

Impact de stockeurs participant aux marchés de l'énergie sur les réseaux de distribution

Lucas LAFAYE, Rémy RIGO-MARIANI, Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT, Vincent DEBUSSCHERE
Univ. Grenoble Alpes, CNRS, Grenoble INP, G2Elab Grenoble, 38000, France

RESUME - Cet article étudie l'impact d'un système de stockage batteries connecté sur un poste source de distribution et participant aux marchés de l'énergie Day-Ahead (DA) ou Frequency Containment Reserve (FCR). La fourniture de ces produits se traduit en effet par des profils de puissance de charge/décharge qui s'ajoutent aux profils naturels des poste sources auxquels sont connectés ces stockeurs. Ces profils sont décorrélés des usages électriques initialement présents dans la zone de connexion et peuvent donc entraîner des contraintes techniques imprévues. Ce papier quantifie donc l'impact de stockeurs opérant sur les marchés de gros en étant connectés au niveau du réseau de distribution à travers une sélection de métriques. Le nombre de changement de prise du régleur en charge est notamment impacté de manière importante dans le cas d'une participation du stockeur connecté au poste source au marché DA, ce qui est moins le cas avec la FCR.

Mots-clés—stockage, services systèmes, réseaux électriques

1. INTRODUCTION

Depuis plusieurs années, l'évolution de la réglementation permet à des exploitants de moyens de stockage hors hydrauliques de participer aux différents marchés de l'électricité - i.e. marchés de capacité, d'énergie (Day-Ahead DA, Intraday), et des marchés d'équilibrage (frequency Containment reserve FCR et automatic Frequency Restoration Reserve aFRR). La possibilité de fournir plusieurs services simultanément est une source de maximisation du retour sur investissement des systèmes de stockage batteries (BESS)[1]. En France en 2023, ce sont 10 unités de stockage de puissance moyenne de 27 MW connectées sur le réseau de transport HTB et 305 unités de puissance moyenne 1,3 MW connectées dans le réseau de distribution HTA[2]. L'impact de ces systèmes de stockage sur le fonctionnement des réseaux électriques, et en particulier les réseaux moyenne tension, est encore peu connu malgré ce développement d'ampleur. L'article [3] explore par exemple la question des variations de tension induites par un stockage connecté au sein de postes sources à différents niveaux (33kV et 132kV) opérant en FRR. Les simulations montrent que les fortes variations de puissance induisent un impact significatif sur la tension au niveau du poste source. Afin de limiter ces variations, l'article [4] présente une optimisation combinée entre l'arbitrage sur le marché DA et une optimisation temps réel déterminant la puissance réactive à absorber/injecter pour contenir les oscillations de tension. Le présent papier s'inscrit dans la continuité de ces travaux, en quantifiant l'impact d'un stockage connecté en départ direct d'un poste source. Deux métriques sont considérées : i) le nombre de changements de prise (on-load tap changer OLTC) du transformateur du poste source (HTB/HTA) et ii) la valeur du pic de puissance soutirée et/ou injectée.

2. METHODOLOGIE

La modélisation d'un stockage opérant sur un marché et connecté à un poste source est illustrée Fig. 1. Un outil de planification opérationnelle à base d'optimisation [5] est tout d'abord utilisé pour générer les profils de charge/décharge du BESS fournissant des produits d'énergie et de réserve. Afin de prendre en compte un potentiel soutient en tension de la part du stockage, un tangente phi fixe à l'injection est prise en compte. Les profils batterie sont ensuite agrégés aux profils de charge initiaux du poste source et une analyse réseau est effectuée par pas de 10s avant de calculer les métriques d'impact.

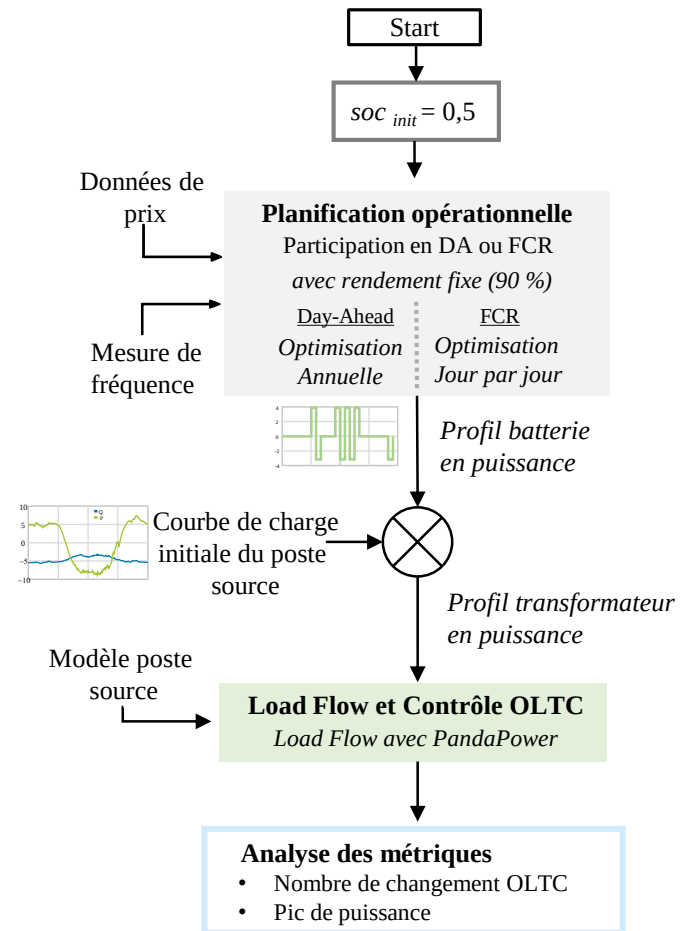


Fig. 1 Simulation d'un BESS connecté à un poste source et analyse des métriques

2.1. Modèle du stockage

Le modèle de BESS considéré prend en compte la capacité du stockage en énergie (E_{bat}), les rendements de charge et décharge (η^+ , η^-), les puissances activées ($p_t^{+/}$), ainsi que l'état de charge initial et final.

La contrainte (1) met à jour l'état de charge de la batterie à l'instant $t+1$ entre ses bornes (2). Enfin la contrainte (3) assure que l'état de charge finale soit identique à celui initial.

$$soc_{t+1} = soc_t + (p_t^- \times \eta^- - p_t^+ / \eta^+) \times 100 \times dt / E_{bat} \quad (1)$$

$$soc_{min} \leq soc_t \leq soc_{max} \quad (2)$$

$$soc_{t=T+1} = soc_{t=0} \quad (3)$$

La contrainte (4) assure que la puissance échangée par la batterie ne dépasse pas sa puissance installée ($\overline{P^{max}}$) mais également l'absence de charge (p_t^-) et de décharge (p_t^+) simultanées à l'aide d'une variable binaire (u_t).

$$\begin{aligned} 0 \leq p_t^+ &\leq \overline{P^{max}} \times u_t \\ 0 \leq p_t^- &\leq \overline{P^{max}} \times (1 - u_t) \end{aligned} \quad (4)$$

2.2. Marché Day-Ahead (DA)

Un stockage opérant sur le marché DA réalise un profit en arbitrant les prix c'est-à-dire en profitant des écarts durant une journée. Par exemple en se chargeant vers le pic de production solaire (13h-15h) où le prix spot est faible et se déchargeant lors du pic de consommation (19h-20h) où le prix marché est le plus élevé. La résolution du marché DA est d'une heure ($dt^{da} = 1h$). L'horizon de l'optimisation en phase opérationnelle est d'un jour.

L'objectif (5) est donc de maximiser la somme sur une année des coûts / bénéfices issus de l'échange d'énergie par l'achat, i.e. la charge de la batterie (p_t^{da-}) et la vente i.e. la décharge (p_t^{da+}) sur le marché DA définit par son prix (π_t^{da}) exprimé en €/MWh.

$$\max_{p_t^{da-}, p_t^{da+}} obj = \sum_{t^{da} \in T^{da}} \pi_t^{da} \times (p_t^{da+} - p_t^{da-}) \times dt^{da} \quad (5)$$

2.3. Réserve primaire de fréquence « Frequency containment reserve » FCR

Un stockage peut également participer aux services système de fréquence. Dans le cas du réglage primaire, la batterie module sa puissance de charge/décharge en fonction de la déviation de fréquence. Le profit économique dépend d'une rémunération pour une puissance réservée ($p_{t^r}^{res}$), en J-1 sur un créneau de 4h et suivant le prix du marché ($\pi_{t^r}^{res}$) en €/MW. L'énergie activée en réponse à des déviations de fréquence est rémunérée dans le cas d'une décharge (régulation à la hausse) ou payée dans le cas

d'une charge (régulation à la baisse) au prix ($\pi_{t^a}^{fcr}$ en €/MWh au pas de temps de 30 minutes).

$$\max_{p_{t^r}^{res}} obj = \sum_{t^r \in T^r} \sum_{t^a \in T^a} \underbrace{\pi_{t^r}^{res} \times p_{t^r}^{res}}_{\text{Puissance réservée}} + \underbrace{\pi_{t^a}^{fcr} \times (p_{t^a}^{fcr+} - p_{t^a}^{fcr-})}_{\text{Energie activée}} \times dt^a \quad (6)$$

L'objectif de l'optimisation (6) est de maximiser ce profit économique sur le marché FCR. Ainsi, la variable à optimiser est la puissance réservée sur six créneaux de 4h ($T^r = 6$). La puissance échangée est, quant à elle, définit toutes les 10 s (dt^a) (7). Elle dépend de la déviation de fréquence (Δf_{t^a}) ainsi que la puissance réservée, le tout pondéré par un gain de l'entité de réserve K égale à 5 Hz⁻¹.

if $\Delta f_t \geq 0$:

$$\begin{aligned} p_{t^a}^{fcr,-} &= -K \times \Delta f_{t^a} \times p_{t^r}^{res} \\ p_{t^a}^{fcr,+} &= 0 \end{aligned} \quad (7)$$

else :

$$\begin{aligned} p_{t^a}^{fcr,+} &= -K \times \Delta f_{t^a} \times p_{t^r}^{res} \\ p_{t^a}^{fcr,-} &= 0 \end{aligned}$$

De plus, un stockage opérant sur la FCR doit être capable d'injecter ou d'absorber pendant 15min la puissance réservée en cas d'urgence [6]. Cela a pour conséquence de modifier la contrainte (2) sur les limites de l'état de charge, qui devient alors l'inégalité présentée par la nouvelle contrainte (8).

$$soc_{min} + p_{t^r}^{res} \times \frac{1}{4} \times \frac{1}{\eta^+} \times \frac{1}{E_{bat}} \leq soc_t \leq soc_{max} - p_{t^r}^{res} \times \frac{1}{4} \times \eta^- \times \frac{1}{E_{bat}} \quad (8)$$

2.4. Modèle du Poste Source

Le cas d'étude considéré dans cet article est celui du raccordement d'un BESS sur un départ direct au niveau d'un poste source. Les profils de charge/décharge obtenus s'ajoutent donc aux profils naturels des postes sources auxquels le BESS est connecté. Afin d'étudier l'impact potentiel sur les changements de prise du régulateur en charge du poste source, le modèle simplifié de la Fig. 2 est considéré. Le réseau amont HTB est représenté par une impédance équivalente x_{HTB} déterminée à l'aide de la puissance de court-circuit S_{cc} . Le poste source composé d'un seul transformateur est représenté par ses caractéristiques techniques : puissance apparente $S_{transfo}$, tension de court-circuit U_{cc} ainsi que la position du régulateur en charge.

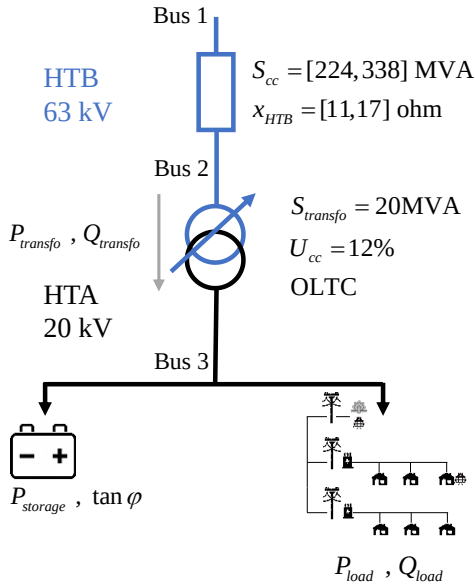


Fig. 2. Modèle simplifié d'un poste HTB/HTA

L'objectif du régulateur en charge est de maintenir, à une valeur de consigne, la tension secondaire du transformateur, dans la limite du nombre de prises du régulateur disponibles. Pour éviter un nombre de changements trop important qui conduirait à une dégradation rapide de l'appareil, plusieurs paramètres sont pris en compte, Fig. 3. Tout d'abord, une bande morte en tension (± 0.01 p.u) autour de la tension de consigne est considérée. Une hystérésis temporelle au premier changement ($\Delta t_1 = 60$ s) ainsi qu'aux changements consécutifs ($\Delta t_2 = 10$ s) est mise en place. Une tension de consigne de 1.2 p.u au niveau du secondaire du transformateur (bus 3) est choisie. De plus, l'écart de tension entre deux prises consécutives est égale à 0.01 p.u.[7]

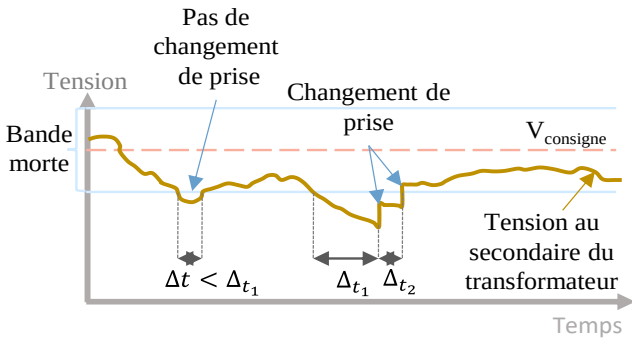


Fig. 3. Dynamique du régulateur en charge

3. RÉSULTATS

La méthode présentée dans la section précédente est utilisée pour simuler l'opération d'une batterie de 5MW/5MWh puis de 10MW/10MWh connectée à un poste source de 20MVA (un transformateur de 20MVA) et opérant sur le marché DA ou FCR durant un mois (données historiques de juin 2024 en France). Un seul mois est simulé par contrainte de temps de calcul. En effet, le pas de temps utilisé est de 10s, correspondant au profil FCR. Ainsi, les pas de temps de tous les profils de puissance sont harmonisés à 10s par interpolation linéaire. Les profils de charge initiaux du poste source proviennent du gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS. Une importante quantité d'ENR est présente en aval du poste considéré ce qui conduit à refouler de la puissance vers le réseau public de transport (RPT) Fig. 4 a). De plus, le cas d'étude sélectionné présente de grandes

longueurs de câbles HTA souterrains ce qui se traduit par un refoulement de puissance réactive vers le RPT.

3.1. Cas de référence

Une faible puissance de court-circuit coté réseau HTB est considérée ($S_{cc} = 224$ MVA). La Fig. 4a) illustre une courbe de charge du transformateur sur un jour sans BESS. La tension du bus 3 est illustrée par la Fig. 4 b). La variation de cette dernière est corrélée aux variations de puissances réactives. Ces dernières dépendent du type de charge mais aussi de la production d'ENR. En effet, les producteurs doivent respecter une loi tangente phi à l'injection, ce qui se traduit par une absorption de puissance réactive de leur part (visible sur la Fig. 4a). Dans le cas présenté, la variation de tension induit deux changements de prise du régulateur en charge sur la journée considérée.

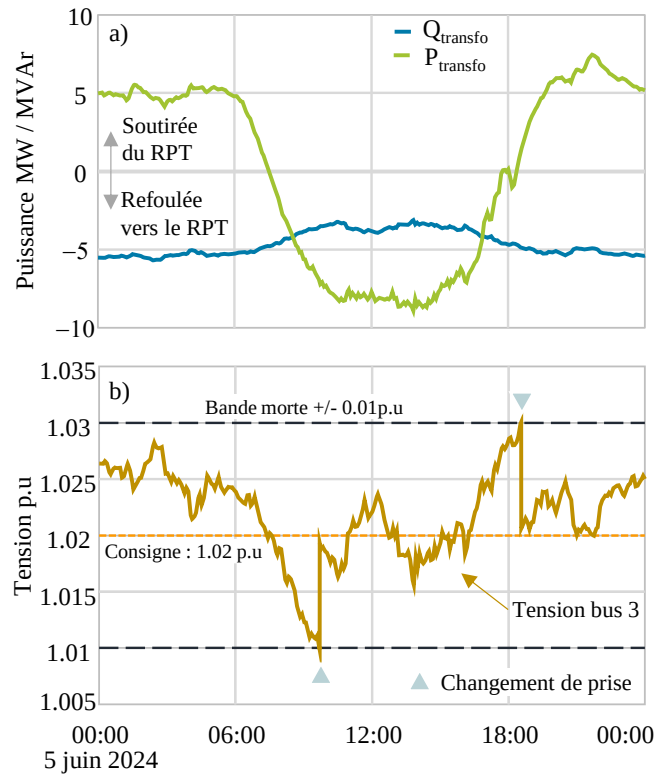


Fig. 4 a) Courbe de charge du transformateur sans BESS, b) Tension de sortie du transformateur

3.2. Day-Ahead

L'ajout d'un BESS échangeant uniquement de la puissance active n'a que très peu d'impact sur la tension au niveau du poste source. Cependant, si le stockage se voit imposer une loi tangente phi à l'injection alors l'impact sur la tension n'est plus négligeable. La Fig. 5 a) montre une courbe de charge du transformateur avec une batterie de 5MW/5MWh opérant sur le marché DA durant un jour. Une loi $\tan \varphi = -0.3$ à l'injection est également considérée. Ainsi, la courbe de puissance active initiale du poste source se voit ajouter les créneaux de puissance d'une durée de 1h issus de l'arbitrage des prix sur le marché DA par le stockage. La courbe de puissance réactive se voit également modifiée par l'ajout de créneaux directement liés à l'absorption de puissance réactive par le stockage lors de l'injection de puissance active ($\tan \varphi < 0$). La tension illustrée par la Fig. 5 b) montre une plus forte fluctuation. En effet, chaque front montant et descendant de puissance réactive, espacés d'une durée bien supérieure au temps mort de l'OLTC,

induisent de forte variation de tension ce qui a pour conséquence de multiplier par 3 le nombre de changement de prise du régleur en charge par rapport au cas de base sans BESS.

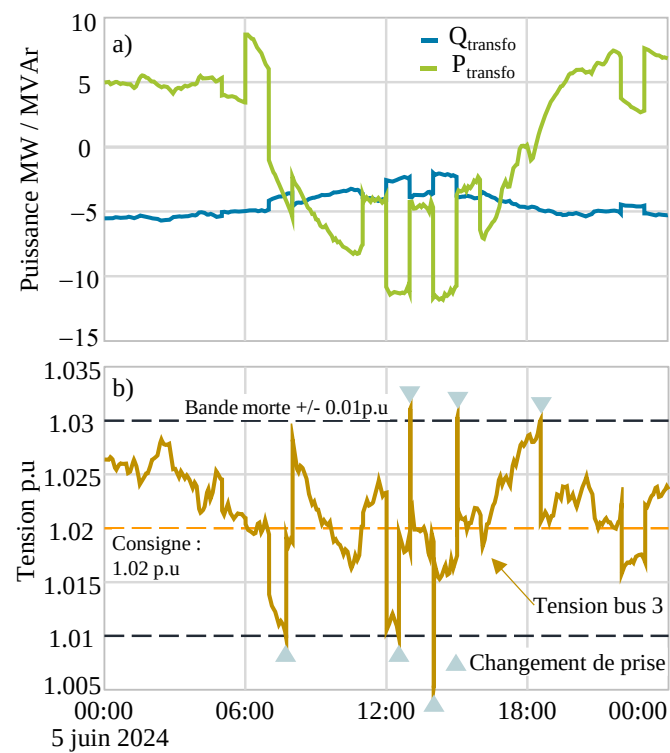


Fig. 5 a) Courbe de charge du transformateur avec BESS 5MW/5MWh opérant sur DA avec loi $\tan \varphi = -0.3$ à l'injection, b) Tension de sortie du transformateur

Le Tableau 1 résume les résultats sur un mois de simulation. Comme observé sur une journée unique, le nombre de changements de prise se voit augmenté avec une loi tangente phi non nulle. Ainsi, plus les puissances échangées sont importantes, plus le nombre de changements de prise croît fortement. Par exemple, pour une puissance de court-circuit du réseau amont de 224MVA et dans le cas d'une batterie de 10MW opérant sur le marché DA, ce nombre est multiplié par huit par rapport à un cas sans batterie.

Tableau 1 Nombre de changements de prise sur un mois pour une batterie opérant sur DA

Cas d'étude DA	Scc = 224 MVA		Scc = 338 MVA	
Sans BESS	20		11	
Tan phi injection	0	-0.3	0	-0.3
5MW/5MWh	18	34	10	15
10MW/10MWh	18	160	15	77

Enfin, la robustesse du réseau amont, exprimé par la puissance de court-circuit a également un impact. Dans le cas étudié Tableau 1, une puissance de court-circuit élevée de 338MVA divise par deux le nombre de changements de prise par rapport à une puissance de court-circuit faible (224MVA). L'impact du stockage est également réduit, dans le cas d'une batterie de 10MW opérant sur le DA, le nombre de changement de prise est ici multiplié par 7 par rapport à un cas sans batterie.

L'ajout d'une batterie de plusieurs MW va également impacter le maximum de puissance transitant par le poste source. La Fig. 4 a) montre une courbe de charge initiale du transformateur pour le jour de maximum de refoulement vers le

réseau de transport. Le pic de puissance refoulée se situe aux alentours de 9 MW. Par la connexion d'une batterie de 5MW/5MWh opérant sur le marché DA, ce pic de puissance est accentué. En effet, la Fig. 5 a) illustre la courbe de charge du transformateur avec cette batterie de connectée. Le pic de puissance refoulée se situe alors vers 11 MW.

Le Tableau 2 résume les pics de puissance en sortie du transformateur du poste source sur lequel est connecté le moyen de stockage sur un mois, suivant différentes opérations et capacités de batterie. Les résultats montrent une tendance similaire à celle identifiée dans les paragraphes précédents. En effet, une batterie opérant sur le marché DA, va avoir des profils de charge/décharge sous forme de créneaux ce qui a pour effet d'augmenter les pics de puissance soutirée et injectée. Par exemple, dans le cas d'une batterie de 10MW/10MWh opérant sur le marché DA, le pic de soutirage est doublé, et celui d'injection est augmenté de 70% par rapport au cas sans batterie. Cet impact affecte directement la capacité de reprise du transformateur (le cas N-1).

Tableau 2 Impact de la capacité du stockeur sur le pic de puissance active du poste source sur un mois

Cas d'étude DA	Pic soutirage		Pic injection	
Sans BESS	7.6 MW		9 MW	
5MW/5MWh	11 MW	+45%	11.9 MW	+32%
10MW/10MWh	15 MW	+97%	15 MW	+67%

3.3. FCR

Dans le cas où le stockage opère sur la FCR, les puissances activées dépendent de la déviation de fréquence et de la puissance réservée. Illustré par la Fig. 6 a), l'ajout d'un élément de stockage de 5MW/5MWh avec une loi $\tan \varphi = -0.3$ en injection rajoute de rapides variations sur les puissances transitant par le transformateur. Ces dernières sont par conséquent répercutées sur la tension Fig. 6 b). Ces variations de tension Fig. 7 étant plus rapides que l'hystérésis temporelle (Δt_1) de l'OLTC, ce dernier n'est donc pas impacté. Le nombre de changement de prise dans le cas de la Fig. 6 reste inchangé par rapport au cas sans batterie.

Ces observations sur un jour sont vérifiées par l'étude sur un mois et résumées dans le Tableau 3. Ainsi, une batterie opérant sur la FCR n'impacte pas le nombre de changement de prise du régleur en charge. De plus, avec une puissance de court-circuit du réseau amont de 338 MVA le nombre de changement de prise est divisé par deux par rapport à une puissance de court-circuit faible tel que 224 MVA comme identifié dans la partie précédente.

Tableau 3 Nombre de changements de prise sur un mois pour une batterie opérant sur FCR

Cas d'étude FCR	Scc = 224 MVA		Scc = 338 MVA	
Sans BESS	20		11	
Tan phi injection	0	-0.3	0	-0.3
5MW/5MWh	20	20	11	11
10MW/10MWh	22	24	11	15

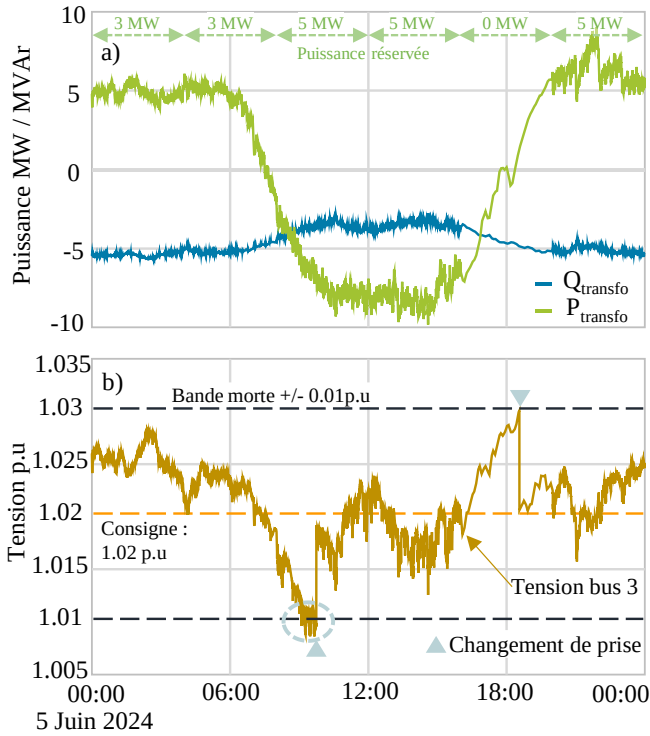


Fig. 6 a) Courbe de charge du transformateur avec BESS 5MW/5MWh opérant sur la FCR avec loi $\tan \varphi = -0.3$ à l'injection, b) Tension de sortie du transformateur

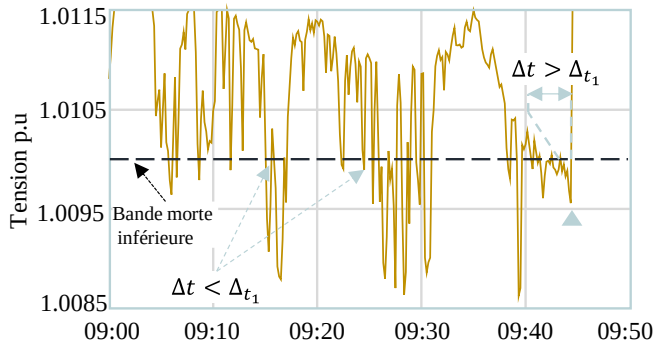


Fig. 7 Zoom sur la tension de sortie de transformateur avant le premier changement de prise

Dans le cas présenté Fig. 6, l'ajout d'une batterie opérant sur la FCR, vient légèrement modifier les points de soutirage et de refoulement de puissance du réseau de transport amont. Ainsi, la pointe de refoulement de puissance sans batterie Fig. 4 se trouvait vers 9 MW, maintenant avec la connexion d'une batterie de 5MW/5MWh Fig. 6, cette dernière passe à 9.8 MW.

Cette observation se confirme sur un mois d'étude présenté par le Tableau 4. Par exemple, dans le cas extrême d'une batterie de 10MW/10Wh opérant sur la FCR, la pointe d'injection est augmentée de 26% tandis que celle de soutirage est augmentée de 46% par rapport au cas sans BESS. Dans le cas DA précédant, avec cette même capacité de batterie, la pointe d'injection est augmentée de 67% et celle de soutirage est doublée par rapport au cas de base.

Tableau 4 Impact de la capacité du stockeur sur le pic de puissance active du poste source sur un mois

Cas d'étude FCR	Pic soutirage		Pic injection	
Sans BESS	7.6 MW		9 MW	
5MW/5MWh	9 MW	+18%	9.9 MW	+10%
10MW/10MWh	10.7 MW	+41%	11.3 MW	+26%

Enfin, une batterie opérant sur la FCR impacte de façon bien moins importante le poste source auquel elle est connectée en comparaison d'une batterie opérant sur le marché DA. Que ce soit sur le nombre de changement de prise de l'OLTC ou l'impact est négligeable voir inexistant ou sur les pointes de puissances transitant par le transformateur qui se voient légèrement augmentées.

4. CONCLUSION

Un stockage opérant sur les marchés de l'énergie comme Day-Ahead (DA) ou un service système tel que réglage primaire (frequency containment reserve FCR), va potentiellement engendrer des contraintes sur le réseau de distribution au quel il est connecté. Ce papier illustre comment le profil de puissance du stockeur connecté en départ direct au poste source va affecter les métriques retenues. Par exemple, le nombre de mouvement du régulateur en charge du transformateur va se voir accentuées si une loi de contrôle de puissance réactive est imposée, par exemple avec une loi de type $\tan \varphi$ fixe en injection. Des questions de vieillissement prématuré et par conséquent de coût supplémentaire de maintenance sont alors soulevées. Cependant, un soutien en tension par la batterie avec une loi $Q=f(U)$ pourrait réduire ces impacts. De plus, la connexion d'un stockage vient aggraver les pics puissances soutirées et injectées vers le réseau amont. Cela va alors générer, en plus de limiter la capacité de reprise du transformateur concerné, des contraintes dans le réseau amont de transport, par exemple pendant les pointes de refoulement de puissance. Ensuite, le type de marché sur lequel travaille le stockeur va significativement modifier les résultats. En effet, nous avons montré que le marché DA impactait les critères d'évaluation retenus là où la FCR quasiment pas.

Finalement, il convient de rappeler que le cas d'étude considéré correspond à une configuration donnée, que ce soit à propos de la capacité de la batterie, du profil naturel sans stockeur du poste sources et des signaux de prix/fréquence.

5. REFERENCES

- [1] A. Mohamed, R. Rigo-Mariani, V. Debusschere, et L. Pin, « Operational Planning Strategies to Mitigate Price Uncertainty in Day-Ahead Market for a Battery Energy System », *IEEE Access*, vol. 12, p. 85388-85399, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3415811.
- [2] « Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 4 février 2025 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT) ».
- [3] S. Sommerville, G. A. Taylor, et M. Abbod, « Voltage Fluctuations of Battery Storage Systems Providing Fast Frequency Response Services in the UK », in *2022 57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Istanbul, Turkey: IEEE, août 2022, p. 1-6. doi: 10.1109/UPEC55022.2022.9917929.
- [4] B. A. Bhatti, S. Hanif, M. J. E. Alam, T. E. McDermott, et P. Balducci, « A Combined Day-ahead and Real-time Scheduling Approach for Real and Reactive Power Dispatch of Battery Energy Storage », in *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Montreal, QC, Canada: IEEE, août 2020, p. 1-5. doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281982.

- [5] A. Mohamed, R. Rigo-Mariani, V. Debusschere, et L. Pin, « Stacked revenues for energy storage participating in energy and reserve markets with an optimal frequency regulation modeling », *Appl. Energy*, vol. 350, p. 121721, nov. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121721.
- [6] « RM_4_SERVICES SYSTEME FREQUENCE_V01_20240401_ANNEXE12.pdf ».
- [7] J. Buire, « Intégration des incertitudes liées aux prévisions de consommation et de production à la gestion prévisionnelle d'un réseau de distribution ».