

**Étude de développement de  
batterie FTM du XX/XX/20XX  
au XX/XX/20XX pour XXX**

Notations.....	4
Hypothèses.....	11
Communes.....	11
Backtest.....	12
Prévisionnel.....	12
Site.....	13
Centrale.....	13
Stockage.....	13
Composants.....	14
Modélisation.....	19
Certification.....	21
Raccordement.....	22
Flux financiers.....	24
Stabilisation du réseau via SSYf.....	25
FCR.....	26
aFRR.....	29
Mécanisme de capacité.....	33
Achat / Vente d'électricité (wholesale).....	34
Arbitrage day-ahead.....	34
Arbitrage intraday.....	37
Taxes.....	44
Pilotage physique.....	46
Dégradation.....	46
Consommation des auxiliaires.....	46
Agrégation.....	47
Frais d'émission d'ordres.....	47
Frais d'agrégation.....	47
Production.....	47
Étude.....	48
Simulateur.....	48

Analyse des forecasts.....	49
Dimensionnement.....	53
Objectif.....	53
Méthode.....	54
Résultats.....	54
Revenu optimisable détaillé.....	56
CAPEX / OPEX.....	59
Exploitation.....	60
Cyclage.....	60
Dégradation.....	61
Flux d'énergie.....	62
Analyse de sensibilité.....	65
Pas de SSYf.....	67
Forecast Low.....	70
Forecast High.....	72
Mise en service.....	72
Normes.....	72
Étapes.....	75
Financement.....	77
Conclusion.....	79

# Hypothèses

## Communes

1. **Pas d'impact de marché** : Les ordres passés par la batterie n'influencent pas les prix de marché.
2. **MECAPA constant** : Le mécanisme de capacité a une valeur annuelle constante.
3. **Activation aFRR au prix marginal** : Le signal Ni (Taux d'activation par RTE de la batterie sur la réserve secondaire) est déduit de la façon dont on mise sur l'aFRR et des prix marginaux de l'aFRR.
4. **TURPE actuel** : Le prix du TURPE dans le futur sera considéré comme égal au prix du TURPE actuellement en vigueur<sup>1</sup>.
5. Prix de la production, il correspond à une des 3 options, choix unique.
  - a. **100% marchand** : la production du parc livrée sur le réseau est vendue au SPOT en tant que "pay as produce", les coûts éventuels des écarts de production du parc sont assumés par l'agrégateur et la production peut être écrêtée.
  - b. **Complément de rémunération** : le prix de rachat de la production est fixe. En cas de prix day-ahead négatif la production est écrêtée en totalité.
  - c. **Obligation d'achat** : le prix de production est fixe, la production ne peut pas être écrêtée.
6. **Consommation prioritaire** : La consommation ne peut pas être bridée

---

<sup>1</sup> Lien vers les tarifs TURPE pris en compte :

[https://www.services-rte.com/files/live//sites/services-rte/files/documentsLibrary/Plaque\\_tariTURPE\\_TURPE\\_7\\_Consummateurs\\_et\\_Producteurs\\_6805\\_fr](https://www.services-rte.com/files/live//sites/services-rte/files/documentsLibrary/Plaque_tariTURPE_TURPE_7_Consummateurs_et_Producteurs_6805_fr)

7. **Arbitrage BTM** : Un site raccordé en BTM qui fait de l'arbitrage sur les marchés de gros doit émettre un NEBCO au moins 1H avant le bloc échangé, sans coût versé au fournisseur, mais avec un coût pour l'émission au gestionnaire de réseau.
8. **aFRR dissymétrique** : La batterie participe de façon dissymétrique aux marchés aFRR.
9. **Temps d'activation nul** : Les temps des rampes d'activation sur les services systèmes sont nuls.
10. **CID net de cycles** : La participation au marché intraday continu ne modifie pas le nombre de cycles, sa valeur par jour est tirée de statistiques de performance moyenne réalisée par StackEase en opération à date. La participation ou non de la batterie aux marchés de réserve est également prise en compte dans l'estimation de cette valeur.

## Prévisionnel

1. **FCR énergie nulle** : La valeur de la FCR en énergie et son terme correctif aux écarts est nulle, le SoC de la batterie n'évolue pas quand elle fait de la FCR. Cette hypothèse est cohérente avec nos observations opérationnelles.
2. **Prix des écarts indexé sur celui du day-ahead** : Le coût des écarts, s'il n'est pas fourni, sera indexé sur celui du day-ahead.
3. **Prévision Parfaite** : la production du parc est connue à l'avance parfaitement. Les prix des marchés à enchère : day-ahead, FCR capacité, aFRR capacité UP et Down sont parfaitement connus à l'avance eux aussi.

...

EXTRACT

# Étude

Caractéristiques :

- L'étude est faite du XX/XX/20XX au XX/XX/20XX
- Seule une batterie est présente sur le Site.
- La puissance de raccordement du site est de XX MW
- Les efficacités de la batterie sont de XX% à la charge et à la décharge

## Simulateur

StackEase s'appuie sur son expérience opérationnelle pour réaliser les études. La séquence d'actions, comme les algorithmes utilisés, sont communs aux backtests, aux prévisionnels, ou aux opérations à l'exception de l'étape 3 (simulation de production, génération et activation). Pour un jour "D" de simulation, elle est décomposée comme suit :

1. **En D-1 : Génération ou récupération de forecasts** valables à la date de la simulation. Cette action n'est pas applicable en prévisionnel où les prix des forecasts long-terme sont utilisés à la fois pour la prise de décision en D-1 et pour le calcul du revenu net.
2. **En D-1 : Arbitrage** sur les actions des différents éléments du site (batterie, écrêtage de production etc...) et les actions sur les marchés (de Gros ou de réserve) associés, afin de maximiser le revenu de l'ensemble du site.
3. **En D : Simulation** de la production, de la consommation et la batterie, y compris l'activation liée aux services systèmes et au respect des règles de programmation. Le pas des simulations est de 2s pour les backtest et 15min pour les prévisionnels.

4. **En D : Reconstitution du PnL** global en croisant les résultats marchés avec les actions arbitrées précédemment.

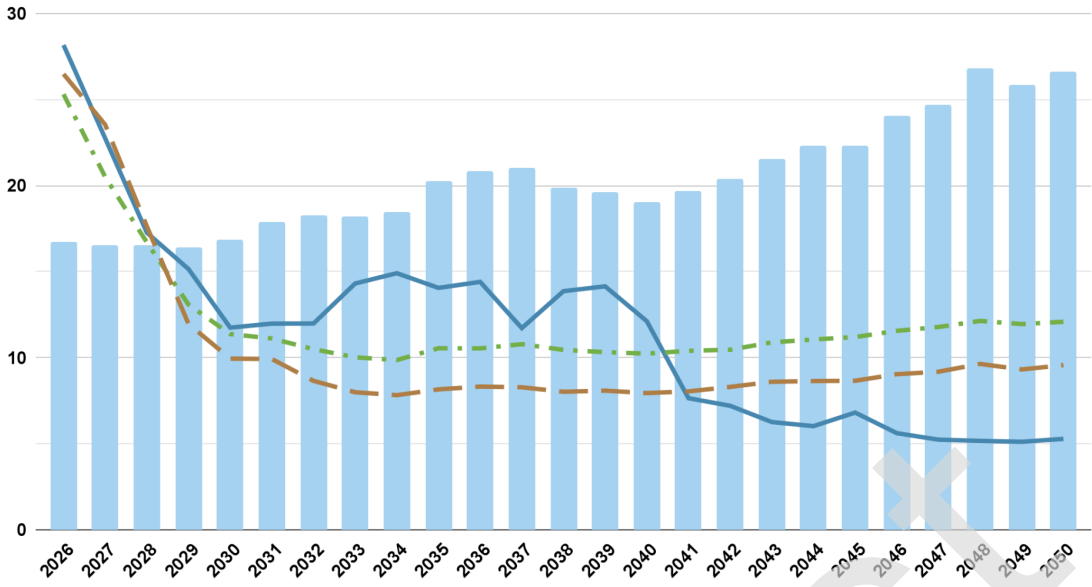
Cette séquence d'action se répète pour l'ensemble des jours de la simulation (backtest ou prévisionnel), et permettent d'obtenir le **détail des opérations et du revenu net au pas de temps 15min** pour la durée de la simulation.

Les données des forecasts long terme sont au pas de temps 15min ou 1H selon les prévisionnistes alors que les données pour déterminer l'activation en temps réel sont de 10s sur la FCR et 4s sur l'aFRR. La partie Simulation (point 3 ci-dessus) est donc calibrée sur un overlap de temps commun entre les prix des forecasts long terme et les observations terrain afin d'avoir des résultats cohérents.

Le CID peut être simulé en direct via des outils de shadow trading mais il ne peut pas être simulé ni en backtest, ni en forecast de revenus long terme. Par conséquent sa valeur est estimée à partir de résultats opérationnels disponibles à date et du revenu du day-ahead.

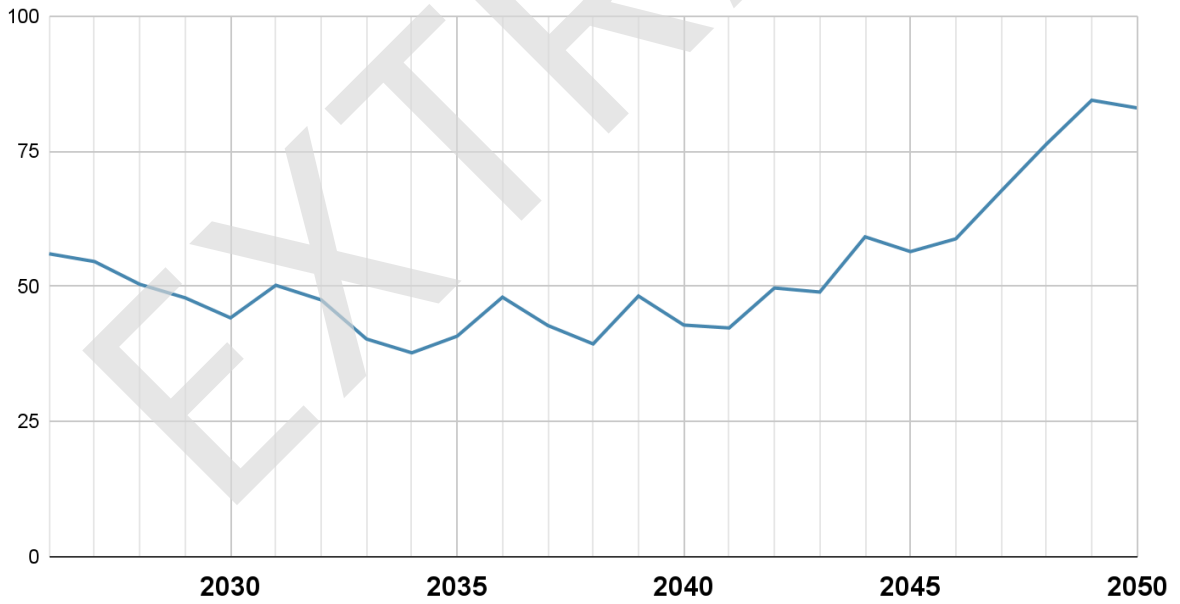
## **Analyse des forecasts**

...

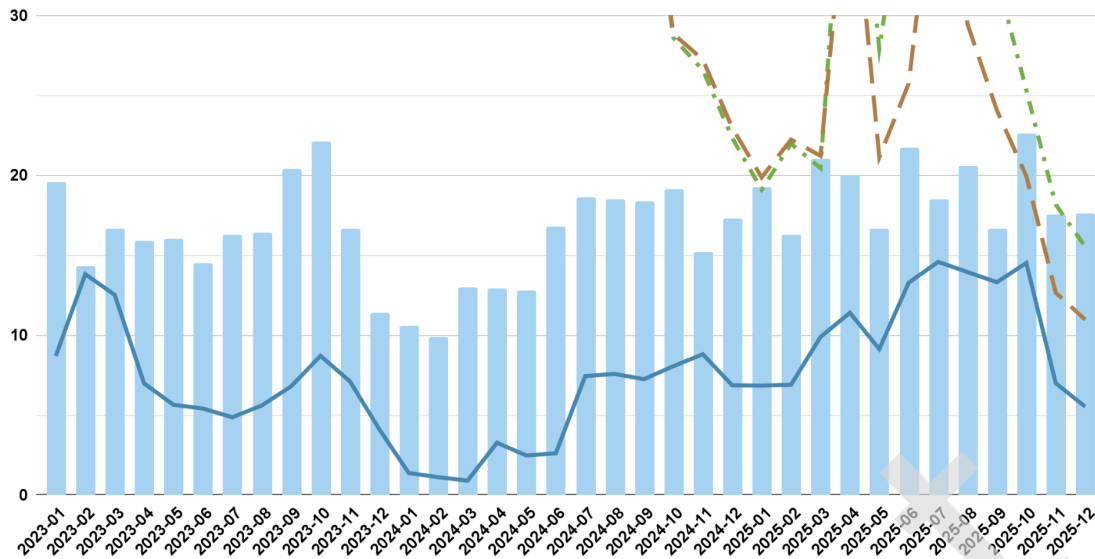


...

Day-ahead price (€/MWh)



...



...

## Dimensionnement

### Objectif

Afin de refléter au mieux l'intérêt financier d'un projet, c'est la Taux de Retour sur Investissement (TRI) que l'on cherche à maximiser dans une étude de dimensionnement.

Le tri est le taux d'intérêt pour lequel la Valeur Actualisée Nette (VAN) est nulle. La formule de la VAN est défini ci-après :

$$0 = VAN = \sum_{t=1}^T \frac{\text{profit}_t - OPEX_t - IS_t}{(1 + TRI)^t} - CAPEX$$

Les éléments de la formule sont :

- $\sum_{t=1}^T$  : Somme depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année de fin d'exercice, soit du XX/XX/20XX au XX/XX/20XX.

- $profit_t$  : est le profit annuel tel que défini dans les notations, hors coût de dégradation de la batterie. Il inclut le TURPE variable, le TURPE fixe et la consommation des auxiliaires.
- $OPEX_t$  : sont les coûts d'exploitations :
  - Frais d'agrégation pris sur le profit hors TURPE fixe.
  - Taxes : accise, CTA, IFER, taxe d'aménagement, taxe foncière, CFE, CVAE.
  - O&M : frais de gestion interne, sous-traitance, maintenance, assurance.
  - Autres : loyer du foncier, comptabilité, internet.
- $IS_t$  : Impôt sur les sociétés.
- $CAPEX$  : Investissement initial.
- $TRI$  : Taux de retour sur investissement.

...

## Méthode

...

## Résultats

Les batteries étudiées en dimensionnement donnent les résultats suivants :

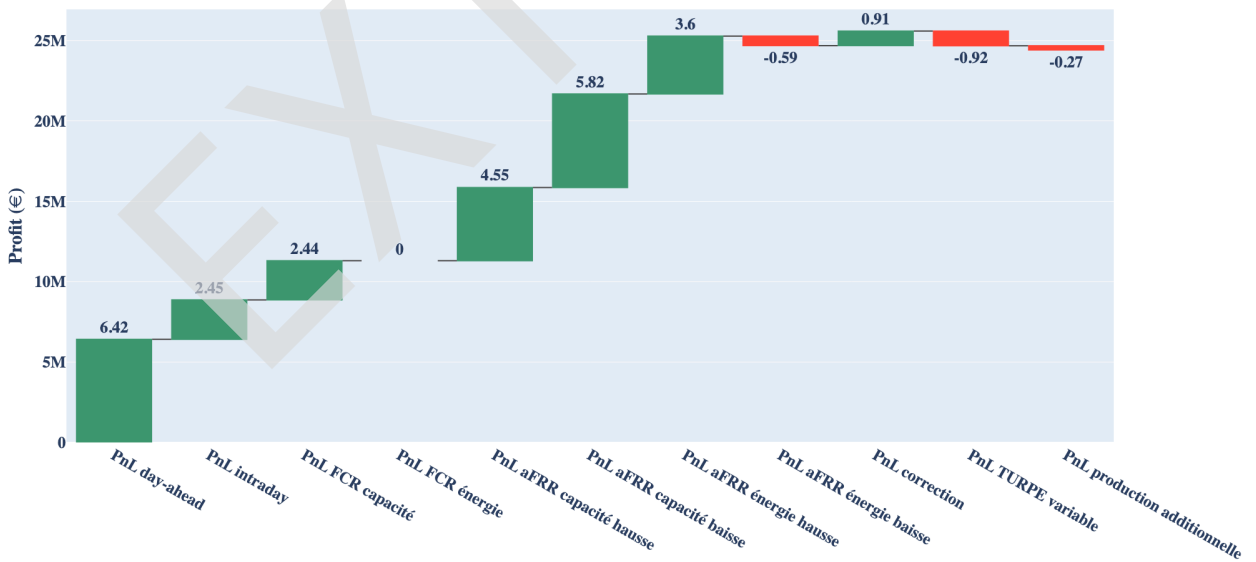
Puissance (MW)	Capacité (MWh)	CAPEX (m€)	TRI Projet (%)	TRI Equity (%)	VAN Projet (m€)
XX	XX	XX	XX	XX	XX
XX	XX	XX	XX	XX	XX

XX	XX	XX	XX	XX	XX
XX	XX	XX	XX	XX	XX
XX	XX	XX	XX	XX	XX
XX	XX	XX	XX	XX	XX
XX	XX	XX	XX	XX	XX
XX	XX	XX	XX	XX	XX
XX	XX	XX	XX	XX	XX
XX	XX	XX	XX	XX	XX
XX	XX	XX	XX	XX	XX

...

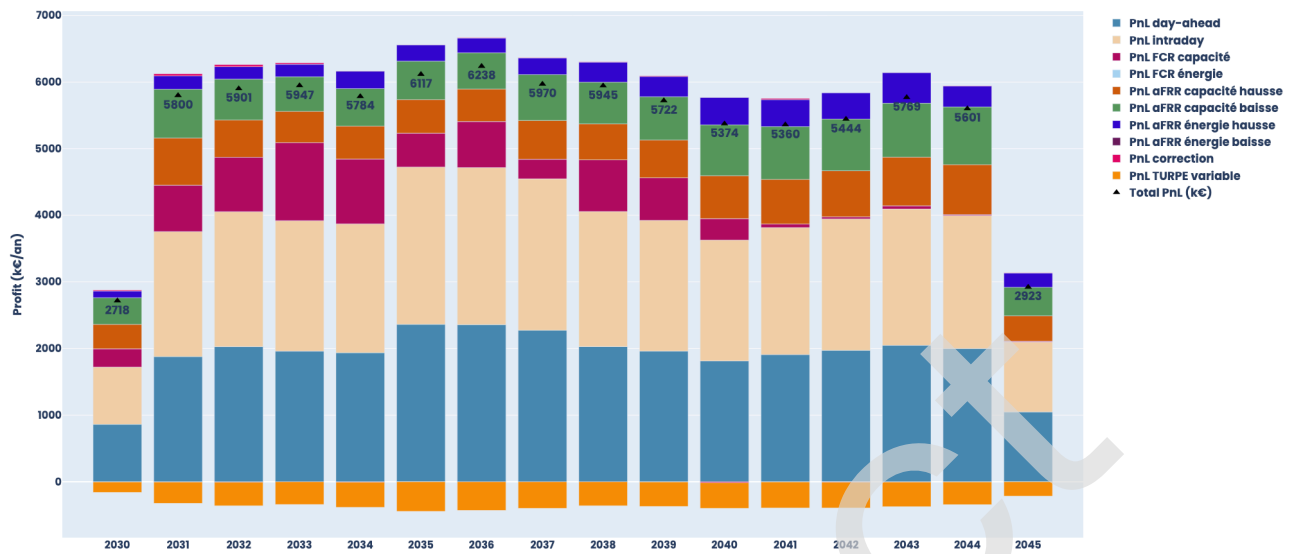
## Revenu optimisable détaillé

...

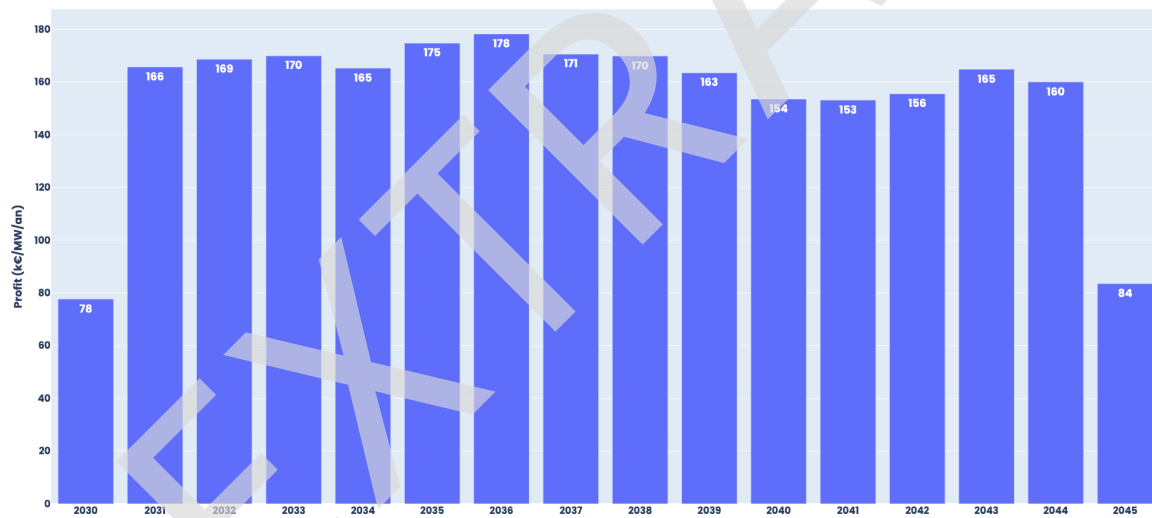


...

Le détail du revenu net optimisable année par année, tel que défini dans la section [Notations](#) est disponible ci-dessous.



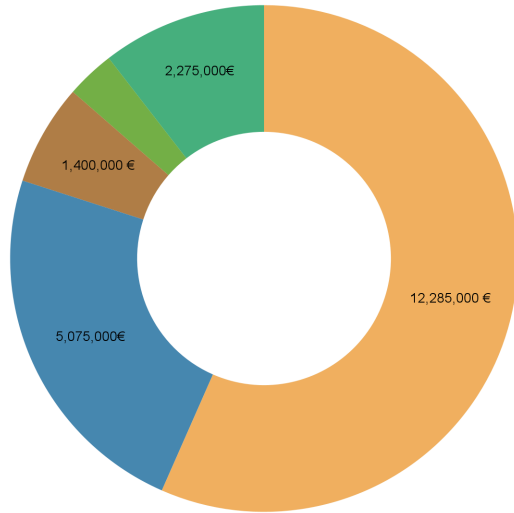
...



...

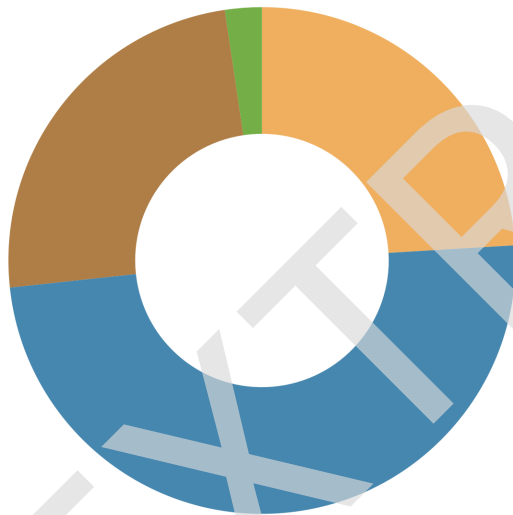
## CAPEX / OPEX

...



- Batterie + system & Equipment (€)
- EPC, PCS, civil engineering and project management (€)
- Grid connection fixed costs (excluding Quote-Part) (€)
- Grid connection variable cost per meter (excluding Quote part) (€)
- Development (Permitting et conseil) (€)

...



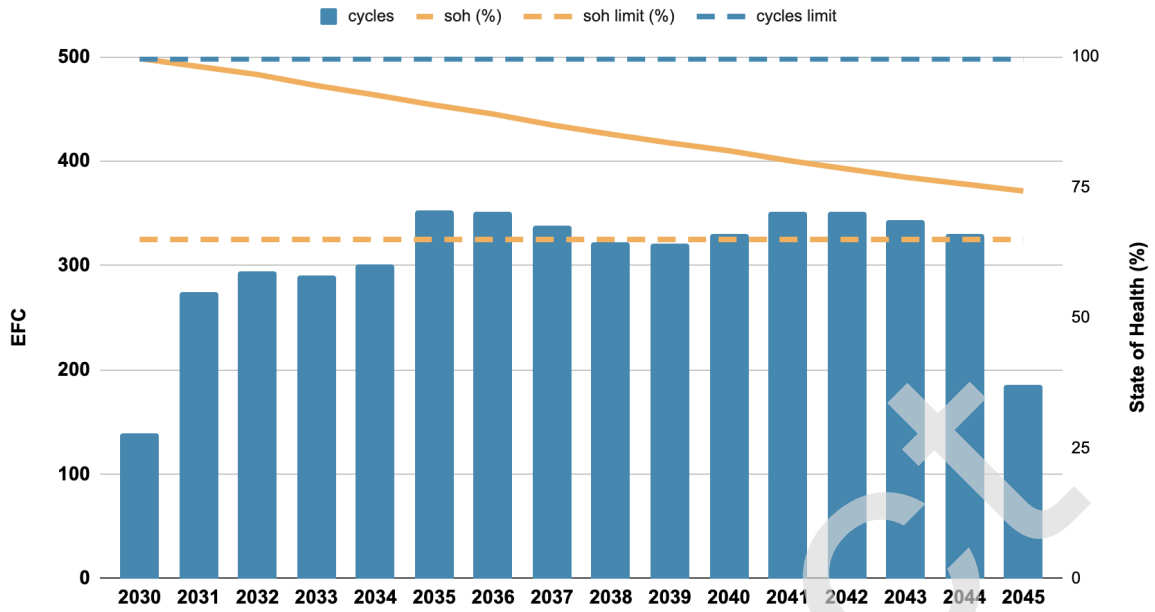
- Agrégateur
- Taxes
- O&M
- Autres coûts

...

## Exploitation

## Cyclage

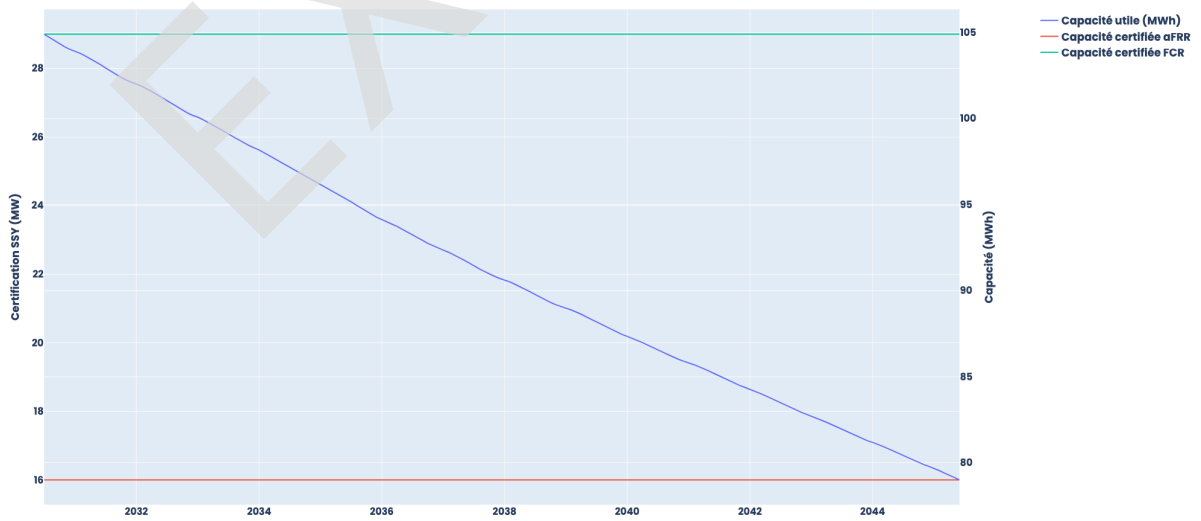
...



..

## Dégradation

..



..

# Analyse de sensibilité

...

<b>Puissance (MW)</b>	<b>Capacité (MWh)</b>	<b>TRI Projet (%)</b>	<b>VAN Projet (m€)</b>	<b>Type</b>
XX	XX	XX	XX	Pas de FCR
XX	XX	XX	XX	Pas d'aFRR
XX	XX	XX	XX	Pas de SSYf
XX	XX	XX	XX	Pas d'intraday
XX	XX	XX	XX	Forecast Low
XX	XX	XX	XX	Forecast High
XX	XX	XX	XX	Retard de projet

...