tous les besoins d'importation d'hydrogène de l'UE à horizon 2050, estimés à 30 millions de tonnes [WEC, 2021]. À titre d'illustration, un prix de 10 \$/MWh pour la production excédentaire permettrait de réduire le LCOES de 15 \$/MWh à Riyad où la surproduction est de 1,5 MWh par MWh garantis. Cependant, le coût de l'hydrogène produit à partir de cette électricité à 10 \$/MWh serait de 1,8 \$/kg en 2050, soit environ de 5 \$/kg rendu site en Allemagne par exemple¹³. Ce coût est supérieur à celui estimé pour l'hydrogène « vert » produit en Allemagne (3,3-4,3 \$/kgH₂) ou importé d'Afrique du Nord à horizon 2050 (3,5 \$/kgH₂) [WEC, 2021], ce qui pose la question de la compétitivité de ce débouché. À Aix, où la surproduction serait de 3 MWh par MWh garanti, le LCOES serait diminué de 30 \$/MWh. Un LCOES de moins de 100 \$/MWh à Aix en 2050 nécessiterait un prix sur la production excédentaire supérieur à 70 \$/MWh qui rendrait la production d'hydrogène non compétitive.

En définitive, un PV « en base » semble inenvisageable, sans rupture technologique, même aux latitudes les plus propices. En effet, soit on économise du PV, ainsi que l'espace et la matière nécessaires, et les coûts restent prohibitifs, soit on surinvestit dans le PV, ce qui fait baisser les coûts du PV « en base », mais c'est la quantité de matière et d'espace nécessaire qui devient prohibitive, avec de surcroît des excédents de production d'électricité considérables aux débouchés potentiels a priori limités.

Il serait dès lors intéressant d'étudier le principe d'un PV « pilotable » en relâchant

la contrainte d'un ruban de 8760 h. Deux exemples permettent d'illustrer les questions que pose un tel système. Le premier exemple reprend les hypothèses de système de PV+Batteries à Riyad en 2050, où le ruban de 1 MW est remplacé par une demande de 1 MW toute la journée hormis 4 heures par nuits pour lesquelles la demande est nulle. La demande est donc de 7300 heures par an. Le LCOES reste alors inchangé par rapport au PV «en base», autour de 100 \$/MWh, avec une hausse du LCOS compensée par une baisse de la quantité d'énergie à déstocker. Le second exemple conserve un ruban de 1 MW sur la chronique de 10 ans à Riyad, hormis deux journées de 24 heures où la production PV est la plus faible, pendant lesquelles le ruban n'est plus garanti. Sur ces deux fois 24 heures, seule la production PV est délivrée, sans relais de la batterie. Cela fait baisser la demande de 38 heures sur la chronique de 10 ans, soit une demande annuelle moyenne de 8756 heures. Le LCOES baisse alors de 10 % par rapport au coût du PV «en base». Ces deux illustrations, très succinctes, incitent donc à une certaine prudence sur les éventuels effets d'une relaxation de la contrainte de 8760 h. La présente étude tend à souligner que les coûts d'un système PV+Batteries dépend de son dimensionnement et donc, fondamentalement, des aléas et de la variabilité plus que d'un profil périodique de demande. Seule une étude plus systématique, à réaliser, permettrait de savoir dans quelle mesure ce résultat est généralisable.

RÉFÉRENCES

- Andreolli et al., 2022. "Valuing investments in domestic PV-Battery Systems under uncertainty", *Energy Economics*, Volume 106, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988321005703>.
- Arik, 2017. "Residential Battery Systems and the Best Time to Invest A case study of Hawaii", https://uhero.hawaii.edu/wp-content/uploads/2019/08/WP_2017-9.pdf.
- Denholm et al, NREL, 2018. *The Potential for Energy Storage to Provide Peaking Capacity in California Under Increased Penetration of Solar Photovoltaics*, <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70905.pdf>.
- do Nascimento et al., 2020. "Evaluating distributed photovoltaic (PV) generation to foster the adoption of energy storage systems (ESS) in time-of-use frameworks", *Solar Energy*, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X20308768>.
- DOE, 2019. *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report*, https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/07/f65/Storage%20Cost%20and%20Performance%20Characterization%20Report_Final.pdf.
- EIA, 2021. US Energie Information Administration, <https://www.eia.gov/international/overview/world>.
- Ershad et al., 2021. "A further decline in battery storage costs can pave the way for a solar PV-dominated Indian power system", *Renewable and Sustainable Energy Transition*, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2667095X21000064#!>.
- Hassan et al., 2017. "Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives", *Applied Energy*, https://www.researchgate.net/publication/317835578_Optimal_battery_storage_operation_for_PV_systems_with_tariff_incentives/download.
- IEA, 2021a. *World Energy Outlook*, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>.
- IEA, 2021b. *What is the impact of increasing commodity and energy prices on solar PV, wind and biofuels?*, <https://www.iea.org/articles/what-is-the-impact-of-increasing-commodity-and-energy-prices-on-solar-pv-wind-and-biofuels>.
- IRENA, 2020. *Renewable power generation Costs in 2020*, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf.
- Killer et al., 2020. "Implementation of large-scale Li-ion battery energy storage systems within the EMEA region", *Applied Energy*, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919318537?via%3Dihub#b0025>.
- Koskela et al., 2019. "Using electrical energy storage in residential buildings – Sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization", *Applied Energy*, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919303113>.
- Laajimi et al., 2019. "Energy storage system design for large-scale solar PV in Malaysia: technical and environmental assessments", *Journal of Energy Storage*, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19305493>.
- LAZARD, 2021. *Lazard's Levelized Cost of Storage*, <https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>.

Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

López Prol et al., 2020. "The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market", *Energy Economics*, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988319303470#!>.

Naumann et al., 2015. "Lithium-ion battery cost analysis in PV-household application", *Energy Procedia*, https://www.researchgate.net/publication/282515186_Lithium-ion_Battery_Cost_Analysis_in_PV-household_Application/link/561bbeaf08ae78721fa1037d/download.

NREL, 2017. *Life Prediction Model for Grid-Connected Li-ion Battery Energy Storage System*, <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67102.pdf>.

RTE, 2021. *Bilan prévisionnel long terme «Futurs énergétiques 2050»*, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/Bilan%20Previsionnel%202050-consultation-complet.pdf>.

Schleifer et al., 2022. "Exploring the design space of PV-plus-battery system configurations under evolving grid conditions", *Applied Energy*, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921015890>.

Schmidt et al., 2019. "Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies", *Joules*, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243511830583X?via%3Dihub#mmc1>.

Schopfer et al., 2018. "Economic assessment of photovoltaic battery systems based on household load profiles", *Applied Energy*, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918305026>.

WEC, 2021. *Les importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités*, https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WEC_Europe_Hydrogen_study.pdf.

Xu et al., 2016. "Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment", *IEEE Transactions on Smart Grid*, https://www.researchgate.net/publication/303890624_Modeling_of_Lithium-Ion_Battery_Degradation_for_Cell_Life_Assessment.

3. Une mutualisation des onduleurs entre PV et stockage est une option permettant de faire baisser les coûts [Schleifer et al., 2022] qui n'a pas été étudiée ici.

4. La capacité de charge et de décharge, limitée à la profondeur de décharge, et l'efficacité sont supposées constantes sur toute la durée de vie.

5. Chroniques de 2013 à 2016 à Oslo, Aix et Riyad, source PVGIS. Chroniques de 2011 à 2014 pour la moyenne France, source EDF R&D.

6. Le facteur de charge annuel résultant est de 1560 heures, légèrement supérieur au facteur de charge moyen de 1517 utilisé pour Aix dans les modélisations précédentes.

7. Les calculs sont réalisés sur une chronique 2014 car elle présente un facteur de charge annuel de 1519 heures très proche du facteur de charge moyen utilisé pour Aix dans les chapitres précédents.

8. Sur des chroniques PV de 10 ans à Aix et Riyad, 50 ans pour la France.

9. Soit 1450 GW de PV et 580 GW de batteries.

10. 77 GW [EIA, 2021].

11. 7300 GW [EIA, 2021].

12. De l'ordre de 1550 TWh avec un rendement de 65 % de l'électrolyseur qui correspond à environ 50 kWh élec/kgH₂.

13. Pour un coût d'investissement de l'électrolyseur de 400 \$/kW, un facteur de charge de 14 % et un WACC de 4,5 %. Les autres coûts de la chaîne de valeur sont estimés à 3,2 \$/kg dont 0,4 \$/kg pour l'eau et le stockage, 1,8 \$/kg pour le transport sur 5000 km et 1 \$/kg de transmission et distribution, d'après données extrapolées de [WEC, 2021].

NOTES

1. Un système avec PV sur toitures n'a pas été étudié ici car les coûts totaux d'installation sont significativement supérieurs à ceux d'une ferme PV au sol, de l'ordre de 45 % pour les toitures du tertiaire et de 95 % pour les toitures résidentielles par exemple en France [IRENA, 2020].

2. Les facteurs de charge sont calculés à partir des courbes de charge données par PVGIS, méthode détaillée en annexe A.

Annexes

Annexe A. Facteurs et courbe de charge

Les facteurs de charge retenus pour les villes retenues en exemples sont calculés à partir des courbes de charge simulées avec l'outil du JRC PVGIS (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/#MR).

Des chroniques de 4 ans (2013-2016) sont utilisées pour calculer le facteur de charge annuel moyen et pour construire les courbes de charge journalières moyennes utilisées par le modèle « cloche ».

Ces courbes de charge PVGIS intègrent une perte de 14 % sur l'énergie produite par les modules, taux recommandé par le JRC pour tenir compte des pertes du système (câblage, onduleur, saleté...) et de la dégradation des modules durant leur durée de vie.

Le facteur de charge moyen retenu pour la France est calculé sur la base des chroniques France 2011 à 2014 (source R&D).

Le LCOE est calculé hors taxes, subventions et intérêts intercalaires, selon la formule simplifiée suivante :

$$LCOE = \frac{\text{Investissement PV} \times \text{Facteur d'actualisation} + O \& M}{\text{Facteur de charge}}$$

$$\text{Facteur d'actualisation} = \frac{WACC}{1 - \frac{1}{(1 + WACC)^{\text{Durée de vie}}}}$$

Paramètres utilisés dans l'outil PVGIS :

Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

Annexe B. Hypothèses de coûts

Photovoltaïque

Investissement	2021	2050	Commentaire
France	840 \$/kW	430 \$/kW	2020 : RTE 2021 = 75 c\$/Wc, IRENA 2020 (France) = 94 c\$/Wc, AIE 2021 UE = 84 c\$/Wc 2050 : RTE 2021 = [43-53] c\$/Wc, AIE 2021 (UE) = [34-43] c\$/Wc
Europe	840 \$/kW	430 \$/kW	
Monde	650 \$/kW	310 \$/kW	Source : AIE 2021 Chine
OPEX	2,5 %	2,5 %	
soit OPEX France	21 \$/kW/an	11 \$/kW/an	France : RTE 2021 = 11 \$/kW/an en 2020, 8 \$/kW/an en 2050
Europe	21 \$/kW/an	11 \$/kW/an	UE : IRENA 2020 = 18 \$ en 2020, AIE 2021 Europe = 12 \$/kW/an en 2050
Monde	16 \$/kW/an	8 \$/kW/an	AIE 2021 = 9 \$/kW/an
Durée de vie	25 ans	30 ans	Source : IRENA 2020, RTE 2021

Batterie

Investissement	2021	2050	Sources
part de coûts par kWh	295 \$/kWh	135 \$/kWh	Soit pour une batterie 4 h : 318 \$/kWh en 2020, 149 \$/kWh en 2050, cohérent avec : • WEO 2021 310 \$/kWh en 2020, entre 110 et 130 \$/kWh en 2050 • RTE 2021 [260-340] \$/kWh en 2020, [115-185] \$/kWh en 2050 Répartition énergie/puissance : proposition de l'auteur d'après données EDF et IRENA 2020
part de coûts par kW	90 \$/kW	55 \$/kW	
OPEX Pourcentage de l'investissement en kWh	1,0 %	2,0 %	Soit ~ 12 \$/kW en 2020 et 2050, cohérent avec WEO 2021
Rendement	85 %	90 %	Proposition des auteurs d'après données EDF et [DOE, 2019]
Profondeur de décharge	90 %	95 %	Proposition des auteurs d'après données EDF et XU et al. 2016
Durée de vie (cycle)	4000 cycles	6000 cycles	Proposition des auteurs d'après données EDF et XU et al. 2016
Durée de vie (années)	20 ans	30 ans	

Système Photovoltaïque Batterie

Puissance garantie	1,00 MW
Production journalière	24 h
WACC (identique pour toutes les géographies)	4,5 %

Annexe C. Résultats détaillés

Optimisation selon modèle «cloche» sans aléas, sans écrêtement :

	Oslo		France		Aix		Séville		Riyad	
	2021	2050	2021	2050	2021	2050	2021	2050	2021	2050
Dimensionnement										
Puissance installée PV (MW)	10,6	10,3	7,8	7,5	6,4	6,1	5,8	5,6	5,2	5,0
Puissance stockage (MW)	2,7	2,6	2,7	2,6	2,7	2,6	2,7	2,6	2,7	2,6
Capacité stockage (MWh)	16,9	15,2	16,9	15,1	17,7	15,9	17,9	16,1	18,1	16,3
Constante de temps (h)	6,3	5,9	6,2	5,9	6,6	6,2	6,7	6,3	6,7	6,3
Cycle complet/an	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
Production										
Production totale PV (MWh)	26	25	26	25	26	26	26	26	26	26
Production PV directe (MWh)	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10
Production batterie (MWh)	13	13	13	13	14	14	14	14	14	14
Coûts										
LCOE (\$/MWh)	86	41	63	30	51	24	46	22	32	14
LCOS (\$/MWh)	141	50	141	50	141	50	141	49	141	49
LCOES (\$/MWh)	170	70	145	59	136	54	132	52	117	44

Optimisation selon modèle «cloche» sur chroniques PV réelles, sans écrêtement :

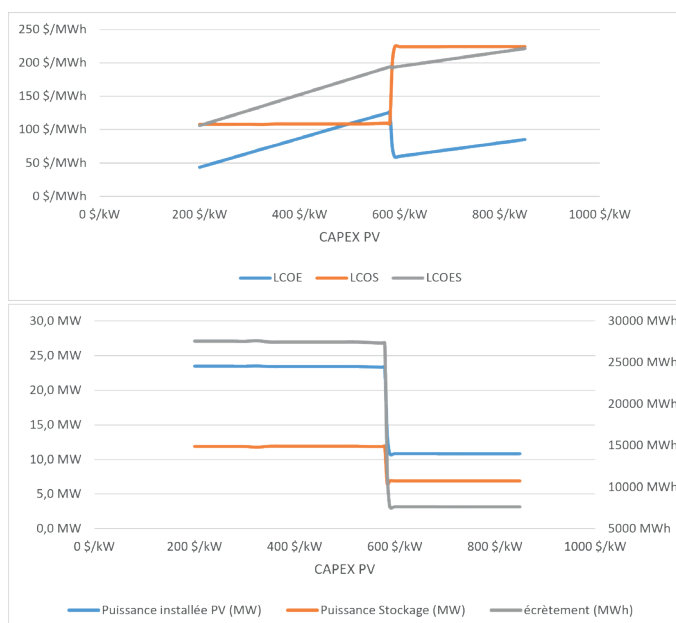
Chronique	Aix, 1 an		Riyad, 1 an		Aix, 10 ans		Riyad, 10 ans	
Hypothèses de coût	2021	2050	2021	2050	2021	2050	2021	2050
Dimensionnement								
Puissance installée PV (MW)	6,4	6,2	5,2	5,0	6,2	6,0	5,2	5,0
Puissance stockage (MW)	4,9	4,7	3,6	3,5	4,8	4,6	3,6	3,5
Capacité stockage (MWh)	1406	1265	248	222	1794	1615	725	653
Constante de temps (h)	288	271	68	64	375	353	199	188
Cycle complet/an	5	5	27	27	4	4	9	9
Production								
Production totale PV (MWh)	9718	9365	9661	9329	9712	9362	9665	9332
Production PV directe (MWh)	3334	3315	3652	3635	3364	3345	3645	3629
Production batterie (MWh)	5426	5445	5108	5125	5396	5415	5113	5129
Coûts								
LCOE (\$/MWh)	51	24	32	14	38	17	32	14
LCOS (\$/MWh)	6649	2556	1249	478	8529	3281	3639	1402
LCOES (\$/MWh)	4175	1615	764	295	5296	2046	2160	837

Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

Optimisation du LCOES avec écrêtement :

Résultats	Aix 1A 2021	Aix 10A 2021	Aix 10A 2050	FR 50A 2021	Riyad 10A 2021	Riyad 10A 2050
Dimensionnement						
Puissance installée PV (MW)	26,7	24,4	23,4	25,8	12,4	11,9
Puissance stockage (MW)	10,5	12,4	11,9	8,2	5,0	4,8
Capacité stockage (MWh)	65	95	85	203	55	50
Constante de temps (h)	6	8	7	25	11	10
Cycle complet/an	97	67	67	30	115	114
Production						
Production totale PV (MWh)	40616	38289	36832	31280	22904	22013
Production PV directe (MWh)	3912	3908	3897	4028	3919	3911
Production batterie (MWh)	4848	4852	4863	4732	4841	4849
Coûts						
LCOE (\$/MWh)	216	197	94	209	77	34
LCOS (\$/MWh)	361	521	204	1115	300	118
LCOES (\$/MWh)	437	504	213	831	251	101
Écrêtement (MWh)	30998	28672	27531	21685	13289	12713

Annexe D. Une configuration optimale de puissance par palier



Le premier graphique représente l'évolution des coûts LCOE, LCOS et LCOES en fonction du coût d'investissement PV en abscisse, pour un coût d'investissement fixe de 80 \$/MWh pour le stockage, et pour les puissances de PV et de stockage optimales permettant de minimiser le LCOES.

Le second graphique représente ces puissances PV et stockage optimales sur l'axe de gauche, et la production écrêtée sur l'axe de droite.

Cet exemple montre que :

1. le couple de puissance PV/batterie permettant de minimiser le LCOES reste stable par palier quand les CAPEX PV augmentent, à CAPEX stockage constant.
2. l'augmentation des CAPEX PV fait augmenter le LCOE jusqu'au franchissement d'un seuil qui provoque un changement de palier. Ce palier matérialise le moment où le rapport LCOE/LCOS n'est plus optimal. Un nouvel optimum, à des puissances plus faibles, permet de diminuer la production écrêtée, ce qui fait baisser le LCOE.
3. une analyse plus poussée serait nécessaire pour mettre en évidence la valeur du rapport LCOE/LCOS, proche de 1, qui déclenche le changement de palier.

Annexe E. Modélisation analytique

L'approche ci-dessous caractérise les propriétés analytiques du modèle développé dans le corps de la note et démontre les intuitions issues des analyses de sensibilités aux différents paramètres exogènes. Elle suggère également que ces analyses de sensibilité peuvent garder une relative validité dans un modèle plus complexe où la demande de consommation serait variable dans la journée.

Notations

$E = E_1 + E_2$	consommation journalière d'électricité (fourniture plate permanente), somme de la production PV E_1 consommée directement et de l'énergie E_2 fournie indirectement par déstockage de la batterie
$K = E / 24$	puissance constante de la demande plate permanente du consommateur, égale aux puissances maximales atteintes pour fournir E_1 et E_2
r	rendement de la batterie ($r < 1$). L'énergie $\frac{E_2}{r}$ à produire par le PV et stocker est supérieure à E_2
$E_1 + \frac{E_2}{r}$	l'énergie totale à produire pour satisfaire le consommateur, supérieure à $E = E_1 + E_2$ car $r < 1$
Q	l'énergie journalière productible théorique du PV supposée non écrêtée. Si K_{pv} est la puissance installée du PV, H_{pv} est la durée annuelle d'irradiation, on a par définition $Q = K_{pv} \cdot H_{pv} / 365$
$\alpha = \frac{Q}{E}$	le productible total Q du PV divisé par la consommation totale E d'énergie
$\beta = \frac{E_2}{E_1 + E_2}$	la part de la consommation fournie indirectement par déstockage de la batterie
$\tau_{\text{écrêtement}}$	la part écrêtée du productible : $\tau_{\text{écrêtement}} = \frac{\text{Energie écrêtée}}{Q}$
	et $1 - \tau_{\text{écrêtement}} = \frac{E_1 + \frac{E_2}{r}}{E_1 + \frac{E_2}{r} + \text{Energie écrêtée}}$

Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

On en déduit :
$$\alpha = \frac{Q}{E} = \frac{E_1 + \frac{E_2}{r} + E_{\text{écrêtée}}}{E_1 + E_2} = \frac{(1-\beta) + \beta \frac{1}{r}}{1 - \tau_{\text{écrêtement}}}$$

Énergie écrêtée ≥ 0 et $r < 1$ impliquent $\alpha > 1$. α est croissant avec $\tau_{\text{écrêtement}}$ et r .

LCOE le coût unitaire du PV par MWh productible, i.e. son coût total (annuité CAPEX OPEX) divisé par son productible annuel $Q \cdot 365$ hors considération d'écrêtement. Le coût unitaire $\alpha \cdot LCOE = \frac{Q}{E} LCOE$ du PV ramené au MWh consommé est supérieur au LCOE du PV puisque $\alpha > 1$.

LCOS le coût de la batterie par unité de MWh déstocké, i.e. son coût total (annuité CAPEX OPEX) divisé par $365 E_2$. LCOS est provisoirement pris ici comme « constante exogène » à la modélisation décrite ci-dessous. Cela suppose implicitement un usage particulier (quantité E_2 déstockée 365 jours par an sur la durée de vie en cyclabilité de la batterie).

Le coût complet du système vu du consommateur, ou coût complet du kWh consommé peut alors s'exprimer comme somme du LCOE PV (coût du MWh productible PV) majoré du ratio productible/production, et du LCOS ou coût du MWh déstocké par la batterie pondéré par la part β d'énergie consommée satisfaite indirectement par déstockage :

$$LCOES = \alpha \cdot LCOE + \beta \cdot LCOS = \frac{Q}{E} \cdot LCOE + \frac{E_2}{E} \cdot LCOS \quad \text{et} \quad \alpha = \frac{(1-\beta) + \beta \frac{1}{r}}{1 - \tau_{\text{écrêtement}}}$$

Modélisation et optimisation du coût complet LCOES, avec stockage et écrêtement possibles

On modélise ici LCOES en fonction de 2 variables d'optimisation : le dimensionnement du PV (choix de Q) et le dimensionnement de la batterie (choix de E_2). Q et E_2 sont choisis de façon à minimiser le coût du système sous contraintes de satisfaction de la demande E et d'équilibre entre volumes stocké et déstocké au rendement près. La production PV consommée directement E_1 est analysée comme une fonction du productible Q et de la puissance $K=E/24$ (énergie journalière permanente divisée par 24). La fonction $E_1 = E_1(Q, E)$ est une caractéristique clé de la courbe de charge horaire du solaire productible Q . Quelle que soit cette courbe de charge (rectangle, cloche ou autres), on montre (résultat classique de microéconomie du producteur, lié aux hypothèses de convexité du problème posé) que E_1 est une fonction croissante concave de Q et de E , et homogène de degré 1 : $E_1(\lambda Q, \lambda E) = \lambda E_1(Q, E)$. On sait également qu'elle est continue « presque partout » dérivable. Notons E'_{1Q} et E'_{1E} les dérivées partielles par rapport aux variables Q et E . Les croissances et concavité signifient que E'_{1Q} et E'_{1E} sont de signe positif, et décroissantes par rapport respectivement à Q et E . En outre, pour tous Q et E : $1 \geq E'_{1Q} \geq 0$.

Le programme d'optimisation s'écrit, en notant $E_1 = E_1(Q, E)$ et $E_2 = E - E_1(Q, E)$:

$$C(E) = E \cdot LCOES(E) = \underset{Q}{\text{MIN}} Q \cdot LCOE + E_2 \cdot LCOS \quad \text{sous contrainte} \quad Q \geq E_1 + \frac{E_2}{r} \quad (\mu \geq 0)$$

où μ est la variable duale associée à la contrainte d'équilibre offre-demande. À la marge de l'optimum, μ est interprétée comme la valeur marginale brute du MWh productible supplémentaire.

$$\text{Lagrangien} : L = Q \cdot LCOE + E_2 \cdot LCOS + \mu \cdot (E_1 + \frac{E_2}{r} - Q) = Q \cdot LCOE + (E - E_1) \cdot LCOS + \mu \cdot (E_1 + \frac{E - E_1}{r} - Q)$$

La condition nécessaire d'optimalité du 1^{er} ordre vis-à-vis de la variable Q est l'annulation de la dérivée du lagrangien par rapport à Q (condition également suffisante pour un minimum, le critère étant convexe) :

$$0 = \frac{\partial L}{\partial Q} = LCOE - E'_{1Q} \cdot LCOS + \mu \cdot (E'_{1Q} - \frac{1}{r} E'_{1Q} - 1)$$

$$LCOE = E'_{1Q} \cdot LCOS + \underbrace{\mu}_{\geq 0} \cdot (1 + E'_{1Q} \cdot \frac{1-r}{r}) = \mu + E'_{1Q} \cdot (LCOS + \mu \frac{1-r}{r}) \text{ et } \mu \cdot [E_1 + \frac{E - E_1}{r} - Q] = 0$$

L'équation d'optimalité indique l'égalité entre :

- le coût marginal de développement du MWh PV productible (LCOE)
- la valeur marginale du MWh productible, somme de deux termes :
 - la valeur marginale μ du MWh PV productible, écrêtement éventuel inclus, hors effet stockage;
 - l'économie marginale de stockage, égale à la baisse de besoin d'énergie à déstocker par accroissement E'_{1Q} d'énergie produite directement consommée, valorisée à la somme du coût unitaire de la batterie (LCOS) et du gain de productible par moindre perte de rendement ($\mu \frac{1-r}{r}$).

Deux cas sont possibles :

(a) « surdimensionnement » du PV et recours à l'écrêtement : $Q > E_1 + E_2 / r$ implique $\mu = 0$ (contrainte non saturée), et $LCOE = E'_{1Q} \cdot LCOS$. On surdimensionne le PV (Q croît et E'_{1Q} diminue) jusqu'au niveau où l'accroissement marginal de production directement consommée E'_{1Q} égale LCOE/LCOS. Ce cas est pertinent si le LCOE du PV est relativement faible par rapport au LCOS du stockage.

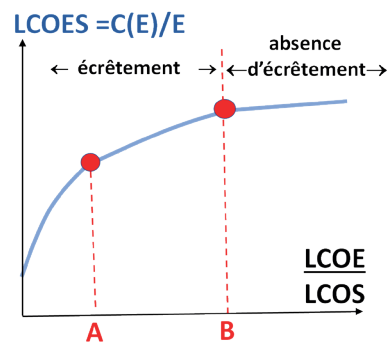
(b) absence d'écrêtement : $Q = E_1 + E_2 / r$ (contrainte saturée) implique $\mu > 0$ et $LCOE > E'_{1Q} \cdot LCOS$. Le coût unitaire LCOE du PV est trop élevé relativement au coût unitaire LCOS du stockage et on n'a pas intérêt à surdimensionner le PV pour générer un excédent de productible écrêté.

Statique comparative : le coût moyen total $LCOES = C(E)/E$ est croissant concave par rapport aux paramètres LCOE et $LCOS^2$ (ou LCOE/LCOS). La concavité est intuitive : plus une technologie est chère, plus on s'en passe par substitution à la technologie alternative, avec un effet de substitution décroissant. Plus LCOE/LCOS est élevé, plus on diminue la taille du PV pour réduire le volume d'écrêtement. Compte tenu du caractère indispensable du stockage pour satisfaire la consommation de nuit, les batteries ne sont jamais totalement éliminées, même pour un coût nul du LCOE ou infini du LCOS.

La croissance et concavité du LCOES aux coûts des technologies sont illustrées ci-contre, avec 2 points d'inflexion :

point A : si LCOE/LCOS diminue en deçà de A, le rythme d'écrêtement est plus élevé. Cette inflexion est illustrée par le graphique de l'annexe D. Elle est liée à une spécificité de modélisation du stockage de la note que nous n'avons pas reproduit dans notre modélisation analytique stylisée.

point B : pour LCOE/LCOS supérieur à B, le PV est relativement trop cher et on évite tout écrêtement. C'est le cas (b) vu plus haut, non observable sur le graphique de l'annexe D car hors de l'intervalle des CAPEX examinés.



Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?

Extension des résultats à des variantes de modélisation : sans entrer ici dans une modélisation plus complexe, on admettra que les résultats analytiques ci-dessus (conditions d'écrêtement, concavité de la fonction de coût en fonction des paramètres de coût) sont extensibles (1) à un modèle où le coût unitaire de la batterie dépend de sa fréquence d'utilisation et (2) à un modèle où la courbe de charge du consommateur est variable en cours de journée.

NOTES

1. En théorie on peut avoir simultanément $\mu = 0$ et $Q = E_1 + E_2/r$. Ceci correspond à un cas limite de coïncidences entre paramètres et caractéristiques de courbe de charge du PV, exclu ici sans réelle perte de généralité.
2. Résultat classique de microéconomie du producteur, lié aux propriétés de convexité du problème posé.

BIOGRAPHIES

PAUL DE MONTCHENU, ingénieur civil de l'École des Mines de Saint-Étienne, intègre EDF en 2002. Après avoir exercé plusieurs fonctions de pilotage et de management, il rejoint la Mission Prospective et Relations externes, au sein de laquelle il travaille avec différentes organisations internationales et académiques et conduit des analyses prospectives sur le thème du climat et de la décarbonation.

JEAN-MICHEL TROCHET est ingénieur civil de l'École des Mines de Paris, entré à EDF en 1987 aux Études Économiques Générales. Aujourd'hui, il est économiste à EDF, Direction de la Stratégie, Mission Prospective et Relations Externes. Son expertise couvre la prospective technologique, la prospective énergétique mondiale, et l'électricité dans les politiques

climatiques. Il participe aux discussions d'experts sur ces sujets avec l'AIE, la Chaire développement durable à Polytechnique, la TSE et le MIT. Il a enseigné l'économie de l'électricité à Centrale Supélec et a été secrétaire de l'Association des Économistes de l'Énergie.

FRANÇOIS DASSA est Directeur de la Mission Prospective et Relations Internationales d'EDF au sein de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise, Stratégie. Il y conduit les travaux de prospective énergétique, notamment en matière de climat, d'évolutions technologiques et des règles du jeu à long terme des futurs systèmes électriques. Il a enseigné l'économie industrielle à l'Université Paris IX Dauphine.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Les défis posés par les EnR variables aux systèmes électriques, *Caroline Bono, Marie-Anne Evans, Etienne Monnot, Emmanuel Neau, Grégoire Prime (n° 654, janvier-février 2021)*
- Surcoût lié au stockage des EnR dans un mix électrique nucléaire à 50 %, *Jacques Percebois, Stanislas Pommeret (n° 639, juillet-août 2018)*
- Mettre l'innovation sur la trajectoire du facteur 4 : la mobilité solaire en 2030, *Nathalie Taverdet-Popiolek, Daniel Quénard, Françoise Thais, Simon Vinot, Olivier Wiss (n° 611, janvier-février 2013)*

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.