

## **Energies renouvelables, stockage et coût du système électrique à l'horizon 2050**

La place des filières « gaz renouvelable » -  
biométhane et hydrogène - dans l'optimisation  
du système électrique décarboné en France

## Introduction

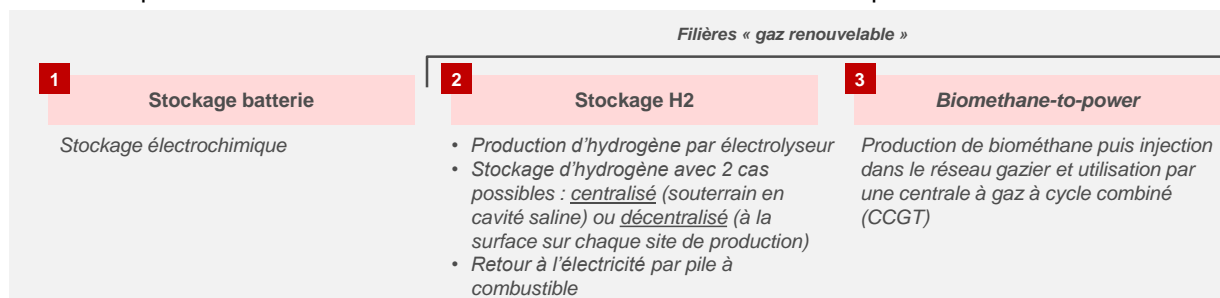
La compétitivité économique de différents moyens de production électrique est généralement comparée sur la base de leur LCOE (« Levelized Cost of Energy »). Le LCOE représente le coût complet de l'électricité produite sur la durée de vie de l'équipement qui la produit. Bien que cet indicateur soit très largement utilisé, il est peu signifiant pour comparer les sources d'électricité non pilotables et intermittentes (production d'électricité éolienne ou solaire photovoltaïque notamment) à des sources pilotables (ou encore « dispatchables » : turbines à gaz, nucléaire, barrage hydraulique, ...) car ces sources ne rendent pas un service équivalent au système électrique.

A titre d'exemple, il est possible de moduler la production d'une turbine à gaz pour l'ajuster à la demande alors que la production d'un kWh à partir d'une éolienne n'est pas toujours garantie (et modulable uniquement à la baisse) puisqu'elle dépend des conditions météorologiques : ces kWh ont donc une valeur différente pour le système car ils ne participent pas de la même manière à l'équilibre offre - demande. En effet, un système électrique ne reposant que sur des énergies non pilotables ne pourrait pas garantir l'équilibre du système vis-à-vis d'une demande elle-même variable sans avoir recours à des instruments de flexibilité (capacités de stockage ou production pilotable).

Si l'enjeu d'équilibrage de la production intermittente est aujourd'hui limité en France, il deviendra primordial à horizon 2050 en raison de la forte pénétration prévisionnelle des nouvelles énergies renouvelables. L'objectif de nos analyses est donc double :

- Dans un premier temps, **estimer le coût de la flexibilité à horizon 2050 pour le système électrique en fonction des instruments de flexibilité utilisés**. Pour ce faire, nous avons quantifié le coût complet<sup>1</sup> (en €/MWh) d'un système électrique 100% décarboné (avec et sans nucléaire) en fonction de différents scénarios d'instruments de flexibilité mis en œuvre ;
- Dans un second temps, **estimer le « coût complet réel<sup>1</sup> » (en €/MWh) des filières de production EnR non pilotables**, en leur allouant les coûts des instruments de flexibilité requis pour palier à leur intermittence (dans ce même cas de figure d'un scénario de système électrique 100% décarboné à horizon 2050).

Trois instruments de flexibilité ont ainsi été étudiés<sup>2</sup> : deux filières de stockage (batterie et hydrogène) et un instrument de flexibilité par production renouvelable pilotable (turbine à gaz utilisant du biométhane : le *biomethane-to-power*). L'analyse des résultats permet ainsi d'estimer la place des filières « gaz renouvelable » - biométhane et hydrogène - dans le mix électrique à horizon 2050, que ce soit en remplacement des filières renouvelables intermittentes ou en complément.



<sup>1</sup> Inclut le coût de l'énergie et de la flexibilité. Hors coûts réseaux électriques.

<sup>2</sup> Le système électrique étudié comprend également d'autres ressources de « flexibilité » : STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage), barrages hydrauliques et effacements de consommation. Ces actifs sont toutefois présents avec des capacités totales identiques dans chacun des scénarios afin de ne comparer que l'ordre de mérite technico-économique des trois instruments de flexibilité cités ci-dessus.

## Synthèse

**A** *Les filières « gaz renouvelable » – hydrogène ou biométhane – seront des contributrices essentielles au bouclage du système électrique à l'horizon 2050, en tant qu'instruments de flexibilité.*

A horizon 2050, compte-tenu de la pénétration des filières électriques renouvelables intermittentes, plus de 10% de la production électrique, soit ~ 70 TWh, ne serait pas produite « au bon moment » par rapport à la demande. Cela signifie que des instruments de flexibilité devront être activés en plus des actifs « classiques » (nucléaire, énergies renouvelables pilotables et non pilotables etc.) lors des moments de déficit de production afin de permettre l'équilibre offre-demande.

Or, nos analyses démontrent que le recours aux solutions « gaz renouvelables » – soit production et stockage centralisé d'hydrogène, soit *biomethane-to-power* – sera plus économique qu'un schéma fondé uniquement sur du stockage par batterie.<sup>3</sup>

**B** *Cependant, compte-tenu de la complémentarité des instruments de flexibilité, seule leur utilisation conjointe permettra l'atteinte d'un coût optimal du système électrique et est donc souhaitable.*

Nos analyses démontrent que la solution minimisant le coût complet du système électrique repose sur la mise en œuvre conjointe des trois solutions de flexibilité étudiées (batteries + hydrogène + *biomethane-to-power*)<sup>3</sup>. Chacune a en effet sa propre « zone de compétitivité » : les batteries pour des besoins de flexibilité fréquents mais peu « profonds » (typiquement des cycles journaliers), l'hydrogène pour des besoins de flexibilité de profondeur moyenne (typiquement à l'échelle du mois), et le *biomethane-to-power* pour des besoins de flexibilité de grande profondeur (typiquement des besoins inter-saisonniers ou correspondant à de longues périodes de déficits de production). En tant qu'actif de production pilotable, le *biomethane-to-power* est aussi précieux en cas de forte demande (en puissance) pour éviter un dimensionnement trop important des stockages électriques et hydrogène.

**C** *Malgré le besoin de flexibilité qu'elles engendrent, le coût complet « réel » de production (c'est-à-dire coût de la flexibilité incluse) des filières électriques renouvelables intermittentes devrait rester inférieur à celui de la filière biomethane-to-power à horizon 2050. Il s'agit donc de coupler ces filières – l'une pour la production de « base », l'autre pour la flexibilité – et non de les opposer.*

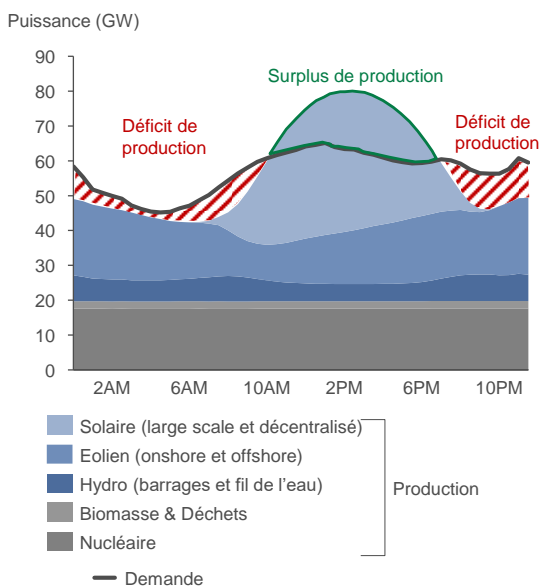
L'allocation du coût des solutions de flexibilité aux énergies intermittentes (celles qui créent le besoin de flexibilité) permet de dégager une vision du « coût complet réel » des filières électriques renouvelables, alternative à l'indicateur LCOE simple utilisé aujourd'hui. Ce nouveau coût complet de production se rapproche de celui du *biomethane-to-power*, mais reste inférieur quelle que soit la filière renouvelable (solaire PV centralisé/décentralisé ou éolien on-shore/off-shore). La solution *biomethane-to-power* n'a donc pas vocation à remplacer ou concurrencer les filières électriques intermittentes pour la production de « base », mais sera en revanche précieuse en complément de celles-ci, afin d'assurer le bouclage du système à moindre coût, comme détaillé précédemment.

<sup>3</sup> Sous réserve de l'atteinte des prévisions de baisse de coûts de référence des solutions étudiées – voir hypothèses détaillées en annexes

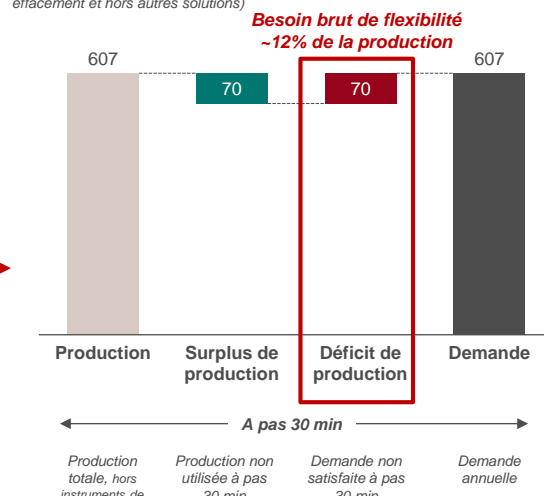
## Préambule - Quels besoins de flexibilité d'ici 2050 ?

Dans un scénario où la production nucléaire correspondrait à 30% de la consommation annuelle (à horizon 2050)<sup>4</sup>, nous estimons à plus de 10% de la demande, soit ~70 TWh, l'énergie qui devrait être prise en charge (à la hausse et à la baisse) par des instruments de flexibilité<sup>5</sup> - cf. Illustration 1. De plus, lors du pic annuel de déficit de production, le système aurait besoin de plusieurs dizaines de GW de puissance (~43 GW dans nos estimations) apportée par des instruments de flexibilité.

ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE A L'ÉCHELLE QUOTIDIENNE  
Journée typique en été



ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE A L'ÉCHELLE ANNUELLE – SANS AUCUN INSTRUMENT DE FLEXIBILITÉ (donc hors STEP, effacement et hors autres solutions)



*Le système est équilibré en énergie au pas de temps annuel mais ~12% de la production n'est pas produite « au bon moment »*

Illustration 1 : Besoins de flexibilité à horizon 2050 dans un scénario de production 30% nucléaire

Il convient cependant de noter que ces besoins de flexibilité ne devraient émerger qu'à partir de 2035 et ne devenir substantiels qu'à l'horizon 2050. Nos résultats sont de ce point de vue conformes aux conclusions du Bilan Prévisionnel réalisé par RTE en 2017 qui indiquaient dans les deux scénarios de parc de production et de demande « Ampère » et « Volt » (pris en référence dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)), qu'aucun actif de stockage ou de pointe supplémentaire ne devrait être nécessaire (d'un point de vue système) avant 2035.

<sup>4</sup> Équivalent à une limite d'âge de soixante ans du parc nucléaire REP existant et un seul EPR construit (ou alternativement la construction de plusieurs EPR remplaçant progressivement le parc REP)

<sup>5</sup> Actuellement, les faibles besoins de flexibilité sont gérés soit côté offre par les actifs pilotables (nucléaires, centrales thermiques fossiles - essentiellement cycle combiné gaz), STEP, barrages hydrauliques), soit côté demande par de l'effacement / modulation de consommation. Or ces actifs ne suffiront plus à horizon 2050 (ou ne seront plus en opération comme les centrales thermiques fossiles).

## A Les filières « gaz renouvelable » – hydrogène ou biométhane – seront des contributrices essentielles au bouclage du système électrique à l'horizon 2050, en tant qu'instruments de flexibilité.

Cette partie présente nos estimations de coût complet (de production + flexibilité) du système électrique en 2050 dans le cas où chaque type d'actif de flexibilité est utilisé seul pour répondre entièrement aux déficits de production.

Dans ce cas de figure, les solutions « hydrogène centralisé » (c'est-à-dire stockage souterrain d'hydrogène en cavité saline) et « *biomethane-to-power* » seraient les plus compétitives avec un coût complet (production + flexibilité) du système électrique<sup>6</sup> de ~73 €/MWh. Les solutions stockage « batterie » et « H2 décentralisé » seraient ~15% plus chères que les deux solutions citées précédemment - cf Illustration 2.

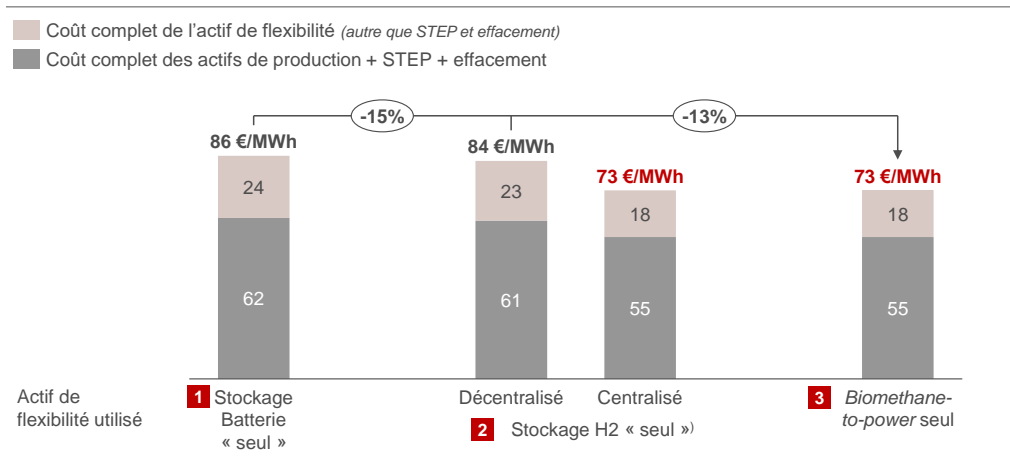


Illustration 2 : Coût complet du système 100% décarboné dans le cas où un seul actif de flexibilité devrait être utilisé pour assurer l'équilibre offre/demande - scénario 30% nucléaire

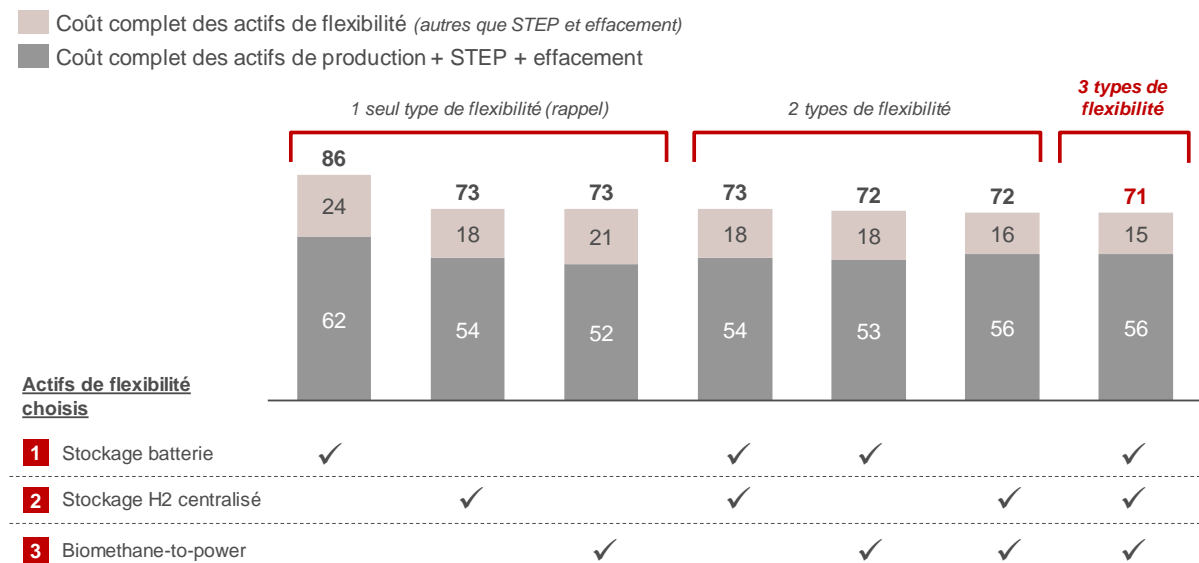
En effet, dans un système avec une forte proportion d'énergie fatale intermittente, le dimensionnement des capacités de stockage nécessaires pour combler l'intégralité des périodes de déficit de production est très important, en puissance (GW) mais surtout en énergie (GWh), favorisant ainsi le stockage au coût unitaire du kWh stocké le plus faible.

A titre d'exemple, la capacité du stockage doit être suffisante pour qu'il puisse délivrer de l'électricité pendant les longues périodes de déficit de production, sans possibilité de se charger, ce qui conduit à stocker en partie sur des horizons longs. Seul un stockage avec un coût unitaire faible de la capacité énergétique comme le stockage souterrain en cavité saline, permet d'éviter des coûts disproportionnés de flexibilité. Le *biomethane-to-power*, en tant que filière de production pilotable, présente un avantage coût sur la capacité énergétique de stockage (car bénéficiant des capacités de stockage de l'ensemble du système gazier) et pourrait répondre seul, à un coût raisonnable, à l'ensemble des besoins de flexibilité.

<sup>6</sup> Inclut le coût de l'énergie et de la flexibilité mais hors coûts réseaux électriques (le coût des réseaux gaz dans l'option biométhane-to-power a été prise en compte) ; La modélisation optimise le coût complet du système, sous 2 paramètres : le dimensionnement du parc de production renouvelables intermittents et celui des instruments de flexibilité. Le coût complet du système peut être réduit en surdimensionnant le parc de production renouvelable intermittent par rapport à la demande, permettant en contrepartie une réduction du besoin de stockage

## **B** Cependant, compte-tenu de la complémentarité des instruments de flexibilité, seule leur utilisation conjointe permettra l'atteinte d'un coût optimal du système électrique et est donc souhaitable.

La mise en œuvre conjointe des trois solutions de flexibilité (batteries + hydrogène + *biomethane-to-power*) aboutirait à un coût complet (production + flexibilité) optimal du système électrique en 2050 de 71 €/MWh, dont 15 €/MWh de coût de flexibilité<sup>7</sup>.

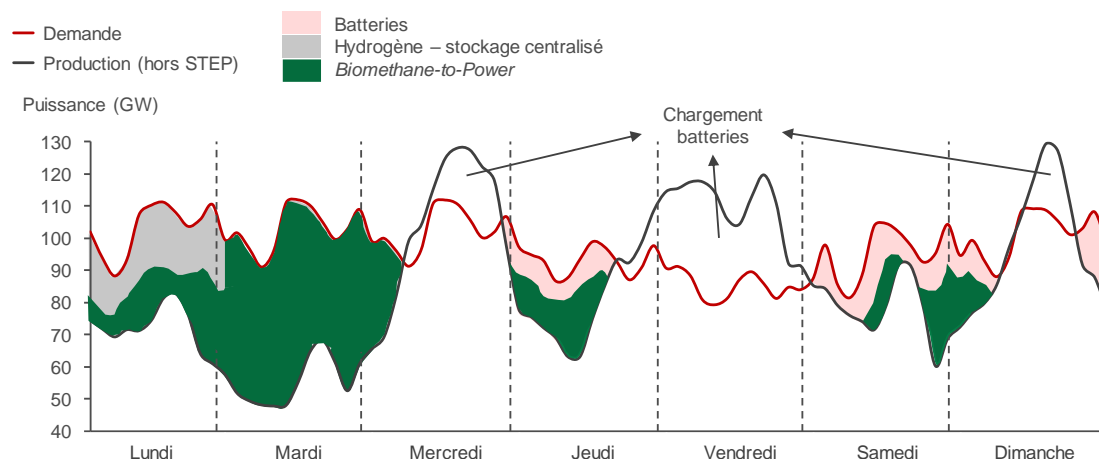


*Illustration 3 : Coût complet du système 100% décarboné selon les actifs de flexibilité choisis [€/MWh] – scénario « 30% nucléaire »*

Lors de l'utilisation conjointe des actifs de flexibilité, chacun a en effet sa propre zone de compétitivité :

- Les batteries sont plus compétitives pour des besoins de flexibilité fréquents mais peu « profonds » (typiquement des cycles journaliers). Elles répondent ainsi aux cycles de déficits de production de courte durée (exemple : jeudi, samedi et dimanche sur l'illustration 4).
- L'hydrogène est compétitif pour des besoins de flexibilité de profondeur moyenne (typiquement à l'échelle du mois), à condition d'avoir bénéficié d'un surplus de production pour le chargement et dans la limite de ses capacités, car le nombre de cycles dans l'année doit être suffisant pour rentabiliser l'investissement important dans l'électrolyseur et la pile à combustible (exemple : lundi sur l'illustration 4).
- Le *biomethane-to-power* est plus compétitif pour les besoins de flexibilité peu fréquents mais de grande profondeur (typiquement des besoins inter-saisonniers ou correspondant à de longues périodes de déficits de production). Il est aussi précieux en cas de forte demande (en puissance) pour éviter un dimensionnement trop important des stockages électriques et hydrogène (exemple : lundi, jeudi, samedi sur l'illustration 4).

<sup>7</sup> Pour comparaison : avec le scénario de parc installé correspondant à « 98% EnR », le coût complet du système optimisé s'élève à 84 €/MWh, dont 27 €/MWh de coût de flexibilité.

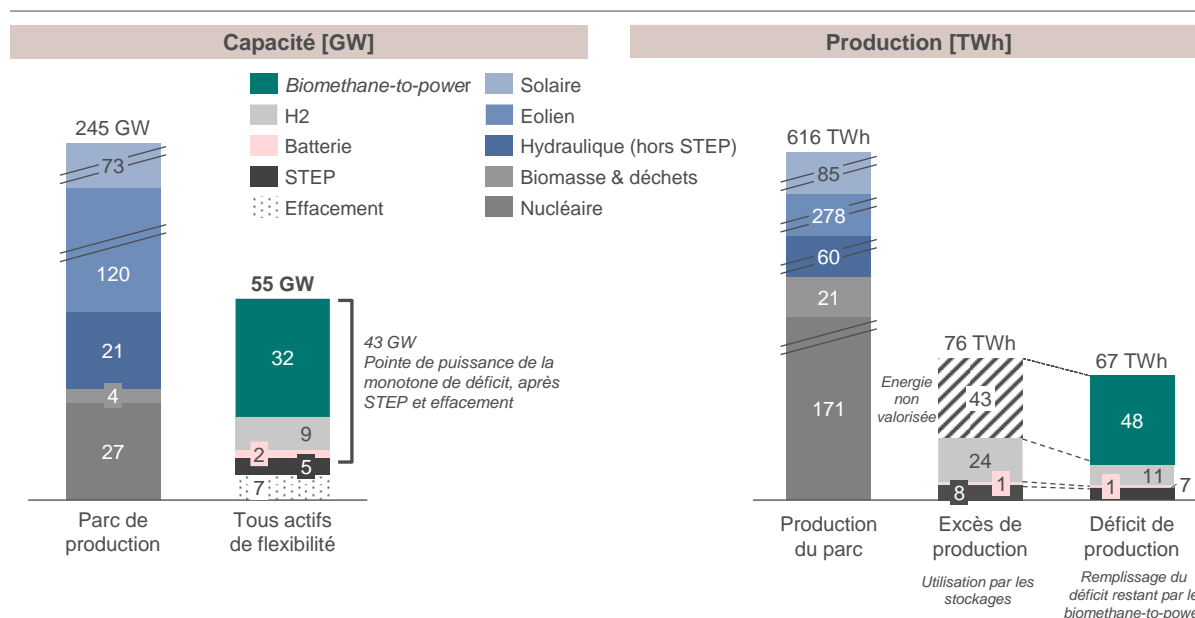


**Illustration 4 : Complémentarité des 3 technologies de flexibilité en fonction de la profondeur du déficit de production - Semaine d'hiver 2050 - scénario « 30% nucléaire »**

Dans nos analyses, lors de l'utilisation conjointe des actifs de flexibilité afin d'aboutir à un coût optimal de la flexibilité de 15 €/MWh, le *biomethane-to-power* est prédominant (en puissance et en énergie). Le recours optimal aux différents instruments de flexibilité se décompose en effet comme suit : (cf. Illustration 5) :

- *Biomethane-to-power* : puissance ~32 GW (pour ~48 TWh produits dans l'année)
- Hydrogène : puissance de décharge (pile à combustible) ~9 GW et capacité du stockage ~1,6 TWh (pour ~11 TWh restitués dans l'année)
- Batteries : puissance ~2 GW et capacité ~10 GWh (pour ~1 TWh restitués dans l'année)

Les 43 GW combinés de ces trois types d'actifs sont à comparer avec la capacité totale du parc de production modélisé en 2050, soit 245 GW<sup>8</sup> dans le scénario « 30% nucléaire ».



**Illustration 5 : Capacité et production des actifs de production et de flexibilité dans le mix optimisé combinant les 3 solutions de flexibilité – scénario « 30% nucléaire »**

<sup>8</sup> Puissance totale du parc, dont puissance installée de l'ensemble des énergies renouvelables

**C Malgré le besoin de flexibilité qu'elles engendrent, le coût complet « réel » de production des filières électriques renouvelables intermittentes devrait rester inférieur à celui de la filière biomethane-to-power à horizon 2050. Il s'agit donc de coupler ces filières – l'une pour la production de « base », l'autre pour la flexibilité – et non de les opposer.**

Deux composantes doivent être ajoutées au LCOE classique de chaque filière renouvelable afin d'estimer son coût complet « réel » (dans un système 100% décarboné à horizon 2050), vision alternative au « simple » LCOE actuel :

- Le surcoût dû aux écrêtages à 2050 : malgré l'existence de stockage électrique, lors de certains pics de production, il sera plus économique de ne pas stocker une partie de la production intermittente et donc ne pas la valoriser (le coût du kWh de stockage marginal à installer serait trop élevé). Cette énergie non valorisée, provenant majoritairement des filières renouvelables intermittentes, doit ainsi être enlevée de la production de chaque type d'actif comptabilisée pour le bouclage du système.
- Le surcoût dû aux besoins de flexibilité : le coût de ces instruments de flexibilité (estimé dans notre analyse à 15 €/MWh au global pour le système électrique) est alloué aux filières renouvelables intermittentes au prorata du besoin engendré par chaque filière.

A titre d'illustration, la prise en compte de ces deux surcoûts fait passer la filière « éolien terrestre » d'un LCOE « classique » estimé à 55 €/MWh en 2050 (prise en compte des CAPEX+OPEX et du facteur de charge moyen annuel) à un coût complet « réel » estimé à 79 €/MWh (prise en compte des 2 surcoûts cités ci-dessous) – cf. Illustration 6.

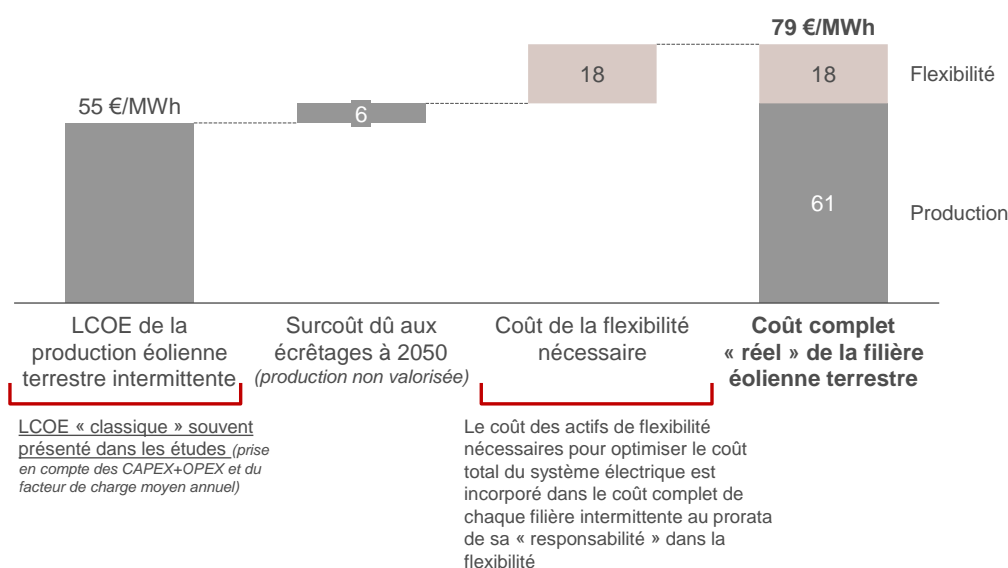
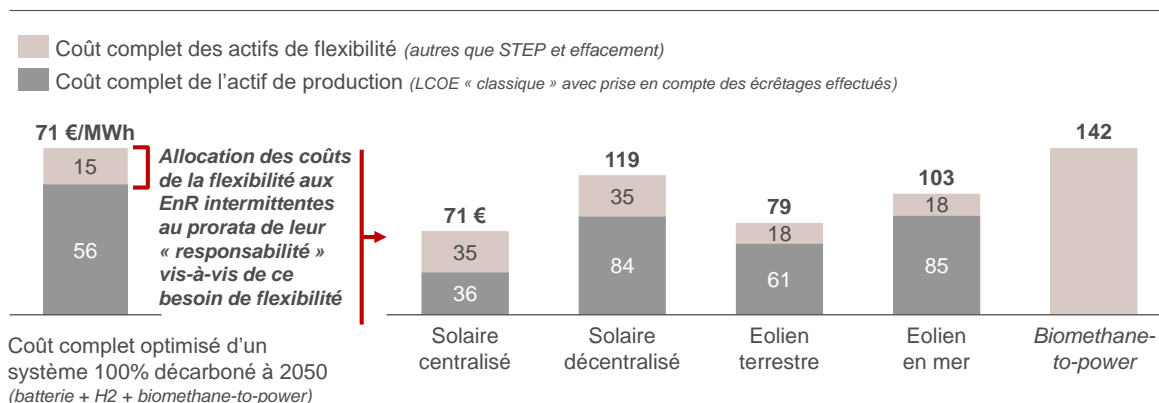


Illustration 6 : Reconstitution du coût complet "réel" de la filière Eolien terrestre à horizon 2050



Dans ce contexte, le coût complet estimé des filières renouvelables (éolien – terrestre ou en mer, solaire – centralisé ou décentralisé) serait alors compris entre ~70 et 120 €/MWh en 2050, à comparer avec celui du biométhane-to-power estimé à ~140 €/MWh – cf. Illustration 7. Même si la prise en compte des écrêtages et de la flexibilité rapproche le coût complet des filières EnR de celui du biométhane-to-power, celui-ci devrait rester moins compétitif pour produire en tant qu'actif de production de base.



*Illustration 7 : Estimation du coût complet de chaque filière EnR avec prise en compte de la flexibilité [€/MWh]*

Ainsi, si la comparaison de ce coût complet « réel » des énergies renouvelables solaires et éoliennes (c'est-à-dire coût de la flexibilité inclus) par rapport au coût complet du *biométhane-to-power* reste en faveur des premières, les analyses précédentes (partie A) démontrent en revanche que le système électrique optimal d'un point de vue économique n'est atteignable qu'en intégrant la solution *biométhane-to-power* dans le mix des outils de flexibilité.

Il est donc bien question de coupler le *biométhane-to-power* aux énergies renouvelables intermittentes afin d'optimiser le coût global du système électrique et non d'opposer ces solutions.

## ANNEXE : Méthodologie

### Modélisation du système électrique

Le système électrique a été modélisé sur une année entière avec une contrainte d'équilibre offre/demande à pas 30 minutes. Il est calibré sur les grandeurs représentatives du système électrique français : puissance installée et mix, profil de demande. Le système est considéré fermé et ne prend donc pas en compte les interconnexions : à horizon 2050, la majorité des pays de la plaque européenne devraient avoir un parc de production fatale similaire et donc des besoins de flexibilité concomitants (*avec cependant un potentiel de foisonnement, anticipé comme limité en particulier sur le solaire*).

L'équilibre offre/demande est modélisé de la façon suivante :

- Demande
  - o L'hypothèse de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) en 2050 a été considérée pour la consommation nationale française, soit 607 TWh/an (vs 476 TWh en 2018)
  - o Le profil de demande en 2050 est construit sur la base du profil de demande 2018 avec prise en compte du développement de l'électromobilité. Une partie des appels de puissance de l'électromobilité restera contrainte en 2050, notamment la mobilité longue distance. Cependant ~85% des charges sont considérées pilotées à cet horizon, dont une partie pourra même rendre un service au système via le *Vehicle-to-grid*.
- Offre
  - o Deux scénarios de parc installé de production ont été modélisés, se différenciant principalement par l'hypothèse prise sur la part du nucléaire : les capacités renouvelables (éolien et solaire) sont alors fixées pour atteindre un scénario équilibré en énergie au pas de temps annuel.
    - 1<sup>er</sup> scénario : « 30% nucléaire » dans la production, c'est-à-dire 25 GW de nucléaire (EPR<sup>9</sup> de Flamanville + REP<sup>10</sup> n'ayant pas encore atteint leur sixième visite décennale, ou alternativement construction de plusieurs EPR remplaçant progressivement le parc REP)
    - 2<sup>ème</sup> scénario : « 98% Energies Renouvelables » dans la production, c'est-à-dire seulement 1,6 GW de nucléaire (EPR de Flamanville seul réacteur en activité en 2050, le parc des REP ayant été arrêté à 40 ans)
  - ➔ Ces deux scénarios de parc aboutissent aux mêmes conclusions : les résultats présentés dans cet article sont ceux du scénario « 30% nucléaire ».

Les trois types de flexibilités (stockage batterie, stockage hydrogène, *biomethane-to-power*) sont ensuite dimensionnés afin d'assurer l'équilibre offre/demande à pas 30 minutes. Les simulations ont été réalisées pour chaque type de flexibilité devant contribuer seul à l'équilibre offre/demande ainsi que dans des scénarios où plusieurs types de flexibilité sont utilisés conjointement.

<sup>9</sup> EPR : Evolutionary Power Reactor

<sup>10</sup> REP : Réacteur à Eau Pressurisée – type des 58 réacteurs français en opération

## Hypothèses de coûts

| Données financières                | Taux d'actualisation                   | Unité    | Hypothèses 2050 |
|------------------------------------|--|----------|-----------------|
|                                    |  |          | 3%              |
| Éolien terrestre                   | CAPEX                                  | €/kW     | 1170            |
|                                    | OPEX                                   | €/kW/an  | 30              |
|                                    | Durée de vie                           | ans      | 20              |
| PV centralisé                      | CAPEX                                  | €/kW     | 520             |
|                                    | OPEX                                   | €/kW/an  | 15              |
|                                    | Durée de vie                           | ans      | 25              |
| Éolien offshore                    | CAPEX                                  | €/kW     | 2850            |
|                                    | OPEX                                   | €/kW/an  | 80              |
|                                    | Durée de vie                           | ans      | 20              |
| PV décentralisé                    | CAPEX                                  | €/kW     | 1095            |
|                                    | OPEX                                   | €/kW/an  | 20              |
|                                    | Durée de vie                           | ans      | 25              |
| Nucléaire                          | CAPEX – nouveau nucléaire              | M€/MW    | 6,5             |
|                                    | OPEX – nouveau nucléaire               | k€/MW/an | 110             |
|                                    | Coût grand carénage – ancien nucléaire | M€/MW    | 1,8             |
|                                    | OPEX – ancien nucléaire                | k€/MW/an | 125             |
|                                    | Coût combustible nucléaire             | M€/Ton   | 0,3             |
|                                    | Rendement                              | Ton/TWh  | 22              |
|                                    | Durée de vie – nouveau nucléaire       | ans      | 40              |
| Durée de vie – prolongation ancien | ans                                    | 20       |                 |
| Biomasse – cogénération            | CAPEX                                  | M€/MW    | 3               |
|                                    | OPEX                                   | k€/MW/an | 80              |
|                                    | Rendement électrique                   | %        | 80%             |
|                                    | Coûts biomasse                         | €/MWh    | 16              |
|                                    | Durée de vie                           | ans      | 30              |
| Déchets – cogénération             | CAPEX                                  | M€/MW    | 6,5             |
|                                    | OPEX                                   | k€/MW/an | 98              |
|                                    | Rendement électrique                   | %        | 80%             |
|                                    | Coûts déchets                          | €/MWh    | 5               |
|                                    | Durée de vie                           | ans      | 35              |
| Hydraulique – fil de l'eau         | CAPEX                                  | M€/MW    | 3,5             |
|                                    | CAPEX récurrents                       | k€/MW/an | 88              |
|                                    | OPEX                                   | k€/MW/an | 1,3             |
|                                    | Durée de vie                           | ans      | 30              |
| Hydraulique – lacs                 | CAPEX                                  | M€/MW    | 2,8             |
|                                    | CAPEX récurrents                       | k€/MW/an | 70              |
|                                    | OPEX                                   | k€/MW/an | 1,1             |
|                                    | Durée de vie                           | ans      | 30              |
| Hydraulique – STEP                 | CAPEX                                  | M€/MW    | 1140            |
|                                    | CAPEX récurrents                       | k€/MW/an | 30              |
|                                    | OPEX                                   | k€/MW/an | 15              |
|                                    | Durée de vie                           | ans      | 40              |
|                                    | Rendement turbinage / pompage          | %        | 90% / 90%       |

Illustration 8 : Hypothèses de coûts des filières de production

|                     |                                   | Unité     | Hypothèses 2050 |
|---------------------|-----------------------------------|-----------|-----------------|
| Batterie            | CAPEX capacité                    | €/kWh     | 100             |
|                     | CAPEX puissance                   | €/kW      | 35              |
|                     | OPEX                              | €/kW/an   | 9               |
|                     | Durée de vie                      | # cycles  | 3000            |
|                     | Rendement (charge + décharge)     | %         | 90%             |
| Hydrogène           | CAPEX électrolyse                 | €/kW      | 400             |
|                     | CAPEX compresseur                 | €/kW      | 74              |
|                     | CAPEX Pile à combustible          | €/kW      | 630             |
|                     | CAPEX stockage H2 centralisé      | €/kWh     | 1,2             |
|                     | CAPEX stockage H2 décentralisé    | €/kWh     | 21              |
|                     | OPEX électrolyse                  | €/kW/an   | 8               |
|                     | OPEX compresseur                  | €/kW/an   | 4               |
|                     | OPEX Pile à combustible           | €/kW/an   | 12              |
|                     | OPEX réservoir stockage H2        | €/kWh/an  | 1%/an CAPEX     |
|                     | Rendement électrolyse             | %         | 69%             |
|                     | Rendement pile à combustible      | %         | 67%             |
|                     | Durée de vie des équipements      | ans       | 20              |
| Biomethane-to-power | LCOE biométhane                   | €/MWh PCI | 67              |
|                     | CAPEX CCGT                        | €/kW      | 730             |
|                     | OPEX CCGT                         | €/kW/an   | 25              |
|                     | Coût des infrastructures gazières | €/MWh     | 14              |
|                     | Rendement CCGT                    | % PCI     | 62% PCI         |
|                     | Durée de vie CCGT                 | ans       | 30              |

*Illustration 9 : Hypothèses de coûts des instruments de flexibilité*



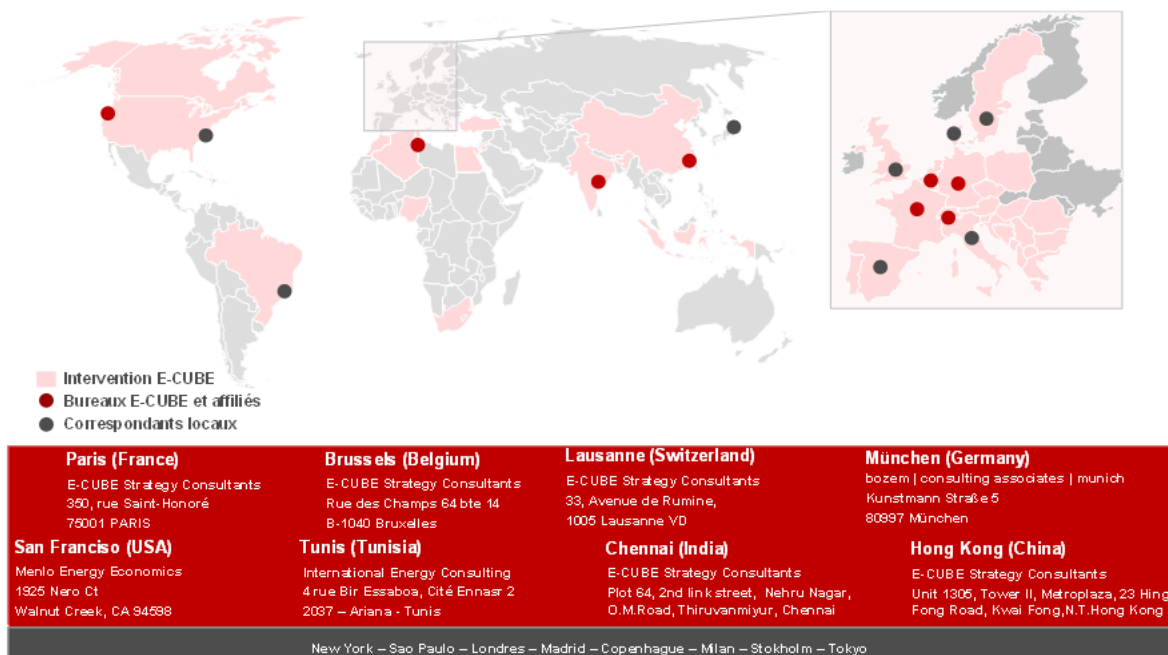
**E-CUBE Strategy Consultants** est un cabinet de conseil des Directions Générales exclusivement dédié aux enjeux énergétiques et environnementaux. Nous combinons les atouts de proximité, réactivité et flexibilité d'une petite équipe avec l'excellence et l'expérience d'une équipe internationale.

Nos trois domaines d'expertise sont :

- **Energie** : Accompagner les énergéticiens (électriciens et gaziers, acteurs des filières Nouveaux Renouvelables, compagnies pétrolières) dans l'anticipation et la prise en compte de l'évolution de leur environnement marché, réglementaire, concurrentiel et technologique. Assister les acteurs publics et privés dans l'évaluation ou la définition de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux et les opportunités d'une « nouvelle donne » énergétique et environnementale.
- **Mobilité** : Accompagner les acteurs publics et privés de la mobilité (automobile, transport routier, ferroviaire, transport aérien, shipping, logistique) dans le cadre de leurs projets stratégiques, réglementaires et opérationnels. Accompagner les leaders de l'industrie et les collectivités dans la réévaluation de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux du digital et l'essor des nouveaux modèles et usages.
- **Infrastructures** : Conduire des projets de stratégie de croissance ou d'amélioration de la performance pour des gestionnaires et opérateurs d'infrastructures. Assister les fonds d'investissement dans leurs acquisitions et prises de participation.

E-CUBE Strategy Consultants accompagne ses clients sur des problématiques globales à partir de ses bureaux à Paris, Lausanne et Bruxelles, et des partenaires et affiliés de son réseau E-CUBE Global.

Pour plus d'informations, veuillez visiter [www.e-cube.com](http://www.e-cube.com).



**Auteurs**

**Marie Portes** (Consultante)

**Arthur Camu** (Consultant)

**Gautier Villard** (Senior Consultant)

**Alexandre Hoffer** (Associate Partner)

**Pierre Germain** (Partner)



PARIS — LAUSANNE — BRUXELLES — MUNICH — SAN FRANCISCO

TUNIS — CHENNAI — HONG KONG

**Energies renouvelables, stockage et coût du système électrique à horizon 2050**

*La place des filières « gaz renouvelable » dans l'optimisation du système électrique décarboné en France*

Février 2020

Copyright © E-CUBE Strategy Consultants SA

[www.e-cube.com](http://www.e-cube.com)

*Toute reproduction sans l'autorisation de l'auteur est interdite.*

**Contact**

Pierre Germain — Directeur Associé

[pierre.germain@e-cube.com](mailto:pierre.germain@e-cube.com)