



en collaboration avec



Le BESS en France : fondamentaux d'un marché en structuration

Octobre 2026



Synthèse exécutive

La prochaine phase du marché favorisera les projets combinant revenus visibles, exécution maîtrisée et forte bancabilité

1

Un marché porté par des besoins croissants de flexibilité

La flexibilité s'impose comme un besoin structurel du système électrique, tandis que la **baisse continue des coûts des BESS** renforce leur compétitivité. Dans un marché de plus en plus concurrentiel, la création de valeur repose avant tout sur la **qualité du montage technique, commercial et financier**.

2

Une évolution progressive du mix de revenus

Les services système offrent encore des niveaux de rémunération attractifs à court terme, mais le centre de gravité des revenus devrait progressivement se déplacer vers **l'arbitrage et les mécanismes d'équilibrage**. Les **projets mis en service dans les prochaines années** sont les mieux positionnés pour capter cette fenêtre d'opportunité.

3

Des fondamentaux projet déterminants pour la valeur

La valeur d'un BESS dépend avant tout de la qualité de son **dimensionnement, de son raccordement et de sa stratégie d'optimisation**. L'accès au réseau, le choix du modèle d'exploitation et la capacité d'exécution constituent les principaux facteurs de différenciation entre projets.

4

Le go-to-market comme principal levier de risque-rendement

Le contrat d'optimisation détermine la **répartition du risque et de l'upside** entre le propriétaire et son optimiseur. Le choix du **modèle de commercialisation (go-to-market)** est un facteur clé, tant pour le profil risque-rendement de l'investissement que pour sa capacité à être financé.

5

Une capacité d'endettement guidée par la visibilité des revenus

La capacité d'endettement dépend directement de la **visibilité et de la sécurisation des revenus**. La solidité financière de l'optimiseur, la structure contractuelle retenue ainsi que les mécanismes de couverture et de garantie sont les principaux déterminants du levier accessible.

6

Une classe d'actifs en voie d'institutionnalisation

À mesure que le marché mûrit, l'univers des investisseurs et des transactions s'élargit. Les BESS s'imposent progressivement comme une **composante stratégique des portefeuilles d'infrastructures**, offrant une source de diversification et des profils de rendement complémentaires dans un environnement de marché plus volatil.



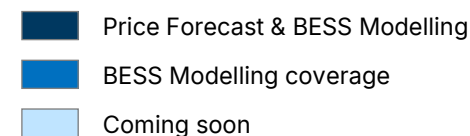
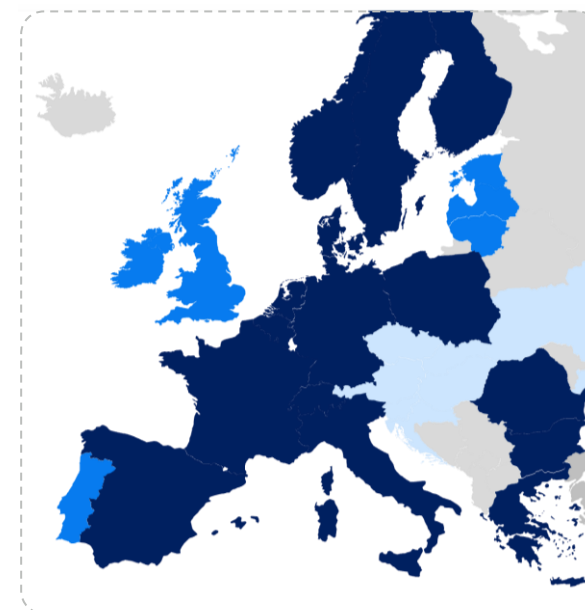
Forsyt Energy est une société d'analyse énergétique spécialisée dans la **modélisation des marchés de l'électricité et des BESS** qui fournit des analyses précises et fiables pour la prise de décision.

Notre gamme de produits comprend :

- **BenchmarkPro** : référence des revenus marché atteignables spécifique à l'actif BESS, fournissant une analyse de la performance financière et de l'exécution de l'optimiseur.
- **ValuationPro** : estimation des revenus BESS au long de la vie de l'actif, avec un haut niveau de précision et configurabilité et des capacités natives d'hybridation RES.
- **ForecastPro** : prévision des prix de l'électricité construit sur notre propre moteur de modélisation fondamentale.

Nous accompagnons nos clients avec une expertise approfondie des marchés de l'électricité, de la réglementation et de l'économie des actifs.

Nous couvrons la majorité des pays européens, couverture complète en 2027



1 GW+

BESS développés
avec **ValuationPro**

250 MW+

BESS suivis
sur **BenchmarkPro**

50 M€+

BESS financés
avec **ForecastPro**

À propos

- Depuis 2009, Tevali Partners est un *pure player* pionnier de la transition énergétique, structurant et menant à bien des opérations qui maximisent la création de valeur pour nos clients.
- Notre équipe dispose d'une expertise sectorielle de premier plan et d'une connaissance approfondie des technologies d'énergies renouvelables.
- En tant que *one-stop shop* spécialisé dans la transition énergétique, nous répondons aux besoins de nos clients en matière de fusions-acquisitions, de financement et de levées de fonds corporate, pour des opérations partout en Europe.

8GW	5Mds€	100 +	12 +
<i>track record dans les énergies renouvelables</i>	<i>d'opérations exécutées avec succès</i>	<i>références en M&A, financement et levées de fonds</i>	<i>pays couverts par nos opérations passées</i>



Fusions & Acquisition s

Nous exécutons des transactions permettant à nos clients de **maximiser la valeur de leurs entreprises et de leurs projets**



Financeme nt

Nous structurons des **solutions de financement sur mesure** pour les projets d'infrastructures (dette senior, junior, mezzanine)



Levées de fonds

Nous accompagnons les entreprises dans la mise en œuvre de **levées de fonds, en equity comme en dette**

Nos secteurs d'expertise



Solaire



Éolien



BESS



Biogaz



Smart grids



Efficacité
énergétique



Hydroélectricité



Hydrogène



Écomobilité

TEVALI
PARTNERS



Agenda

01	<i>Dynamiques de marché</i>	6
02	<i>Revenus</i>	7
03	<i>Financement</i>	10
04	<i>M&A</i>	11



Le BESS en France



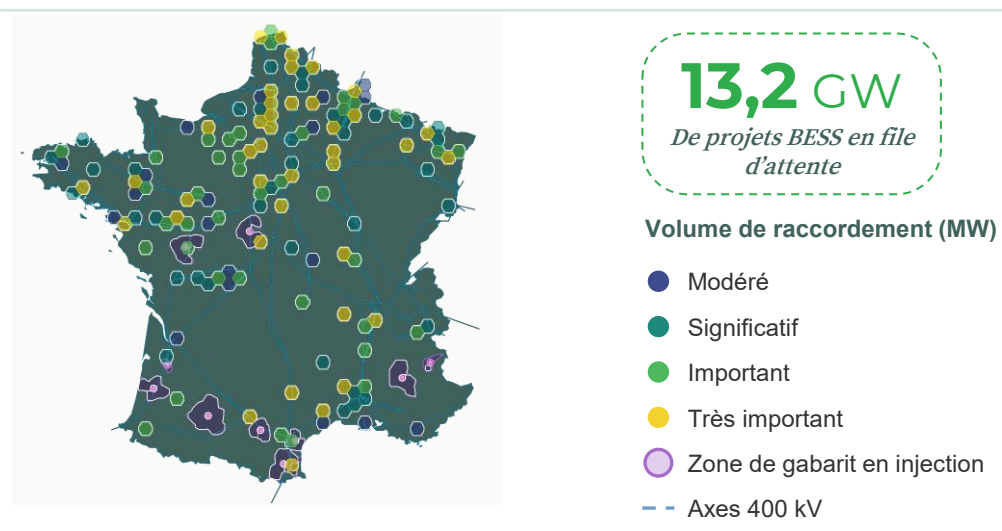
Le BESS accélère, dans un contexte de raccordement de plus en plus contraint

Dynamique du marché

- Le marché des BESS accélère, avec une capacité installée qui s'est multipliée x8 depuis 2020 (de 0,2 GW en 2020 à 1,6 GW en 2025). Depuis 2025, le marché change d'échelle, avec le passage de projets unitaires à des portefeuilles et pipelines de grande taille. (14GW de projets en file d'attente fin 2025 contre les 1,6 GW en service)
- En 2025, les nouvelles capacités de raccordement sont rapidement absorbées par des projets de plus grande puissance installée. Les projets en file d'attente atteignent en moyenne ~75 MW, contre ~25 MW pour les actifs déjà raccordés.
- Face à cette montée en puissance, les **acteurs du financement affichent un intérêt croissant**. Les opérations réussies sont néanmoins encore rares et peu de prêteurs français ont un track record étoffé sur cette technologie. L'expertise de l'accompagnement côté Sponsor reste d'autant plus fondamentale pour amener les projets jusqu'au closing.

Projets BESS en cours de raccordement au réseau public de transport

- 13,2 GW de projets BESS en file d'attente sur le réseau de transport**
- Jusqu'ici, les projets BESS se sont concentrés là où le raccordement était le plus accessible. Les nouveaux gabarits RTE et le TURPE 7 cherchent désormais à mieux orienter leur localisation vers les zones où ils peuvent aussi soulager le réseau.



+51 %

Croissance du parc entre fin 2024 et fin 2025

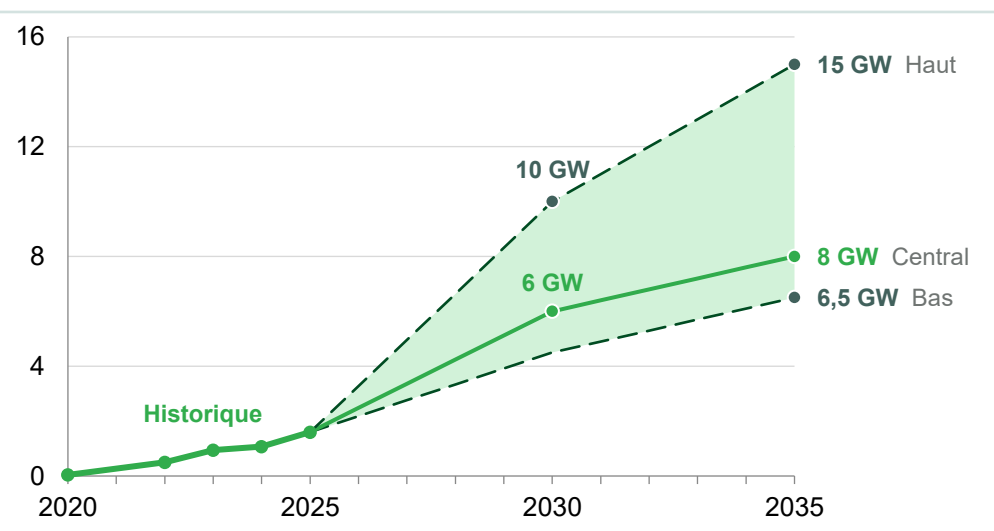


410 MW

Mis en service en 2025, soit +90 % vs 216 MW en 2024

Puissance BESS installée en France et perspectives (GW; 2025-2035)

- Le parc BESS devrait être **multiplié par 3 d'ici 2030** (scénario central), passant de 1,6 GW fin 2025 à environ 6 GW, puis atteindre 8 GW à horizon 2035.
- Les incertitudes se renforcent à long terme**, avec un écart entre scénarios bas et haut passant de 5,5 GW en 2030 à 10 GW en 2035. Cette dispersion reflète notamment les incertitudes liées à l'accès au raccordement au réseau et aux risques de saturation des marchés de services systèmes.



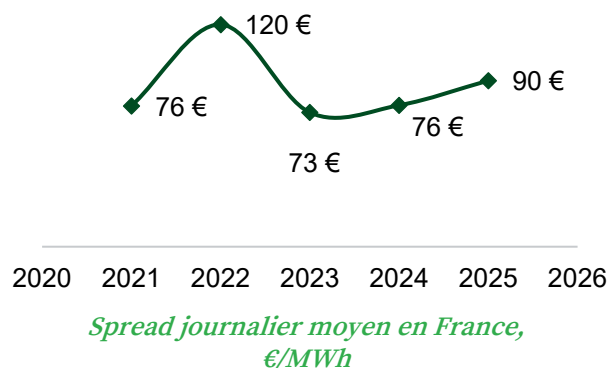
L'essor du BESS, pourquoi maintenant?

La pénétration croissante des ENR crée un besoin de flexibilité que la baisse des coûts du stockage permet désormais de valoriser

1

Un besoin de flexibilité croissant

La volatilité intra-journalière ainsi que les besoins d'équilibrage progressent avec la pénétration des ENR. De potentiels changements de réglementation pourraient favoriser les projets capables de produire lorsque le réseau en a besoin, renforçant ainsi l'intérêt du BESS pour apporter de la flexibilité.



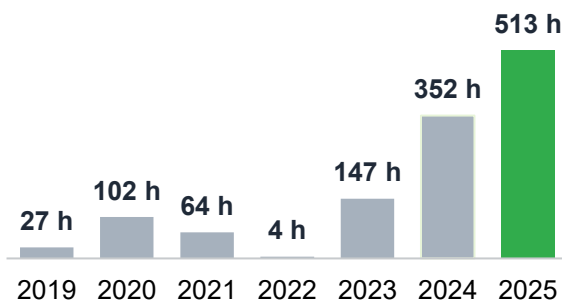
+50 %

de capacité EnR d'ici 2035

2

La montée des ENR multiplie les heures à prix négatifs

La hausse du nombre d'heures à prix négatifs ainsi que la cannibalisation liée à la plus forte pénétration des ENR dégradent les revenus captés. Cela affecte leur rentabilité renforçant ainsi la nécessité de recourir aux BESS pour optimiser la valorisation de l'électricité produite.



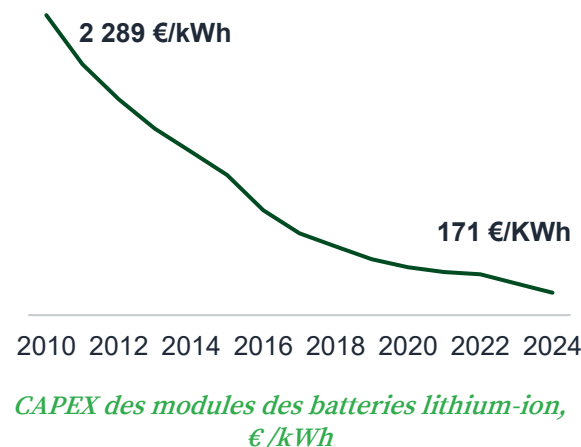
+90 %

de capacité solaire PV d'ici 2035

3

Coûts du stockage à la baisse

La baisse du CAPEX des batteries lithium-ion permet une meilleure rentabilité des projets BESS.



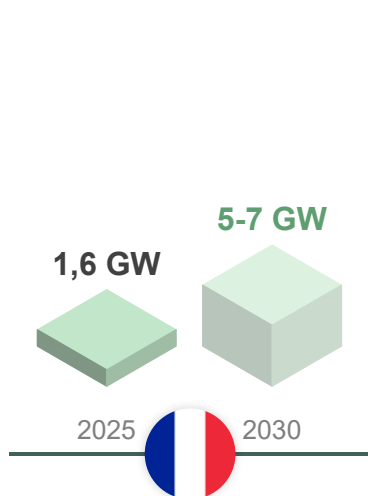
-93 %

de CAPEX depuis 2010

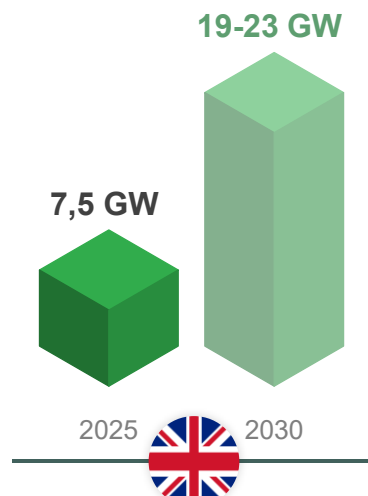
La France rejoint la dynamique européenne



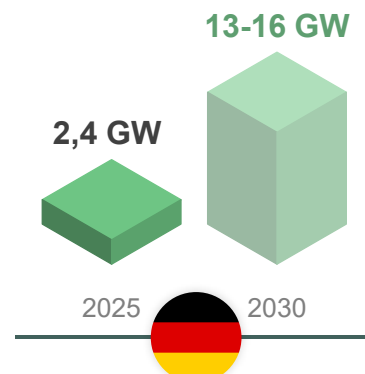
Du Royaume-Uni à l'Italie, les capacités seront multipliées par 3 à 6 d'ici 2030, chaque marché s'adressant à un profil d'investisseur différent



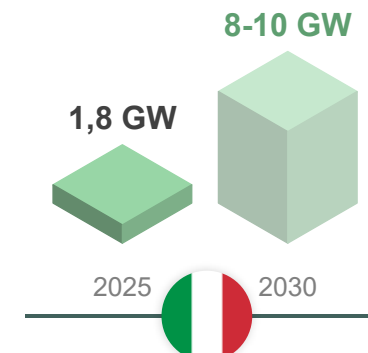
x4 d'ici 2030 : le marché français a décollé et accélère



x3 d'ici 2030 : le M&A devient la porte d'entrée à privilégier



x6 d'ici 2030 : un marché porteur, qui exige un capital mobilisable rapidement



x5 d'ici 2030 : spreads élevés vs revenus long terme

Contexte

- **Revenus** : services système et arbitrage, contrats d'optimisation et floors
- **Dynamique** : premiers projets de plus de 100 MW, financés sans subvention
- **Enjeu** : nouveau mécanisme de capacité, sans visibilité pluriannuelle

- **Revenus** : floors et Capacity Market 15 ans
- **Dynamique** : projets plus grands, capitaux abondants, pipeline raccordable 3 fois le besoin
- **Enjeu** : accès au réseau restreint, capacité à développer le pipeline

- **Revenus** : spreads supérieurs à la France, rendus finançables par le tolling
- **Dynamique** : forte croissance qui s'heurte à des raccordements réservés aux projets les plus avancés
- **Enjeu** : finaliser la MES, avant août 2029 pour bénéficier de l'exonération des frais de réseau

- **Revenus** : spreads DA/ID ou contrats MACSE / Capacity Market
- **Dynamique** : solaire et contraintes réseau soutiennent l'arbitrage
- **Enjeu** : choisir entre exposition merchant et revenus sécurisés

Deal

Saleux (Kallista Energy) sept. 2026
120 MW / 240 MWh

- ≈ 100 M€ investis sans subvention
- Exploitation confiée à Engie pendant 7 ans

Thorpe Marsh (Fidra Energy) sept. 2025
1 400 MW / 3 100 MWh

- 1 Md€ levé : ≈ 43 % equity / 57 % dette (levée totale Fidra)
- ≈ 80 % sous offtake + Capacity Market 15 ans

Portefeuille Kyon (AllianzGI/TotalEnergies)
mars 2026

789 MW / 1 628 MWh

- 50 % cédés à AllianzGI ; 500 M€ investis, financés à 70 % par la dette
- Mise en service d'ici 2028, avant l'échéance d'août 2029

Sessa Aurunca (Octopus/ZE Energy) juin 2026
98,5 MW / 895 MWh

- Octopus apporte ≈ 50 % des fonds propres
- Revenus garantis 15 ans via le MACSE

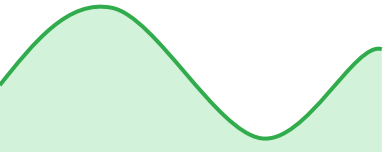
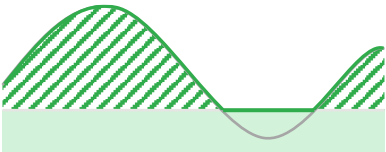
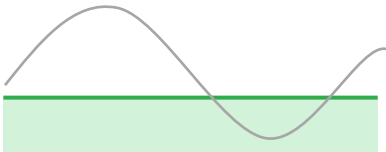
Produits de marché

Les réserves offrent aujourd'hui une forte valeur unitaire, tandis que les marchés de l'énergie apportent la profondeur nécessaire pour absorber davantage de capacité BESS.

	J - 1 Jour de livraison Heure de livraison				
	Capacité FCR	Capacité aFRR	Énergie day-ahead	Énergie intrajournalière	Énergie aFRR
Mécanisme	Capacité tenue en réserve pour corriger automatiquement la fréquence (< 30 s), rémunérée hors activation	Réservation de capacité hausse/baisse certifiée RTE, rémunérée via l'enchère J-1, hors énergie livrée	Arbitrage de prix : charge quand les prix J-1 sont bas, décharge quand ils sont hauts	Arbitrage des variations de prix intrajournalières, captant une volatilité hors de portée du J-1	Rémunération par MWh livré sur signal automatique de RTE, en complément de la capacité
Contrepartie					
Horizon & moteur clé	Stable Déséquilibres en temps réel	Élevé, en baisse après 2029 Prix du marché aFRR	En croissance Spreads tirés par les ENR	En croissance Volatilité intrajournalière	Stable Déséquilibres en temps réel
Volume de marché	Faible ~3 GW en Europe ; 610 MW en France	Moyen 500-1 500 MW ; en croissance selon les pays	Très élevé 137 TWh/an ; marché de référence	Élevé 21 TWh/an ; en forte croissance	Moyen 2 TWh/an ; dépend des activations
Attractivité pour le BESS	Moyenne	Élevée	Élevée	Très élevée	Élevée
Points clés	- Batteries : déjà ~50 % du FCR en Europe de l'Ouest - Marché étroit : forte concurrence et pression sur les prix	- L'un des marchés les plus attractifs, au volume plus important - Exigences de rampe strictes, adaptées au BESS	- Marché de référence pour les prix de l'électricité - Capter les spreads J-1 : base de l'optimisation d'un BESS	- Strate stratégique, portée par la pénétration des ENR - Trading continu : upside significatif sur des opportunités peu profondes	- Activations en temps réel difficiles à prévoir - Upside significatif exploité de façon opportuniste
Évolution	- Marché déjà largement saturé par les BESS - Peu de potentiel de croissance des volumes, avec une pression durable sur les prix	- Besoins de réserve susceptibles d'augmenter avec la progression des EnR - Risque de saturation progressive par les BESS si les capacités se développent plus vite que les besoins	- Spreads appelés à s'accroître avec davantage d'heures à bas prix liées aux ENR - Fenêtres de prix bas plus longues, favorisant les batteries de plus longue durée	- Volatilité susceptible d'augmenter avec les écarts de prévision EnR - Opportunités de trading plus fréquentes à mesure que le système devient plus variable	- Besoins d'activation susceptibles d'augmenter avec les déséquilibres du système - Potentiel d'upside important, notamment lors des épisodes de tension

Modèles de structuration des revenus

Le modèle contractuel fixe l'arbitrage entre exposition au marché, rendement actionnaire et capacité d'endettement

	 Merchant	 Floor + partage d'upside	 Tolling
Mécanisme	 Revenus intégralement indexés sur les prix de marché	 Revenu minimum garanti par l'offtaker, upside au-delà du floor partagé	 Rémunération fixe versée par l'offtaker pour la mise à disposition de la capacité
Effet	Exposition intégrale à la volatilité des prix, à la hausse comme à la baisse	Protection à la baisse via le floor, exposition partagée à la hausse	Visibilité totale sur les cash-flows, aucune exposition au risque prix, mais upside limité
Investisseurs cibles	 Appétit élevé pour le risque prix pure players BESS et IPP/utilities dotés d'une capacité d'optimisation interne	 Equilibre rendement/financement Fonds infra, IPP/utilities recourant à la dette projet	 Priorité à la visibilité des cash-flows Fonds infra, investisseurs institutionnels, IPP et développeurs
Rendement	Élevé Captation intégrale de l'upside de marché	Intermédiaire Upside partagé au-delà du floor	Plafonné Rendement fixe, upside cédé à l'offtaker
Bancabilité ¹	Limitée Pas de marché en France à ce jour; Financement principalement en fonds propres	Forte Dette dimensionnée sur le floor et une part décotée des revenus merchant	Maximale Structure privilégiée par les prêteurs

Note : Appréciation qualitative du marché français

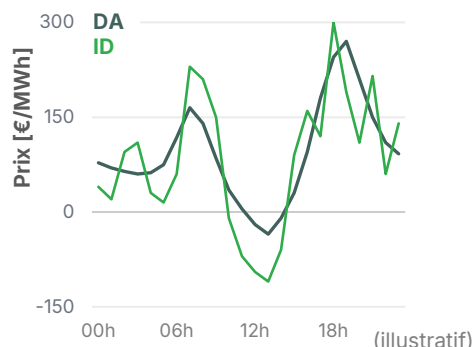
1. La bancabilité dépend également de la durée du contrat, de la qualité de crédit de la contrepartie et du profil technique de l'actif.

Estimer les revenus d'une batterie

La valeur d'une batterie dépend de son pilotage entre les marchés. Seule une simulation permet d'en estimer les revenus de façon fiable.

1 Inputs

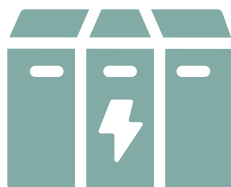
Prix des marchés



Prix de chaque marché :

-  Day-ahead
-  Intraday
-  Services Systèmes : FCR, aFRRc et capacité
-  Prix d'imbalance

Profil de l'actif

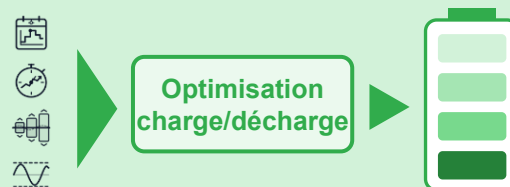


Contraintes techniques et opérationnelles :

-  Puissance
-  Capacité
-  Etat de charge (SoC)
-  Rendement
-  Dégradation
-  Raccordement

2 Simulation

Simulation Trading BESS

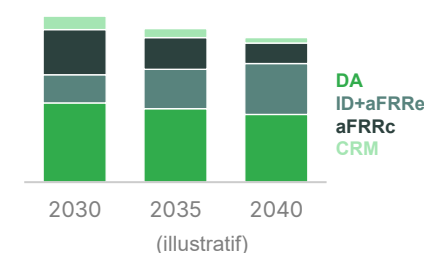


Le modèle arbitre entre tous les marchés sous les mêmes contraintes physiques :

-  Décisions sur le marché Spot
-  Ajustements sur le marché Intraday
-  Réserves et équilibrage
-  Etat de charge (SoC) partagé entre marchés

3 Résultats

Revenus et TRI



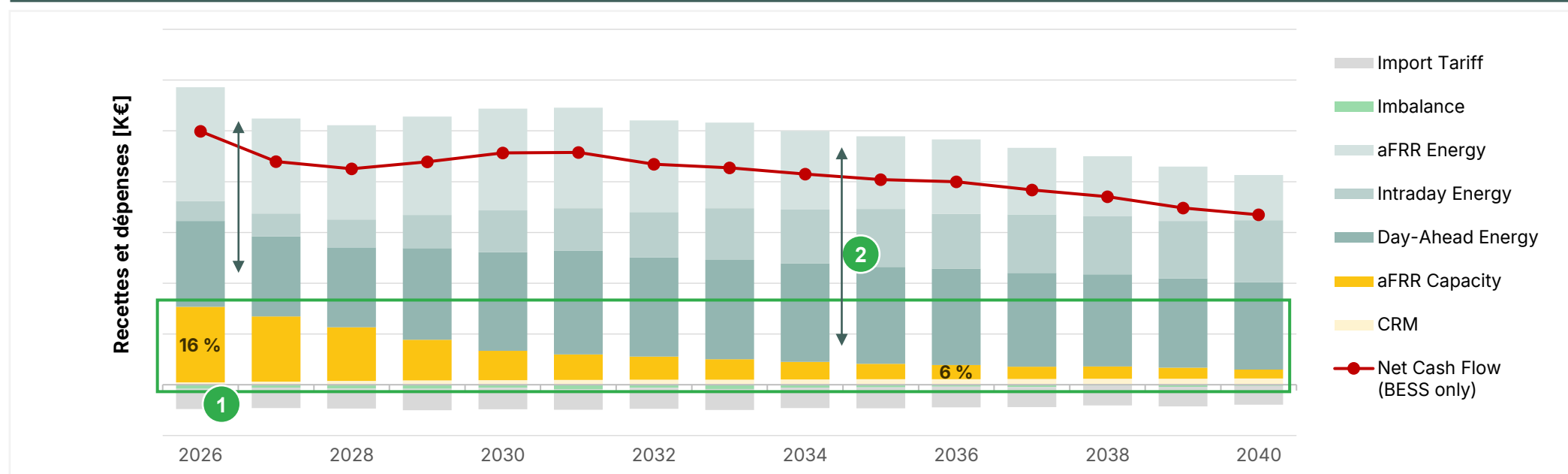
Les revenus résultants alimentent la décision d'investissement :

-  Revenus par marché
-  Cyclage
-  Cash-flows
-  TRI et VAN

Des revenus BESS en évolution

La croissance du parc réduira progressivement la rente des réserves et donnera davantage de poids à l'arbitrage et à l'équilibrage

Analyse de l'évolution des revenus d'un projet BESS standalone type avec mise en service en 2030 :



1

La réserve a une taille de marché limitée destinée à se saturer

- Les marchés de réserve ont une profondeur limitée et devraient saturer à mesure que la capacité BESS se développe, faisant baisser les prix et pesant sur les revenus de capacité de réserve.

- 70 à 80 %
Revenus de capacité
(aFRR + CRM) entre 2026
et 2040

2

Changement de paradigme dans les revenus BESS

- À terme, la saturation des réserves devrait déplacer une part croissante de la valeur du BESS vers les marchés spot et infra journalier ainsi que vers l'équilibrage en temps réel. De 50% en 2030 à 81% en 2046

+ 30 à 40 %
Revenus infra
journaliser dans les
revenus totaux de la
BESS (entre 2026 et 2040)

Acronymes : BESS : Battery Energy Storage System (stockage par batterie) ; CRM : Capacity Remuneration Mechanism (mécanisme de capacité) ; aFRR : automatic Frequency Restoration Reserve (réserve secondaire) ; C&I : Commercial & Industrial ; OPEX : coûts d'exploitation ; TRI : taux de rentabilité interne.

[1] TRI simplifié, avant impôts et sans effet de levier, sur le périmètre marché. [2] Hypothèse d'amortissement : 8 %.

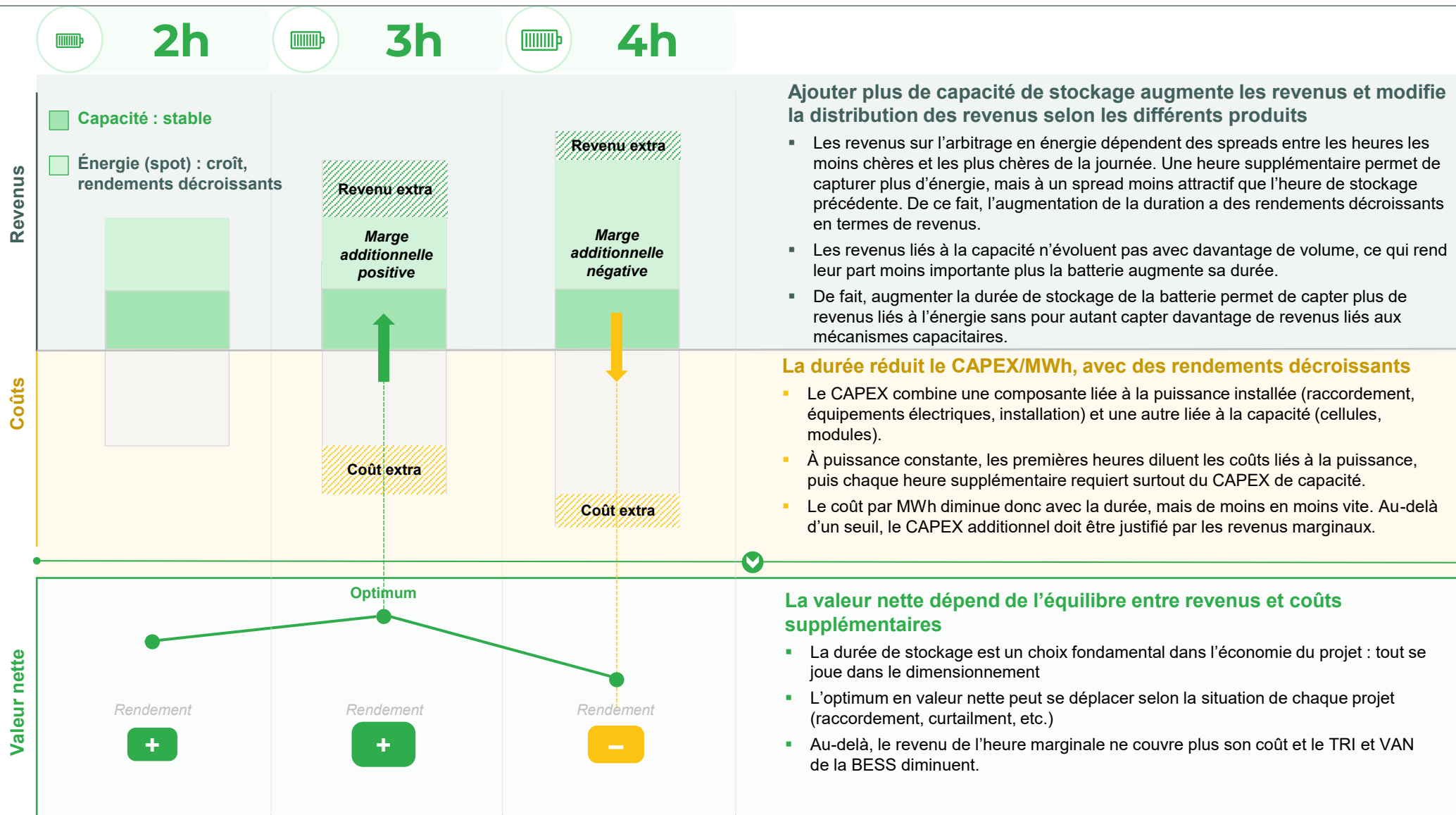


Dimensionnement de la durée de stockage



Le choix de la durée de stockage d'une BESS est un arbitrage entre revenus supplémentaires et coûts supplémentaires.

Revenus, coûts et valeur nette selon la capacité de la batterie, schéma illustratif



BESS de courte ou de longue durée ?

Les BESS avec des mises en service plus éloignées auront des durées plus longues, car la saturation des services système repriorise les revenus d'arbitrage énergie.

Durées courtes (2h et moins)

Durées longues (4 heures et plus)

Stratégie de revenus

Capture de revenus de capacité de services système importante (Réserve primaire et secondaire) pendant les premières années d'opération

Capter des revenus d'arbitrage énergie de façon robuste suite à la cannibalisation des prix des services système

Contraintes de site

Sites à surface limitée

Sites peu contraints en surface

Horizon de mise en service

Surtout 2027 et 2028
Afin de capturer des revenus capacitaires attractifs

2030 et au-delà
Dimensionnées pour un modèle où l'arbitrage énergie génère la plupart du revenu de la BESS

L'impact du raccordement



Le HTB augmente le Capex et diminue l'Opex du TURPE par rapport au HTA, créant des économies projet différentes selon la puissance installée à raccorder.

	 <i>HTA : Jusqu'à 33kV</i>	 <i>HTB : à partir de 60 kV</i>
 Niveau de tension	Distribution - Enedis HTA : 20-33 kV Jusqu'à 17 MW et 25 MW pour des projets PV + BESS colocalisé 0 MW Max 17 MW	Transport - RTE HTB1 : 60-90 kV Au-delà de 17 MW HTB2 très grands projets, rarement utilisé Puissance injectée
 Capex raccordement	Faible à intermédiaire	Élevé Le poste de transformation HTB/HTA alourdit le CAPEX, mais son coût est dilué sur une puissance plus élevée ; poste et frais de raccordement en grande partie fixes
 Opex TURPE fixe et variable	Élevé Part fixe (annuel, €/MW) et part variable (€/MWh)	Intermédiaire Part fixe (annuel, €/MW) et part variable (€/MWh)
 Calendrier du projet	Des délais de plusieurs années en HTB pour le raccordement, décalant la mise en service et affectant sur la valorisation.	
 Contrainte de raccordement	Le raccordement constitue une contrainte structurante du projet dès son développement La puissance de raccordement disponible sur le réseau et les délais de raccordement déterminent souvent le dimensionnement maximal du projet. Ils influencent directement l'économie du projet, ce qui nécessite de les intégrer très en amont dans les hypothèses de développement et le business plan.	

Bancabilité d'un projet BESS

La stratégie d'offtake reste l'un des principaux déterminants des termes de financement.

Offtake

Qualité de crédit et cadre contractuel

- La notation de l'offtaker pèse directement sur les conditions de financement.
- Revue approfondie de l'architecture contractuelle et de la répartition des risques entre producteur et offtaker

Structure des revenus

Mix contracté/merchant

- Préférence marquée des prêteurs pour les profils fully-contracted.
- Une composante merchant peut être retenue, mais avec des hypothèses plus conservatrices : haircut sur les revenus, DSCR plus élevé, revue renforcée des courbes de prix.

Batteries

« BESS state of health »

- La garantie du constructeur (périmètre, durée, solidité du garant, etc.) structure la durée vie de l'actif considéré par les prêteurs et par conséquent la durée du financement.
- Le profil d'utilisation de la batterie devrait être encadré pour garantir son bon fonctionnement sur la durée du prêt consenti. Un covenant sur le cycling pourra être exigé pour aligner les intérêts.

Raccordement

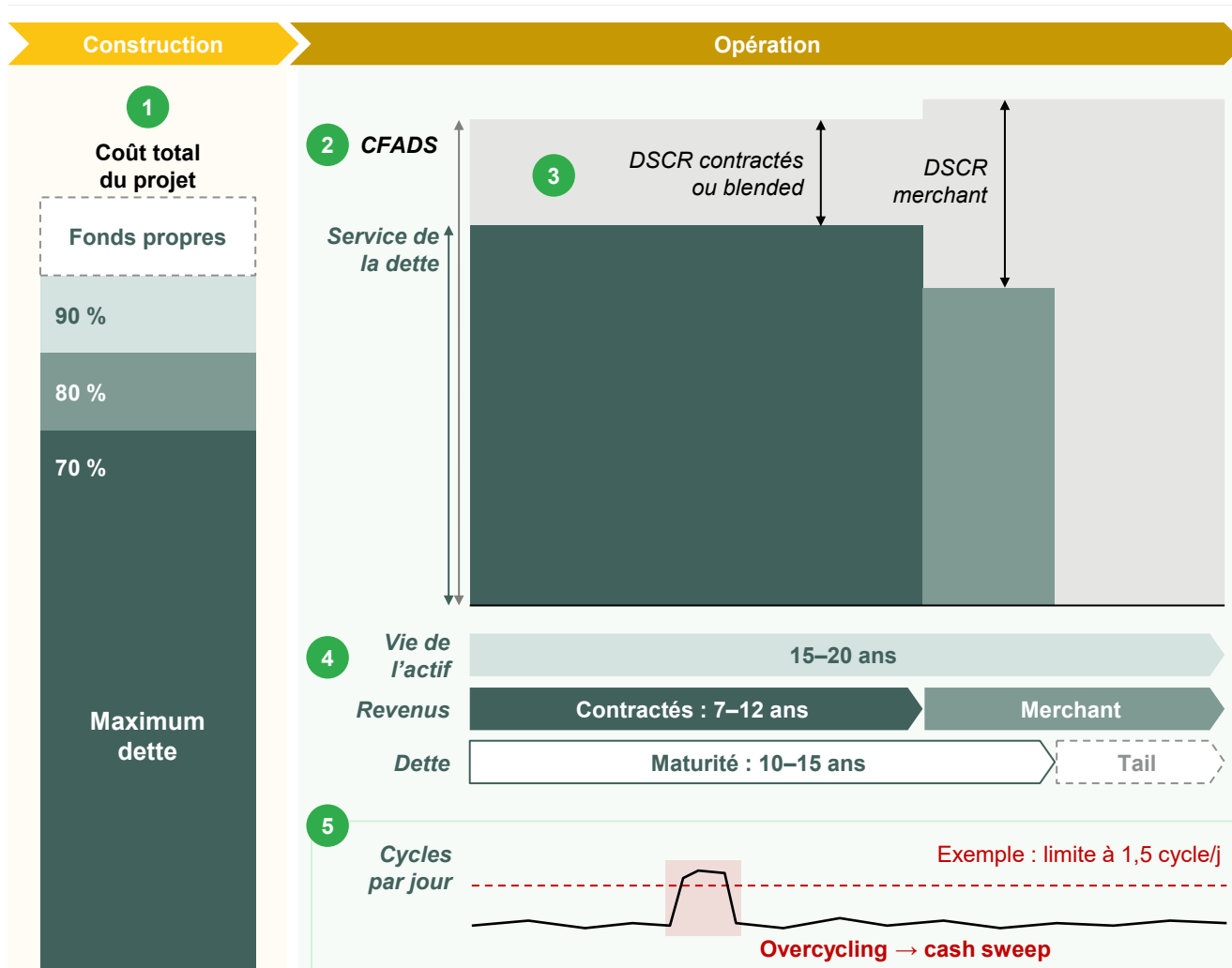
Contraintes réseau

- Les limitations théoriques imposées par RTE (injection et/ou de soutirage) peuvent s'appliquer sans indemnisation et réduire les revenus.
- Les prêteurs ont une position conservatrice en appliquant généralement les limitations dans leur totalité. Cependant, une étude au cas par cas avec un conseil marché, peut permettre de mieux appréhender ce risque.

Structuration d'un financement BESS

Les conditions de financement des BESS se normalisent, mais varient selon les prêteurs. La qualité de la contractualisation des revenus reste structurante.

Paramètres clefs



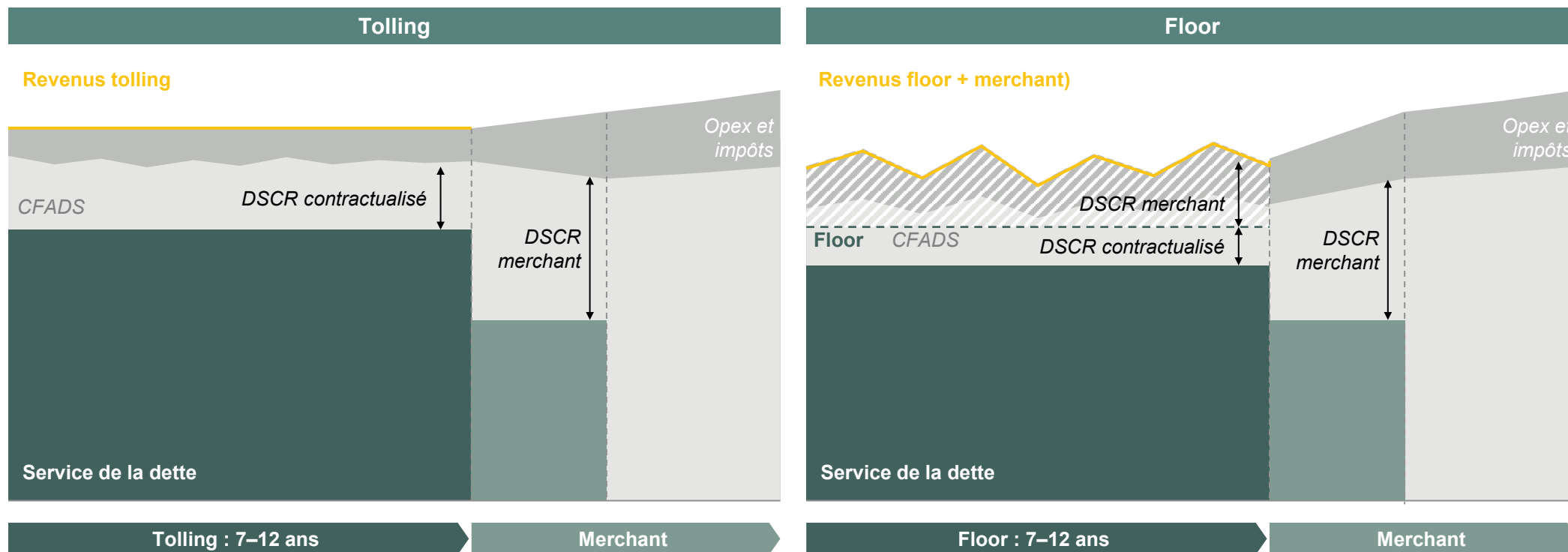
Commentaires

- Déterminer le niveau de levier**
 La dette senior est généralement plafonnée à un **gearing de 70 à 90 % du coût total du projet**, selon les prêteurs. Le plafond tend à être d'autant plus élevé que la **part de revenus contractés** est importante, et à baisser à mesure que l'exposition merchant augmente.
- Définir les CFADS**
 Les CFADS correspondent aux revenus de l'actif nets des opex et des impôts. Calculés sur le cas bancaire, avec des hypothèses de prix merchant prudentes, ils servent de base au dimensionnement et au remboursement de la dette.
- Appliquer les exigences de couverture des prêteurs**
 Le service de la dette est calibré pour respecter un **DSCR minimum de dimensionnement**, différencié selon la nature des revenus :
 - Revenus contractés : 1,15x–1,20x
 - Revenus merchant : 1,70x–1,90x
 - Revenus blended : DSCR pondéré selon la part de revenus
- Calibrer la maturité de la dette**
 La dette est structurée pour être amortie pour l'essentiel sur la période contractée. Selon les prêteurs, une part des revenus merchant est aussi retenue dans le dimensionnement. La maturité finale est bornée par la durée de vie utile de l'actif, avec un tail qui protège les prêteurs.
- Encadrer le cyclage de la batterie**
 Les prêteurs encadrent l'exploitation par des covenants de cyclage, afin de contenir la dégradation et de préserver la durée de vie de la batterie. En cas de dépassement, un cash sweep affecte une part de l'excédent des cashflows au remboursement de la dette.

Dimensionnement de la dette : tolling vs. floor



Le tolling sécurise les meilleures conditions de financement, sur une base de revenus en général inférieure à celle d'un floor qui capte un upside merchant.



Tolling : sizing sur des revenus contractualisés

- Le tolling garantit un revenu fixe sur une période de 7-12 ans, permettant de **dimensionner la dette sur des CFADS fortement sécurisés** (sous réserve de la qualité de crédit du toller). Il est aussi en général soumis à des garanties de disponibilités et de performance.
- L'intégralité des CFADS contractualisés est retenue avec un **DSCR de 1,15x-1,20x**, maximisant ainsi la capacité d'endettement sur la période contractée.
- Au-delà de la période de tolling, les CFADS merchant peuvent être retenus avec un DSCR plus conservateur de 1,7x-1,9x.

Floor : sizing sur le plancher de revenus

- Le floor garantit un niveau minimum de revenus, sur lequel la dette est dimensionnée avec un **DSCR de 1,15x-1,20x**.
- L'upside au-delà du floor, net de la quote-part revenant à l'agrégateur, est **pris en compte de manière plus conservatrice**, avec un DSCR de 1,70x-1,90x.

Note : schéma illustratif, non à l'échelle. Les niveaux de DSCR et les durées correspondent à des fourchettes de marché indicatives.

TEVALI
PARTNERS



06

M&A

11



Marché français du M&A



La recherche de capacités dynamise l'activité des acquéreurs stratégiques ; les investisseurs financiers privilégient les actifs matures

Critères clefs d'investissement



Contrôle

Les acquéreurs visent le contrôle

- La valeur des projets de stockage dépend fortement de la stratégie d'exploitation et de commercialisation des électrons (*go-to-market*)
- Les acheteurs privilégient donc **des positions majoritaires contrôlantes, cherchant le plus souvent à détenir 100 % des actifs**



Mise en service

La date de mise en service est un moteur de valeur

- Les courbes de prix de marché déterminent en grande partie de la valorisation des actifs. Par conséquent, un raccordement trop reculé dans le temps crée d'importantes incertitudes sur les revenus.
- Les investisseurs donnent priorité aux actifs **RtB avec raccordement à la fois sécurisé et dont l'échéance est proche.**



Durée

La durée et sa flexibilité conditionnent l'intérêt des acquéreurs

- Sur une plage 2 h à 4 h, le marché privilégie **les durées longues ou la flexibilité d'ajuster la durée** avant construction pour coïncider avec leur stratégie de commercialisation.



Revenus

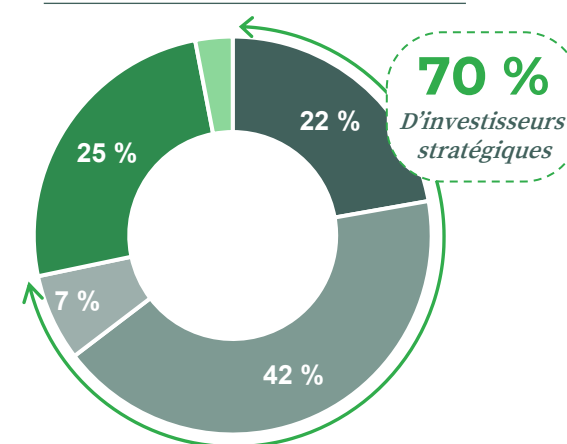
Sécurisation des revenus: floor ou tolling

- Les revenus contractés rendent l'actif finançable et l'ouvrent à l'investissement aux investisseurs financiers à l'acquisition

Profils investisseurs

- Au S1 2026, 70 % des acheteurs de projets BESS en Europe étaient des investisseurs stratégiques (développeurs, IPPs, utilities, industriels).
- La majorité des **acteurs financiers**, bien qu'intéressés par le stockage, **restent prudents en pratique et les shared deals avec un investisseur passif sont encore rares.**

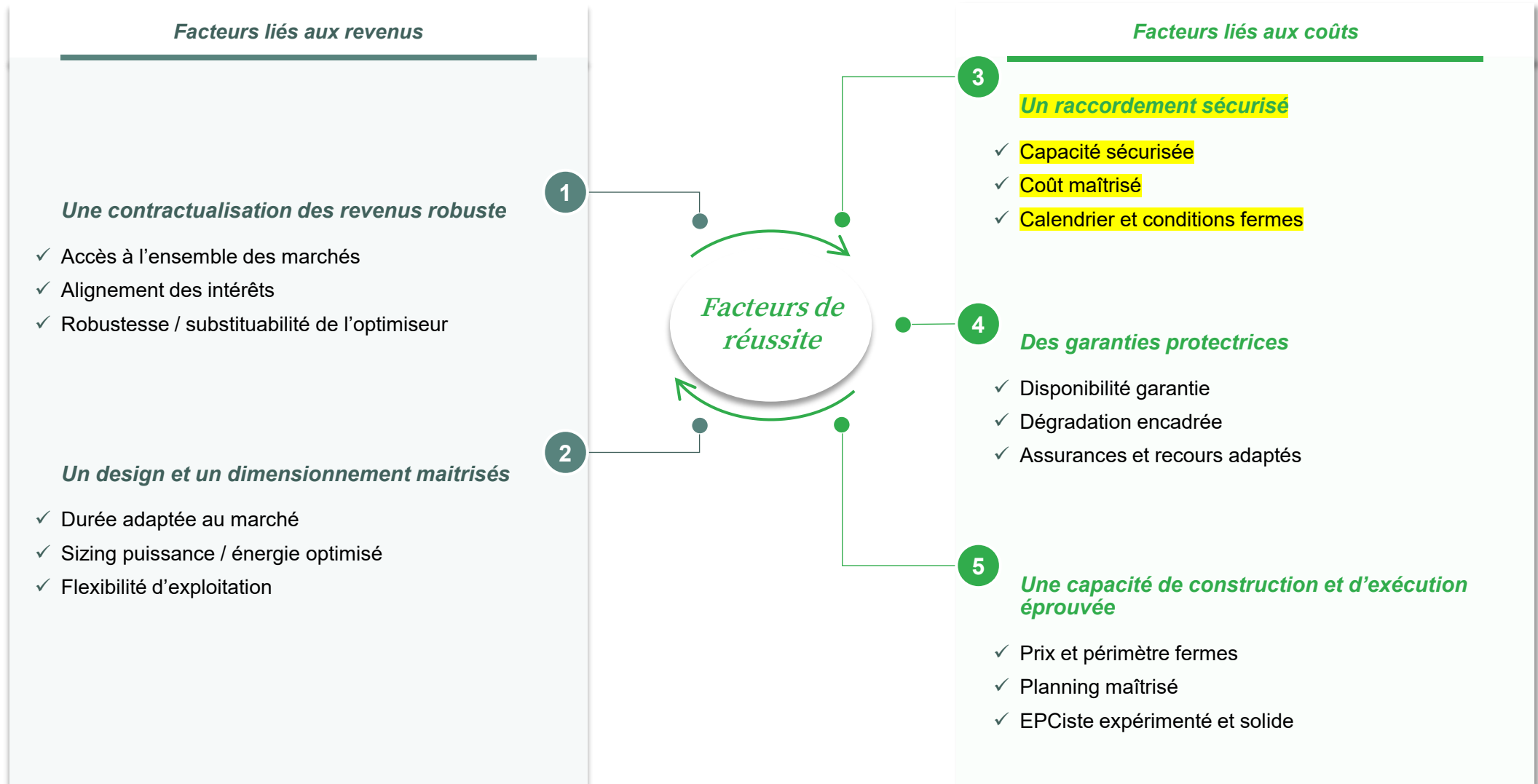
Capacité BESS par type d'acquéreur, Europe continentale S1 2026 (% des MW)



- Développeur
- IPP / énergétique
- Industriel
- Investisseur financier
- Institutionnel

Valeur des plateformes BESS

La valeur du pipeline repose sur la qualité des raccordements, le dimensionnement des projets, la robustesse contractuelle et la capacité d'exécution



Contacts

Pour aller plus loin, n'hésitez pas à nous contacter



Julio Quintela Casal

Founder & CEO

24 rue de Clichy - 75009 Paris
M. + 33 (0)7 81 14 00 72
julio.quintela-casal@forsytenergy.com
forsytenergy.com



Steven Kassab

Founding Partner

9 rue de Téhéran - 75008 Paris
M. + 33 (0)6 58 55 95 95
skassab@tevalipartners.com
tevalipartners.com



Lucas Durupt

Business Development Director

24 rue de Clichy - 75009 Paris
M. + 33 (0)6 24 28 29 45
Lucas.durupt@forsytenergy.com
forsytenergy.com



Bernardo Diaz

Vice President

9 rue de Téhéran - 75008 Paris
M. + 33 (0)6 99 88 60 78
bdiaz@tevalipartners.com
tevalipartners.com



 Forsyt Energy

www.forsytenergy.com

www.tevalipartners.com