

Configurations PV, BESS, PV+BESS

Quels sont les Winnings Factors ?

BEN CHEIKH Aymen, BORDE Quentin, DAVION-JOUFFRE Josselin, MRIMI Mouad

CONTEXTE

Le système électrique européen connaît une montée en puissance rapide des énergies renouvelables, avec plus de 50 % de la capacité électrique installée issue de sources bas-carbone, dont le photovoltaïque est l'un des moteurs principaux. Si le PV est aujourd'hui l'une des sources de production les plus compétitives, son caractère intermittent accroît les besoins de flexibilité. Le stockage par batteries (BESS) répond à cet enjeu en fournissant des services système et en facilitant l'intégration des renouvelables, tandis que les systèmes hybrides PV+BESS permettent d'optimiser la valorisation de l'énergie et la stabilité du réseau, devenant des briques clés du marché européen de l'énergie.



Cette courbe illustre l'évolution typique du prix de l'électricité au cours d'une journée, marquée par une forte variabilité intra-journalière. Après un niveau modéré en début de journée, les prix augmentent lors de la pointe matinale liée à la reprise de l'activité, puis atteignent un minimum autour de la mi-journée, période souvent associée à une forte production photovoltaïque. En fin de journée, la baisse de la production solaire combinée à une demande élevée entraîne une pointe de prix marquée en soirée. Cette dynamique crée un différentiel de prix favorable à l'arbitrage énergétique, en particulier pour les systèmes de stockage par batteries, qui peuvent se charger aux heures creuses et restituer l'énergie lors des périodes de forte valeur.

Cadre de l'Étude

- Terrain de 100 ha identique pour les 4 études
- Ensoleillement identique et correspondant à la valeur moyenne en France.
- Étude menées sur 20ans
- CAPEX de l'ordre de 60-80M€

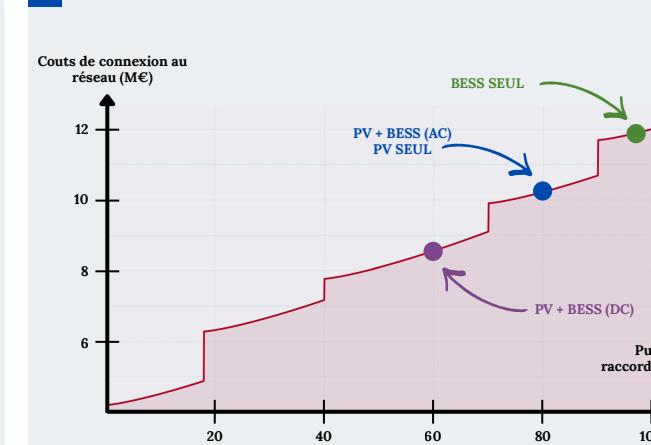


LEGISLATION EN FRANCE

Le coût de connexion correspond à l'investissement nécessaire pour injecter l'électricité dans le réseau public. Il est versé à RTE et Endis.

La structure en "escalier" s'explique par des sauts technologiques, ou "murs", comme l'obligation de construire un Poste Source privé dès le passage en Haute Tension.

Entre ces seuils fixes, la dépense évolue de manière exponentielle, sous l'effet cumulé de la fiscalité (taxe S3RenR) et des contraintes physiques croissantes de dimensionnement des câbles.



TAXE TURPE

Abonnement fixe : 20k€ / an
Abonnement proportionnel à la puissance installée : 15€ / kW·an

INJECTION SUR LE RESEAU

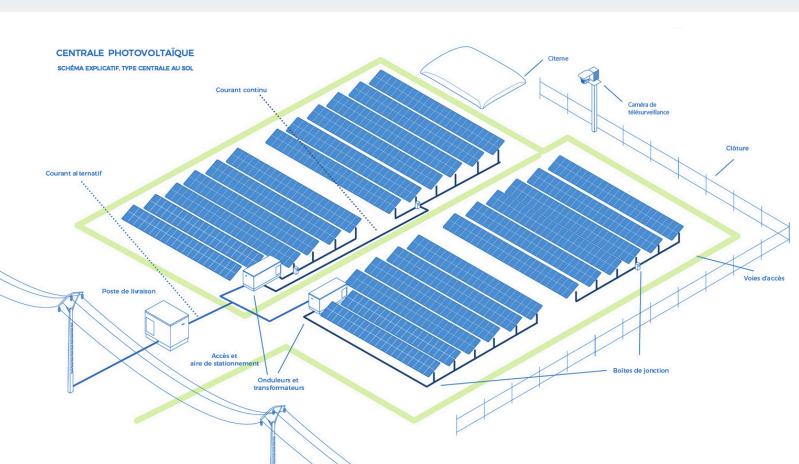
Tarif classique : 0.2 € / MWh
Tarif BESS : 0.2 € / MWh

SOUTIRAGE SUR LE RESEAU

Tarif classique : 20 € / MWh
Tarif BESS : 0 € / MWh



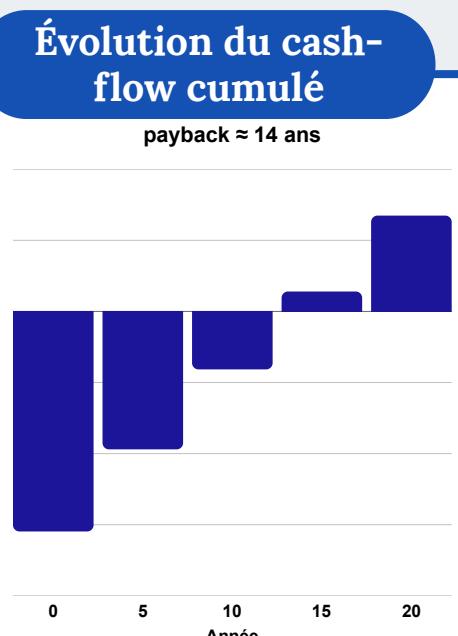
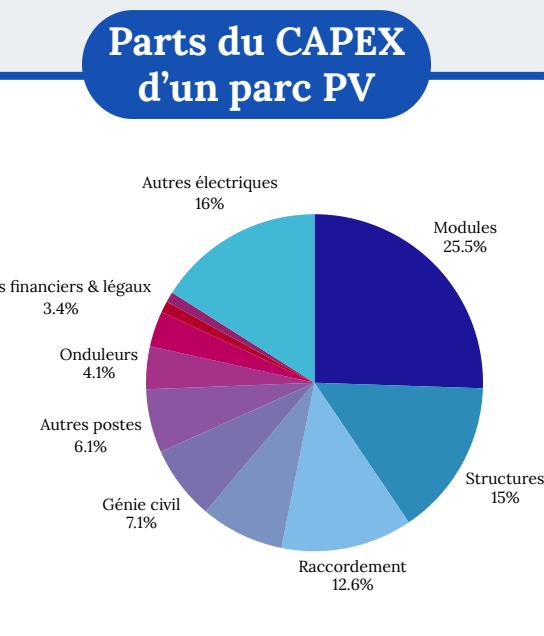
PV SEUL



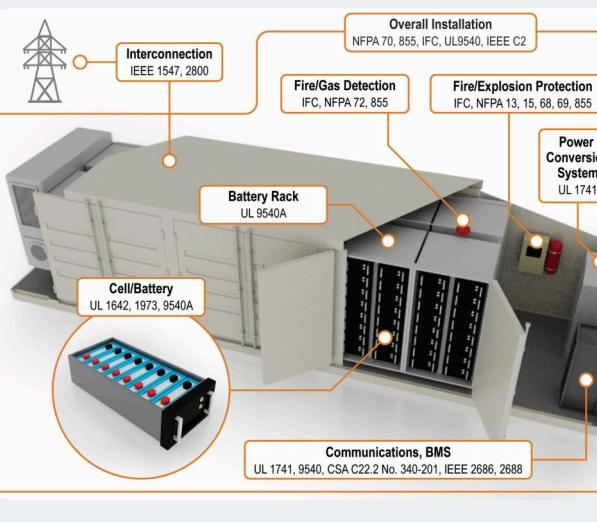
Le coût complet d'un parc photovoltaïque au sol est majoritairement capitaliste : l'essentiel des dépenses est réalisé avant la mise en service (CAPEX). Il comprend l'achat des modules, des structures (fixes ou trackers), des équipements électriques du champ (câbles DC/AC, coffrets, postes/transformatrices, protections...), les onduleurs, le génie civil (préparation du site, voies d'accès, clôtures...), l'ingénierie et développement (études, dossiers administratifs, maîtrise d'œuvre), ainsi que le raccordement au réseau, qui varie selon la distance et les contraintes locales.

En exploitation, les dépenses annuelles (OPEX) regroupent surtout la maintenance et l'exploitation (O&M : inspection, entretien, nettoyage, végétation, supervision, interventions), la fiscalité locale (dont l'IFER au-delà de 100 kWc, plus CFE/CVAE, taxe foncière, etc.), les frais de vente/commercialisation de l'électricité (équilibrage, accès marchés, écarts de profil), les frais de gestion (pilotage d'exploitation, suivi de performance, reporting), les assurances et divers frais de fonctionnement. Il faut aussi anticiper des opérations de "gros entretien" : en particulier, des remplacements ponctuels d'équipements peuvent survenir sur 20 ans (ex. onduleur, pièces).

Les revenus d'un parc photovoltaïque au sol en France proviennent principalement de la vente de l'électricité produite. Pour les grands projets lauréats d'un appel d'offres CRE, la valorisation se fait via un mécanisme de complément de rémunération (CR) : la centrale vend sa production sur le marché (souvent via un agrégateur), ce qui génère un revenu "marché", puis perçoit une prime de CR qui ajuste la rémunération afin de la rapprocher d'un tarif de référence fixé lors de l'appel d'offres. Le niveau de revenus dépend donc surtout du volume d'énergie produit (lié à la puissance installée et au productivité du site, avec une dégradation progressive des performances) et du tarif de référence associé au contrat. A titre d'ordres de grandeur, la 8^e période de l'appel d'offres "PPE2 PV Sol" (clôture juin 2025) présente un prix moyen pondéré d'environ 79,48 €/MWh, et un productible typique utilisé dans les évaluations CRE est de l'ordre de 1 200 heures équivalent pleine puissance par an (= 1,2 GWh/an par MWc), avec une hypothèse de dégradation autour de -0,5 %/an.

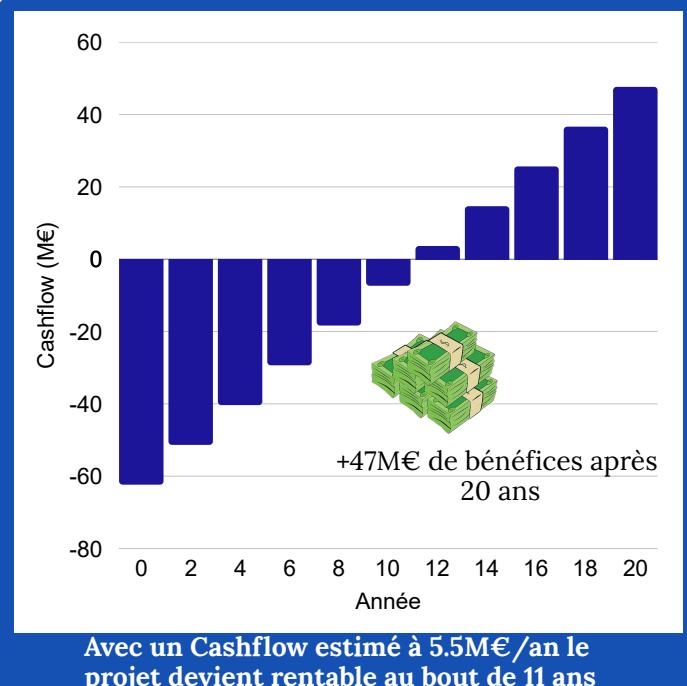
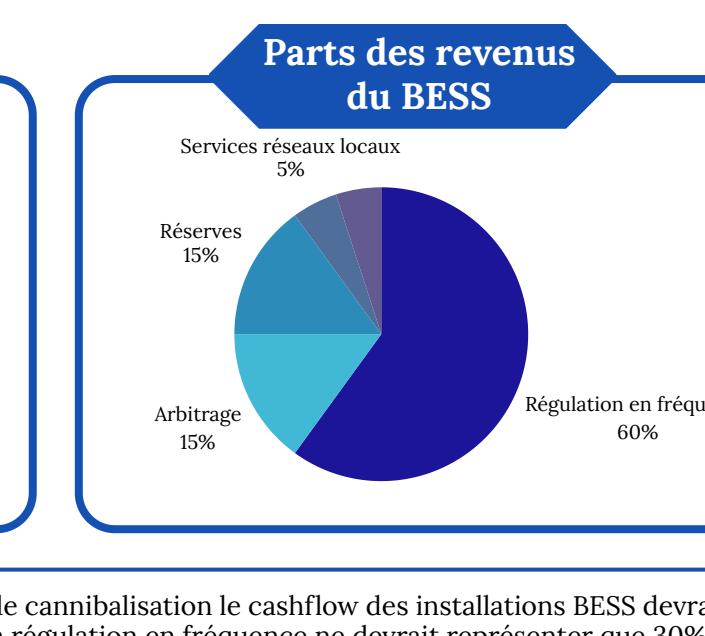
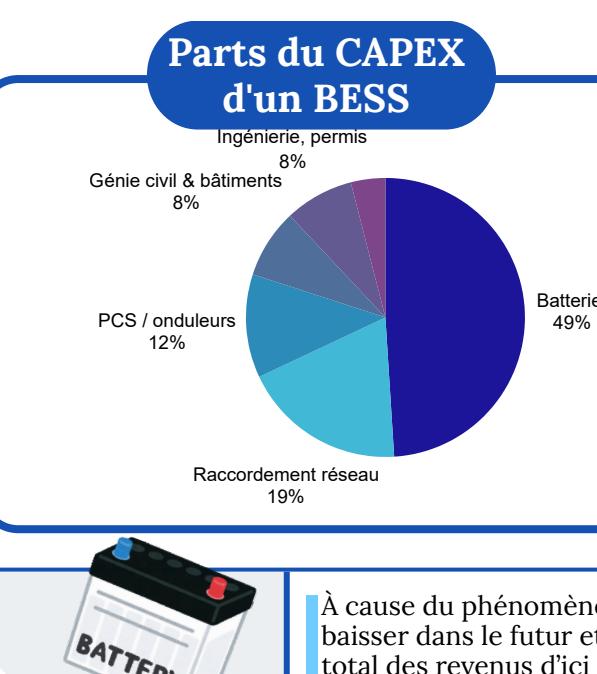


BESS SEUL



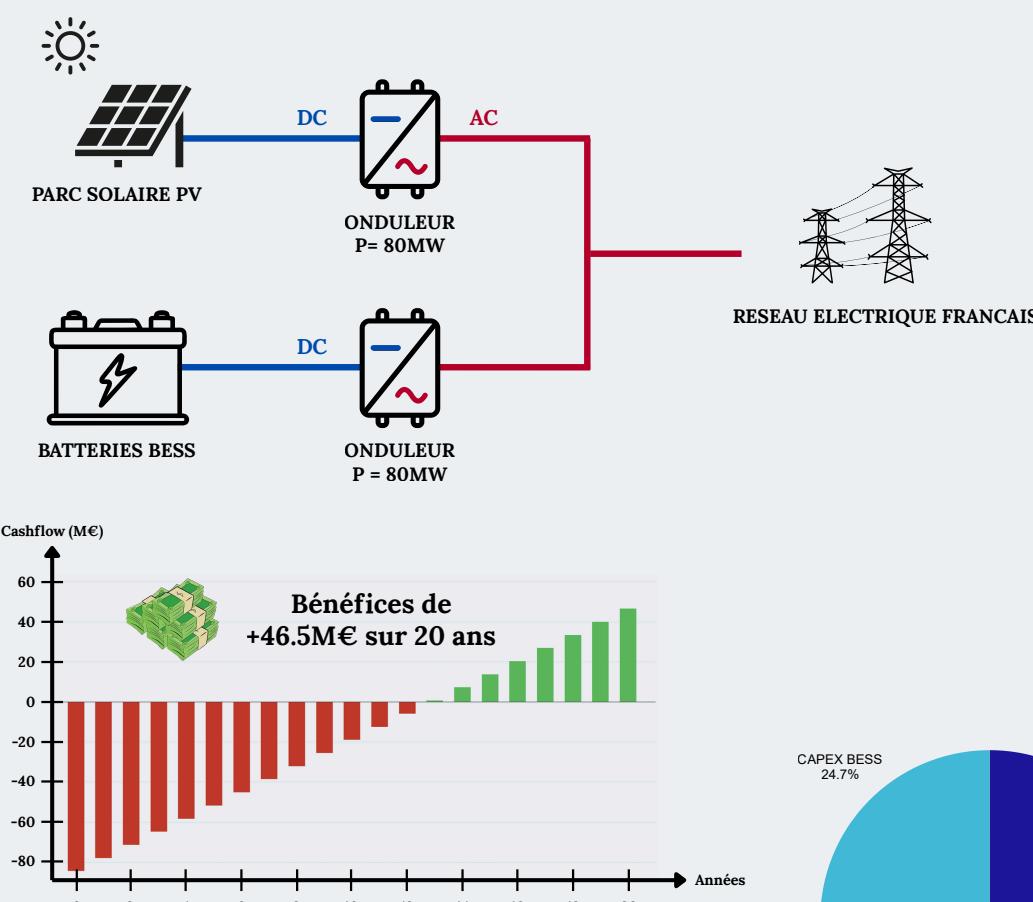
Une installation de stockage d'énergie par batteries (Battery Energy Storage System - BESS) est généralement composée de modules de batteries (le plus souvent lithium-ion), de systèmes de conversion de puissance (onduleurs bidirectionnels), d'équipements de contrôle-commande et de dispositifs de sécurité et de refroidissement.

Aujourd'hui, une part majeure des revenus des BESS provient de la régulation de fréquence, où les batteries sont très compétitives grâce à leur rapidité de réponse. Cependant, ces marchés sont par nature limités en volume : lorsque le nombre de batteries connectées au réseau augmente, la concurrence s'intensifie et les besoins du gestionnaire de réseau sont satisfaits plus rapidement. Il en résulte une baisse des prix de capacité et d'énergie associée à la régulation de fréquence, réduisant mécaniquement les revenus unitaires de chaque installation.



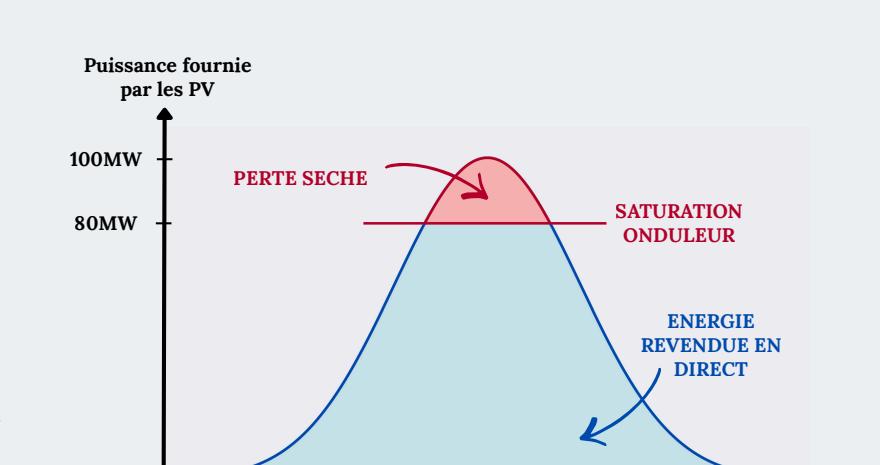
Avec un Cashflow estimé à 5,5M€/an le projet devient rentable au bout de 11 ans

PV + BESS (COUPLAGE AC)



Dans cette configuration, les 100 MWc sont écrêtés à 80 MW. En effet, le pic est rarement atteint et les coûts de dimensionnement des onduleurs associés augmentent drastiquement pour un surplus qui ne compensera pas cet investissement. En fonctionnement, les panneaux recharge les batteries (conversion DC => AC => DC) afin de minimiser les taxes d'injection et de tirage sur le réseau, qui revendent l'électricité le soir. Lorsque celles-ci sont pleines, les panneaux vendent au réseau.

L'intérêt d'une telle configuration réside dans sa flexibilité : en cas de maintenance sur les panneaux ou les batteries, l'autre partie du système reste en fonctionnement d'où des pertes de fonctionnement moindres au fil du temps que sur une architecture DC.



Pour un CAPEX de 80M€, une répartition optimale entre PV et BESS, avec un taux d'ensoleillement représentatif de la France, on estime un revenu annuel de 9,08 M€. D'où une rentabilité estimée à la 12^e année pour un bénéfice total de 46,5M€ au terme de la 20^e année.

Bénéfices nets au bout de 20 ans			
PV Seul	BESS Seul	PV + BESS (AC)	PV + BESS (DC)
26,95M€	47M€	46,5M€	56M€

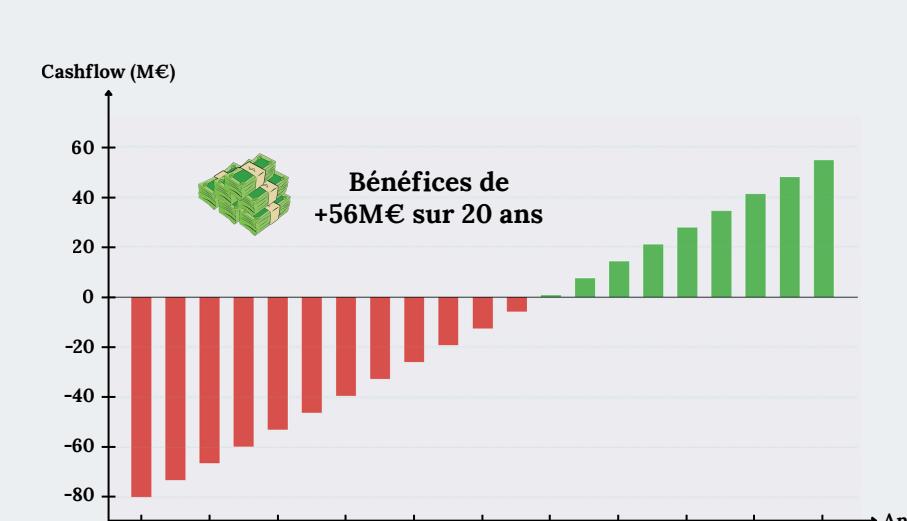
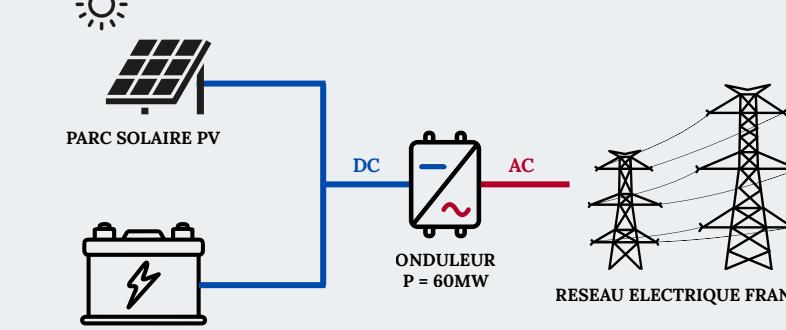
Il est alors évident que les panneaux seuls ne sont pas assez compétitifs, car pâtissent notamment de prix de revente assez bas comparés aux autres architectures, qui bénéficient également de revenus importants lors de la régulation de réseau par les batteries.

Choix d'une configuration hybride

Alors que les BESS seuls semblent être une architecture rentable, sa grande sensibilité à l'état du marché et des lois n'en fait pas un bon candidat au vu des échelles de temps mises en jeu (durée de vie de l'ordre de 20 ans).

En effet, le marché de l'énergie étant fini et en forte demande de régulation de fréquence pour l'instant, les revenus des batteries sont amenés à baisser largement à mesure que le marché se remplit et perd éventuellement en subventions. À bénéfice du même ordre, il est donc plus sûr de s'équiper d'une configuration comportant des panneaux, assurant une production d'électricité.

PV + BESS (COUPLAGE DC)



Avec un investissement initial (CAPEX) de 80 M€, l'analyse repose sur une production fixe de 1350 heures valorisée via un prix de capture moyen pondéré sur la journée. Cette modélisation génère un revenu annuel stable de 9,12 M€. Une fois les charges d'exploitation déduites, le projet atteint son seuil de rentabilité à l'année 12 et dégage un bénéfice net cumulé de 56 M€ au terme des 20 ans.

Cette configuration repose sur une architecture où les 100 MWc de générateurs photovoltaïques et l'unité de stockage BESS convergent vers un bus DC commun, mutualisant l'onduleur central limité à 60 MW.

Le système est piloté par un EMS qui arbitre les flux en temps réel :

Régime nominal (production solaire inférieure à 60 MW) : l'énergie solaire est vendue directement au réseau

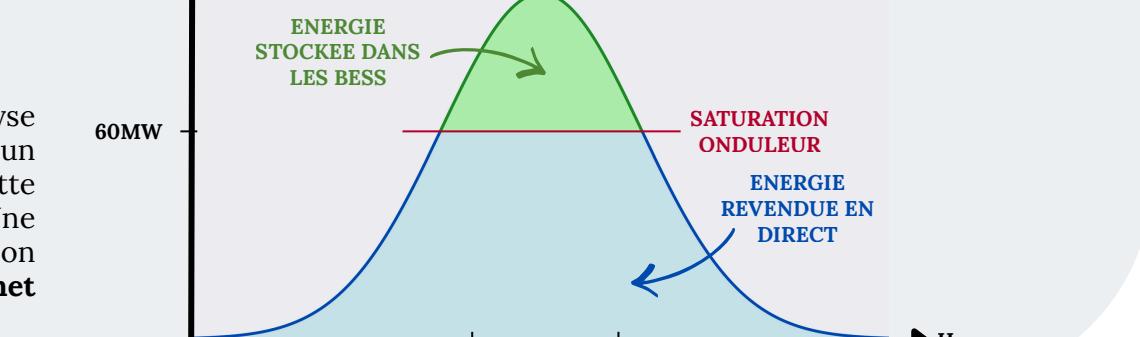
Régime saturé (production solaire supérieure à 60 MW) : l'énergie solaire écrétée n'est pas perdue, elle est récupérée afin de charger les batteries (transmission directe sans passer par l'onduleur)

En parallèle les batteries adoptent une stratégie d'arbitrage classique.

Le choix de sous-dimensionner le raccordement réseau permet de réduire drastiquement les coûts d'investissement (prix de raccordement au réseau en brisant l'injection).

La batterie agit alors comme un vase qui absorbe les 40 MW excédentaires de la "bosse" de production de midi. Cette énergie capturée est produite au moment où les prix de marché sont au plus bas puis est stockée pour être restituée le soir lors des pics de consommation, maximisant ainsi la valorisation économique du projet.

Puissance fournie par les PV
Puissance fournie par les BESS
Puissance solaire au cours d'une belle journée estimée



CONCLUSION : LES WINNINGS FACTORS

Les winning factors entre AC et DC

	Coûts de raccordement réseau (CAPEX et OPEX)	Coûts de non disponibilité	Pertes par conversion	CAPEX matériel	CAPEX R&D	Revenus Arbitrage énergie
Couplage AC	~0.6 M€/an	~0.05 M€/an	~0.27 M€/an	BESS : ~ 0.3 M€/MWh	~0.5 M€/an	~1,0 M€/an
Couplage DC	~0.42 M€/an	~0.1 M€/an	~0.11 M€/an	BESS : ~ 0.25 M€/MWh	~1,0 M€/an	~1,2 M€/an
Incertitudes et remarques	~0.1 M€/an => Distance, contrat S3RenR (région) Plus de puissance raccordée pour le couplage AC	~0.5 M€/an Couplage AC plus simple à opérer : si une partie du système est en maintenance, l'autre fonctionne Peut être compensé par l'utilisation des batteries	~0.05 M€/an AC: Conversion DC => AC => DC => AC n = 94%	~0.03 M€/an Onduleur additionnel sur CAPEX BESS AC => CAPEX PV identique : ~ 0.55 M€/MW	~0.2 M€/an Surtout dû à l'écrtètement du AC : moins d'énergie qui transite par les batteries	~0.2 M€/an Surtout dû à l'écrtètement du AC : moins d'énergie qui transite par les batteries

Pour notre étude, certaines hypothèses ont été faites dans un ordre de grandeur utilisé en pratique, notamment pour la répartition du CAPEX entre PV et BESS (dimensionnement pour que les PV remplissent les BESS en journée, qui revendent le soir pour maximiser le profit), les tailles des raccordements (60 et 80MW, au vu des systèmes mis en jeu), qui varient au cas par cas selon les tarifs régionaux.

Nous avons également pris l'ordre de grandeur du MWh à 40€ le midi et 120€ le soir, sensible à l'encombrement du marché comme l'arbitrage de fréquence. Enfin, ce tableau (contrairement aux encadrés précédents) ne prend pas en compte l'encombrement sur 20 ans ni l'inflation, par souci de comparaison, et étaile le CAPEX sur les 20 ans.

Le choix entre PV et BESS n'est en pratique pas tranché au vu des nombreux autres facteurs encore mis en jeu : des assurances légèrement plus élevées pour le DC, un renouvellement des batteries un peu plus fréquent pour le AC..

Ces facteurs sont cependant relativement faibles devant les grandeurs ici présentées, et sont très sensibles sur l'horizon de temps considéré (contexte politico-économique et technologique).

