

Agreflex

Agrégation de charges flexibles

Projet EOS Holding D_2013_A_02

Rapport préliminaire – Septembre 2013

Dominique Gabioud (dominique.gabioud@hevs.ch)

Contexte

Aspects formels

En séance du 18 janvier 2013, le projet « Agrégation de charges flexibles » (acronyme « Agreflex ») a été présenté au comité de suivi EOS Holding. Celui-ci a soutenu le principe du projet, mais il a toutefois demandé une étude préliminaire avant son approbation définitive.

Le présent document résume les travaux effectués dans le cadre de l'étude préliminaire.

Objectif de l'étude préliminaire

Cette étude traite du rôle de la gestion de la charge (*demand side management, demand response*) dans un système électrique où la génération de courant à partir de combustible fossile ou nucléaire est remplacée par des nouvelles énergies renouvelables. Plutôt que d'apporter des conclusions définitives, elle esquisse des pistes a priori intéressantes.

Le rôle de la gestion de la charge est abordé sur la base de scénarios d'évolution chiffrés du système électrique suisse.

Méthode de travail

Dans un premier chapitre, les besoins en stockage engendrés en Suisse par la transition énergétique sont caractérisés. En particulier, les besoins de stockage de courte / moyenne durée (de une heure à une semaine) sont étudiés.

Le second chapitre aborde les forces et les faiblesses de la gestion de la charge comme technologie pour l'implémentation d'un service de stockage de courte / moyenne durée.

Enfin, la conclusion rassemble des questions ouvertes et place quelques-unes d'entre elles dans la perspective du projet Agreflex.

Remerciements

Cette étude présente différents scénarios d'évolution basés sur des données chiffrées relatives à l'année 2011. Ces scénarios ont été élaborés à l'aide un outil informatique développé par Dr Michel Bonvin dans le cadre d'un mandat commandé par une société privée. Il a apporté à cet outil des modifications significatives pour qu'il produise les résultats attendus pour cette étude. Qu'il trouve ici l'expression de mes remerciements chaleureux pour son engagement expert et amical, sans lequel les résultats présentés dans ce document n'auraient pu être obtenus.

Nouvelles énergies renouvelables et besoins de stockage

Hypothèses

Source de données principales

La principale source de données est le document « Statistique suisse de l'électricité 2011 » publié par l'Office Fédéral de l'Energie.

La Suisse, île électrique

Aujourd'hui, la production d'énergie électrique annuelle suisse (60,4 TWh) est grosso modo équivalente à la production suisse (58,6 TWh). Des échanges avec les pays voisins font que la Suisse est tantôt importatrice tantôt exportatrice de courant électrique.

Dans le cadre de cette étude, la Suisse est considérée par hypothèse comme une « île » électrique déconnectée de ses voisins. Cette hypothèse n'est pas guidée par une quelconque vision politique isolationniste de la Suisse. Les pays environnants ont pour objectif, comme la Suisse, de rendre renouvelable une grande partie de leur production de courant électrique. On suppose dès lors que leurs ressources seront essentiellement utilisées pour résoudre leurs problèmes nationaux. Pour la Suisse, cette hypothèse nous paraît appropriée pour assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique national.

Naturellement, des échanges sont souhaitables afin que chaque pays puisse faire valoir des atouts qui lui sont propres. Sa situation au cœur des Alpes prédispose la Suisse à devenir une des « piles » de l'Europe grâce à des installations de pompage-turbinage. Si tel devait être le cas, la capacité de stockage en Suisse devrait être plus élevée que celle estimée dans cette étude. Autrement dit, les capacités de stockage estimées dans cette étude représentent une estimation basse, que des échanges internationaux pourraient amener à revoir à la hausse.

Remplacement de l'énergie nucléaire par des nouvelles énergies renouvelables

En Suisse, l'« Energiewende » consiste essentiellement à remplacer le courant nucléaire par des nouvelles énergies renouvelables : photovoltaïque, éolien, biomasse, géothermie.

Pour le photovoltaïque et l'éolien, un profil type¹ annuel a été élaboré sur la base de données météorologiques d'un ensemble représentatif de lieux en Suisse². Les autres sources d'énergie renouvelables sont supposées fournir de l'énergie en ruban.

L'énergie renouvelable à produire est dimensionnée de manière à couvrir exactement :

- la suppression (partielle ou totale) de l'énergie nucléaire, et
- les pertes engendrées par le stockage.

L'énergie renouvelable est produite par un mix constitué de photovoltaïque, d'éolien et d'énergie en ruban (géothermie, biomasse).

¹¹ Dans ce document, le terme « profil type » fait référence à une caractéristique en fonction du temps (en principe une année). Cette caractéristique donne une allure générale avec une unité arbitraire. Pour obtenir une courbe réelle, il faut amplifier (ou atténuer) le profil type d'un facteur constant, dépendant du contexte.

² Pour le photovoltaïque : la simulation est basée sur des mesures de la radiation solaire à Sion, Zürich, Berne, Davos, Lugano et Berne. Trois orientations sont considérées : plein sud, 45 % sud-est, 45 % sud-ouest.

Pour l'éolien : la simulation est basée sur des mesures de vitesse du vent à Charrat, Saint-Brais, Le Peuchapatte, Nufenen et Entlebuch.

Stockage

Le stockage est considéré de manière abstraite : on suppose qu'une « pile » est disponible, sans limitation aucune de capacité, de puissance entrante ou de puissance sortante. Dans la suite de ce document, l'ensemble des installations de stockage est dénommé sous l'appellation générique « Pile ».

Le stockage est caractérisé par un facteur de rendement. Pour la Pile, on choisira une valeur moyenne représentative des technologies actuelles.

Rôle de la production hydraulique à accumulation

Par « production hydraulique à accumulation », on entend le processus de turbinage de l'eau accumulée dans les barrages par les différents systèmes de captation de l'eau de fonte des neiges et de l'eau de pluie. La production de courant dans la phase « turbinage » de systèmes de pompage-turbinage n'est pas pris en compte.

Dans le contexte de cette étude, les ressources de production hydraulique à accumulation sont engagées dans le but de minimiser la capacité de stockage de la Pile.

Les centrales hydrauliques à accumulation sont modélisées par un système :

- disposant d'une énergie égale à la production annuelle suisse des centrales à accumulation (19,0 TWh), et
- pouvant être mis en œuvre à n'importe quel moment, sans restrictions de puissance.

Consommation

La consommation de courant électrique suit un profil type défini par la courbe de consommation suisse³. Un facteur d'amplification ou d'atténuation peut être défini.

Paramètres de simulation

Le Tableau 1 résume les paramètres du modèle de simulation :

| Nom du paramètre | Description |
|------------------|--|
| EvoCons | Consommation annuelle future = EvoCons · Consommation annuelle actuelle |
| NuclProd | Production nucléaire annuelle future = NuclProd · Production nucléaire future (production en ruban) |
| PVRatio | Part de l'énergie nucléaire supprimée remplacée par l'énergie photovoltaïque |
| EolRatio | Part de l'énergie nucléaire supprimée remplacée par l'énergie éolienne |
| BandRatio | Part de l'énergie nucléaire supprimée remplacée par des énergies renouvelables avec production en bande (géothermie, biomasse) |
| RendStock | Rendement moyen global du processus de stockage |

Tableau 1 Paramètres du modèle

³ Le document « Statistique suisse de l'électricité 2011 » contient la courbe de consommation horaire pour quatre journées en Suisse. La courbe de consommation pour chaque heure de l'année est obtenue par interpolation des données des quatre journées documentées. Jours de travail et week-end sont traités indifféremment.

Règles de gestion

Les deux règles suivantes sont appliquées :

- A. Lorsque la production de tous les types de sources d'énergie à l'exception de l'hydraulique à accumulation, excède la consommation, la puissance en surplus est transférée dans la Pile.
- B. Lorsque la consommation excède la production de tous les types de sources d'énergie à l'exception de l'hydraulique à accumulation, la puissance en surplus est :
 - tirée de la Pile pour autant que celle-ci ne soit pas vide,
 - produite par les centrales hydrauliques à accumulation lorsque la Pile est vide.

Ces deux règles de gestion sont illustrées dans la Figure 1.

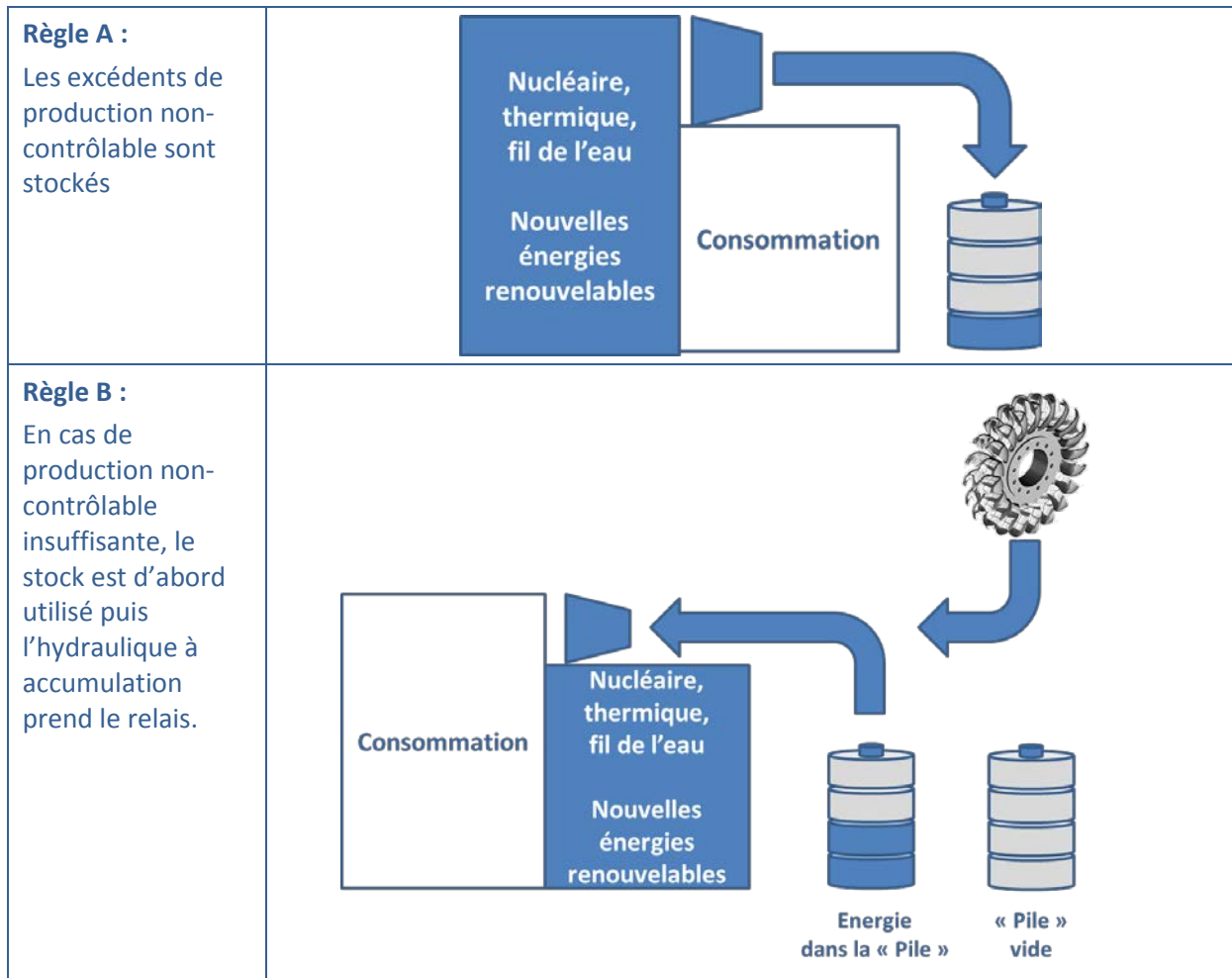


Figure 1 Règles de gestion

Estimation des besoins de stockage

Scénarios

Un scénario est caractérisé par un ensemble de valeurs pour les paramètres définis dans le Tableau 1.

Trois scénarios définis par le Tableau 2 ci-dessous sont considérés :

- Le scénario 0 est un scénario de référence basé sur la consommation actuelle et sur la totalité de la production nucléaire actuelle. Il n'y a donc pas de nouvelles énergies renouvelables.

- Le scénario 1 est basé sur une augmentation modérée de la consommation électrique (+ 10 %) et sur une réduction de moitié de la production nucléaire, ce qui correspond à la fermeture des plus anciennes centrales nucléaires suisses (Beznau I et II, Mühleberg).
- Le scénario 2 table sur une consommation majorée de 20 % par rapport à l'état actuel et fait l'hypothèse d'un abandon total de la production nucléaire.

| Nom du paramètre | Scénario 0 | Scénario 1 | Scénario 2 | Justification |
|------------------|------------|------------|------------|---|
| EvoCons | 100 % | 110 % | 120 % | L'accroissement de la population et l'électrification de certains services ne compense pas en totalité l'électrification de certains services |
| NuclProd | 100 % | 50 % | 0 % | Fermeture progressive des centrales nucléaires |
| PVRatio | | 50 % | 50 % | 50 % des nouvelles énergies renouvelables d'origine photovoltaïque |
| EolRatio | | 25 % | 25 % | 25 % des nouvelles énergies renouvelables d'origine éolienne |
| BandRatio | | 25 % | 25 % | 25 % des nouvelles énergies renouvelables produite par des sources produisant une bande (biomasse, géothermie) |
| RendStock | | 75 % | 75 % | Rendement moyen du stockage : correspond approximativement au rendement du pompage-turbinage ou du stockage électrochimique |

Tableau 2 Paramètres pour les scénarios 1 et 2

Scénario 0 : scénario de référence

A cause de l'hypothèse « Suisse île électrique », le scénario de référence n'est pas équivalent à la situation actuelle.

Pratiquement aucun stockage n'est nécessaire car l'hydraulique à accumulation a une capacité de production suffisante pour équilibrer le réseau électrique.

La situation pour la journée du 15 mars est représentée dans la Figure 2 à titre d'exemple. La partie de droite présente la courbe de production en MW de 0 heure à 24 heures, avec la contribution des types de centrales. La partie de gauche représente la consommation en MW. On remarque l'égalité entre les courbes de production et de consommation obtenue sans le recours au stockage.

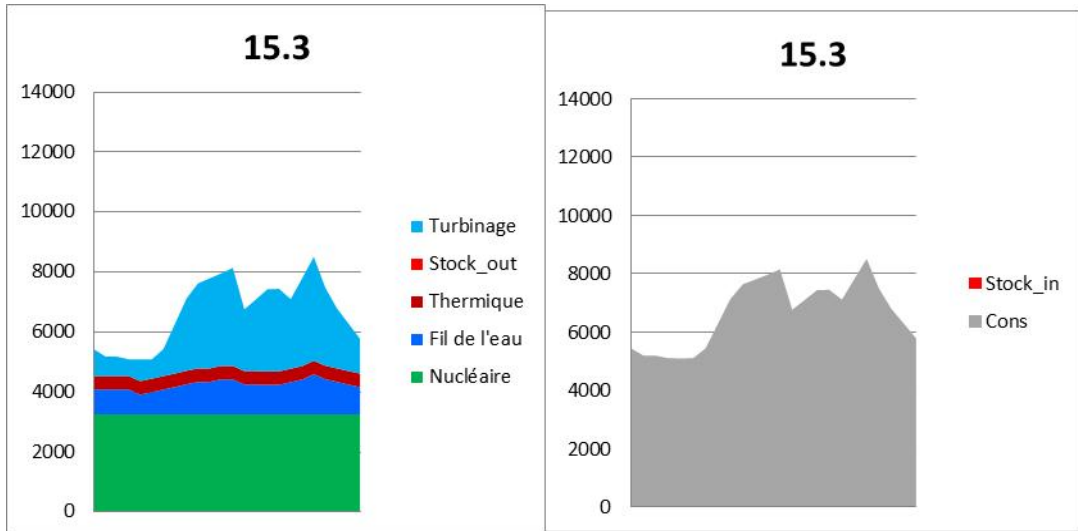


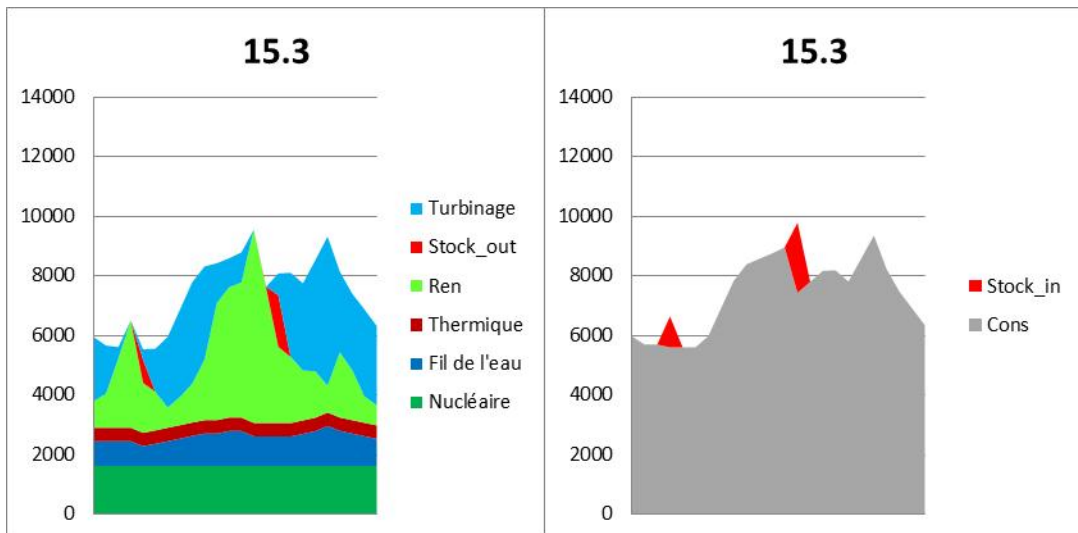
Figure 2 Courbes de production et de consommation de la journée du 15 mars pour le Scénario 0

Comme son nom l'indique, ce scénario va essentiellement servir de référence. Il n'est pas développé en tant que tel dans cette étude.

Scénario 1 : baisse de 50 % de la production nucléaire

Courbes de production et de consommation de quatre journées

La Figure 3 présente les courbes de production et de consommation de quatre jours répartis dans l'année.



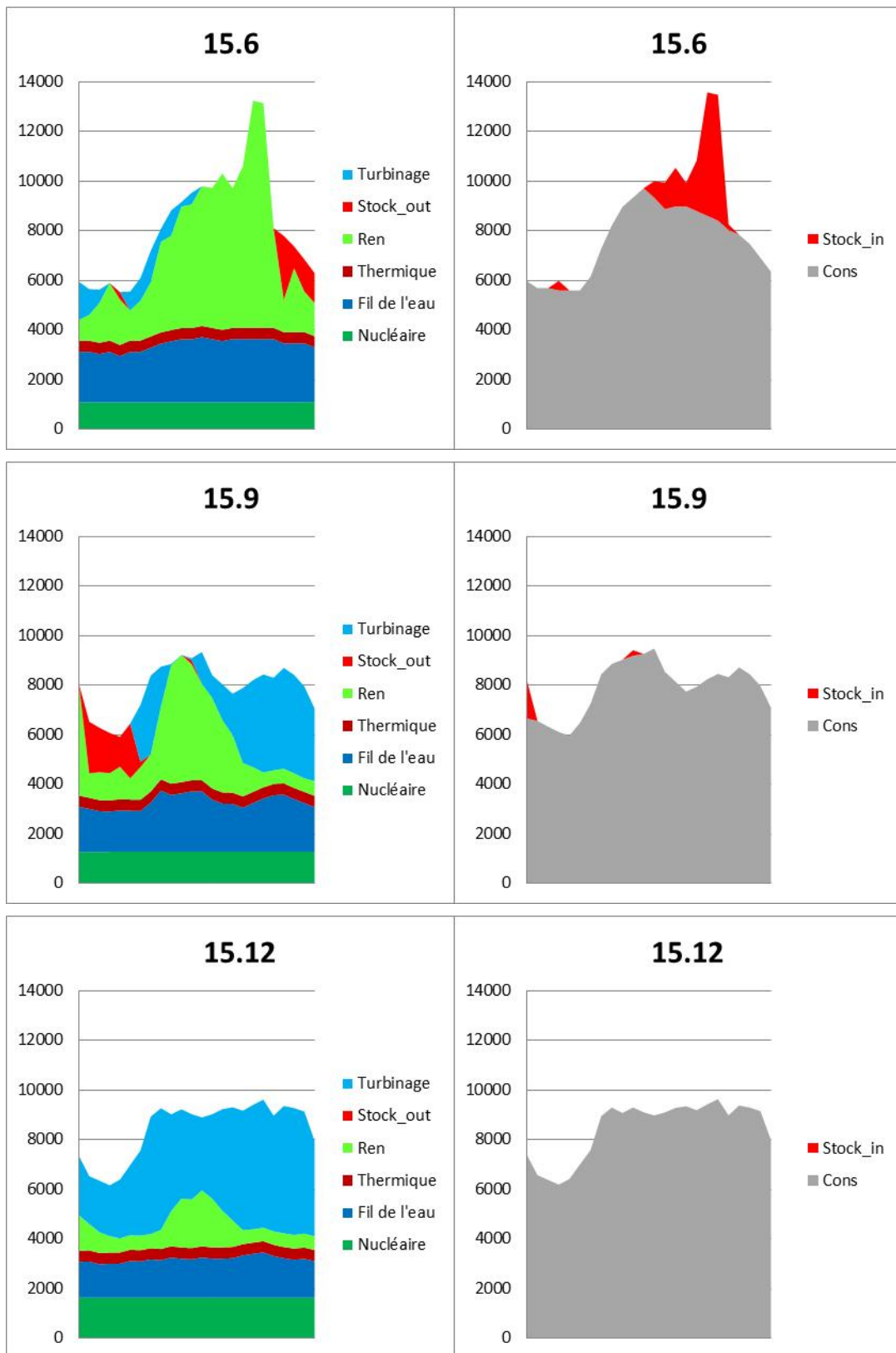


Figure 3 Courbes de production et de consommation de quatre jours pour le Scénario 1

Les jours du 15 mars, du 15 juin et du 15 septembre comprennent à la fois au moins une période dans laquelle un surplus d'énergie est stocké dans la Pile (voir « Stock-in » sur la partie gauche des graphiques) et au moins une période dans laquelle une partie de la consommation provient de la Pile (voir « Stock_out » sur la partie droite des graphiques). Sur ces jours, comme sur une majorité de jours

de l'année, la production non contrôlable est excédentaire en cas de conditions météorologiques favorables pour le photovoltaïque et/ou l'éolien.

Le turbinage est utilisé lors des quatre jours (15 mars, 15 juin, 15 septembre, 15 décembre). Durant ces périodes, la Pile est par principe vide.

L'après-midi du 15 juin est à la fois ensoleillé et venteux. Pendant quelques heures, la production dépasse largement les valeurs actuelles de la production et de la consommation. Si le stockage est implémenté de manière centralisée, on peut prévoir un stress important sur le réseau de transport.

Caractérisation du stockage

Une capacité d'environ 100 GWh permettrait à la Pile d'absorber tous les excédents de production, à l'exception d'un seul pic. Même en été – période favorable pour les nouvelles énergies renouvelables – la Pile est régulièrement vide (voir Figure 4). Le stockage n'a quasiment aucun aspect saisonnier.

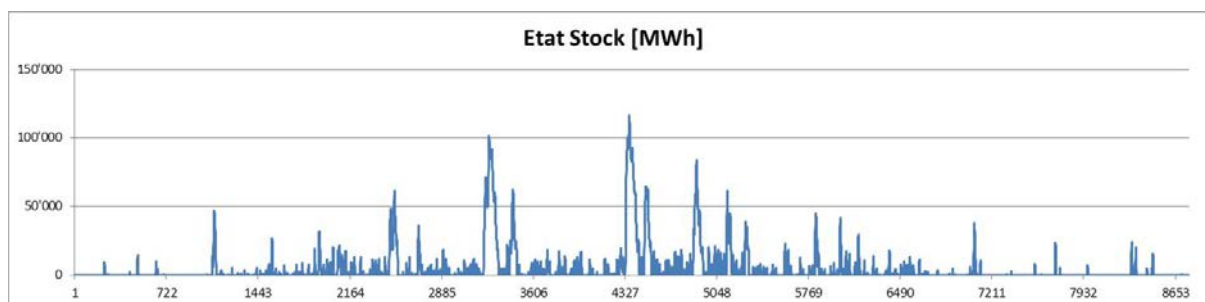


Figure 4 Evolution annuelle de l'énergie stockée dans le scénario 1

Dans le Scénario 1, la durée des périodes de stockage et de déstockage est inférieure à 22 heures. La statistique de la durée de ces périodes montre une prédominance des périodes courtes (voir Figure 5).

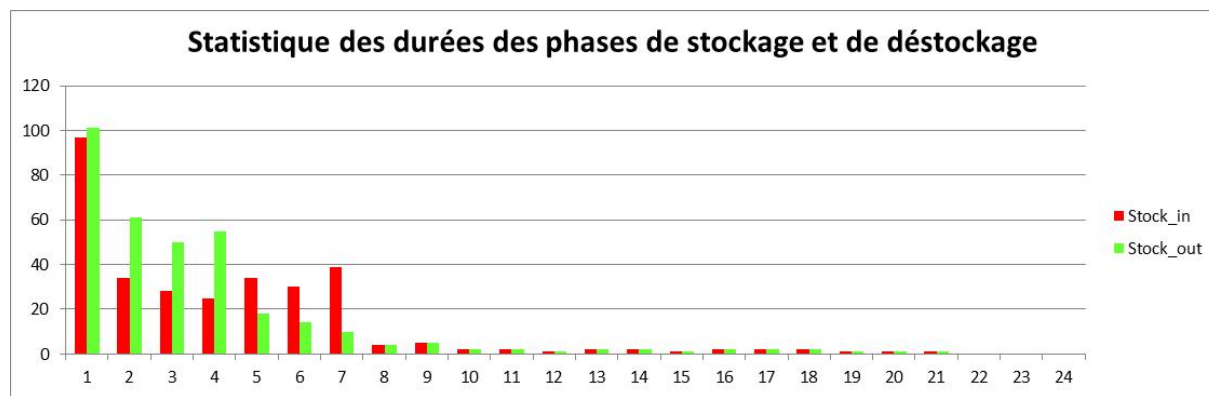


Figure 5 Statistique des durées de phase de stockage et de déstockage

La Figure 6 montre qu'il y a environ 180 heures pour lesquelles une puissance de stockage inférieure à 4 GW n'est pas suffisante. Si on limitait cette puissance à 4 GW, on perdrait environ 0,9 TWh, soit 1,4 % de la consommation annuelle.

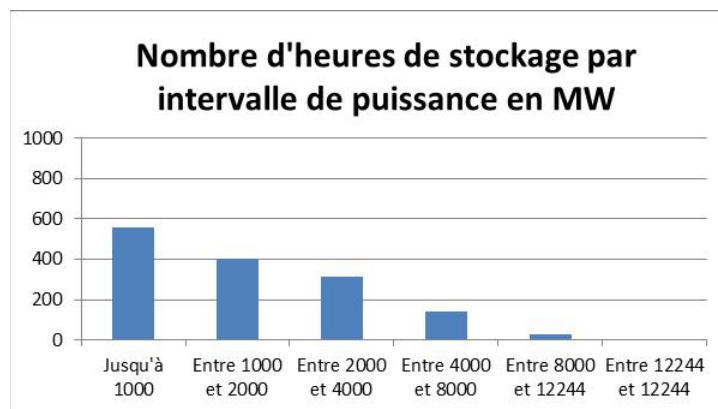


Figure 6 Statistique des puissances de stockage pour le Scénario 1

Utilisation de l'hydraulique à accumulation

La Figure 7 présente la production mensuelle des centrales hydroélectriques à accumulation.

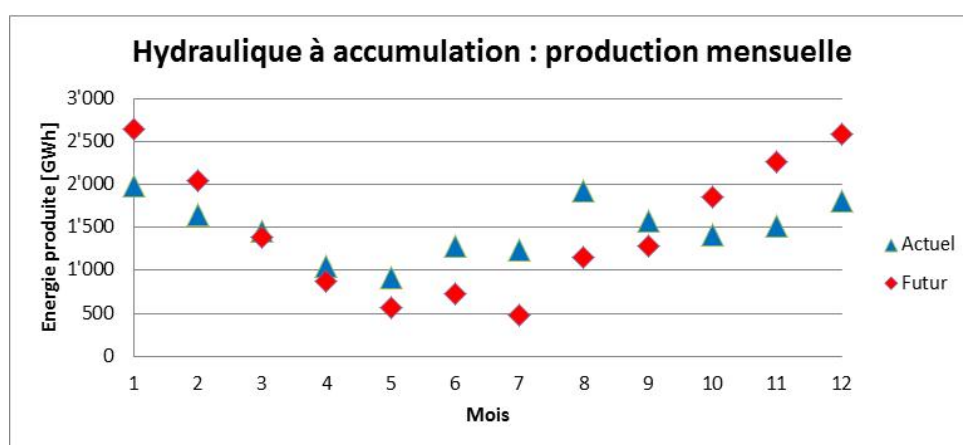


Figure 7 Production mensuelle de l'hydraulique à accumulation dans le Scénario 1 et dans le Scénario 0

La courbe « Actuel » présente la production dans le scénario de référence (Scénario 0), alors que la courbe « Futur » présente la production dans le Scénario 1.

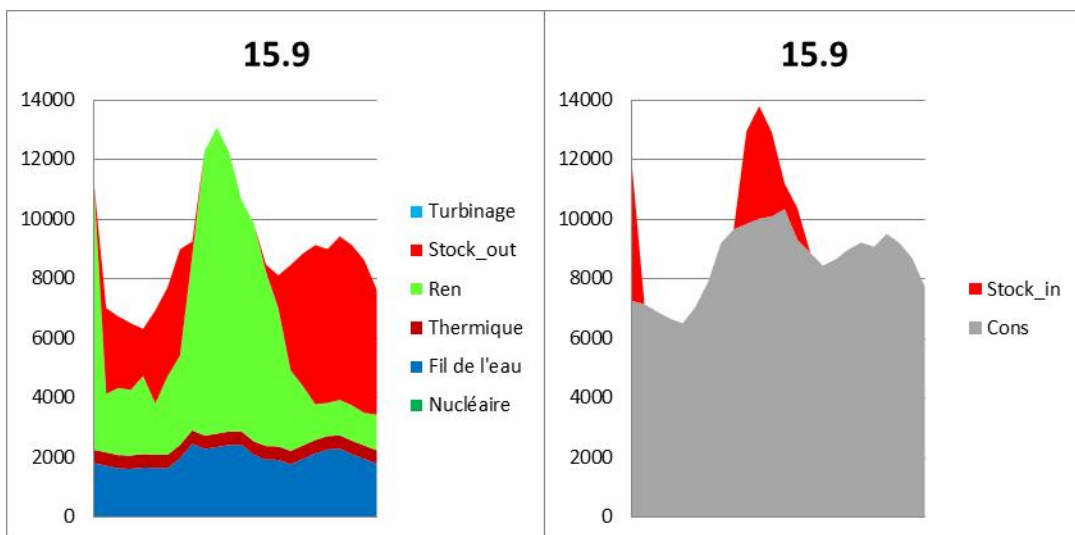
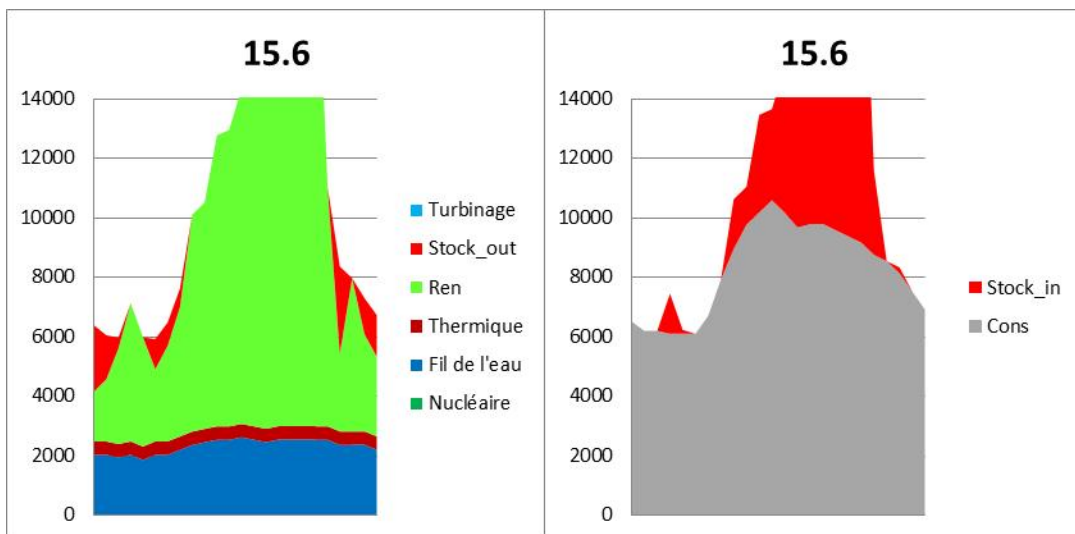
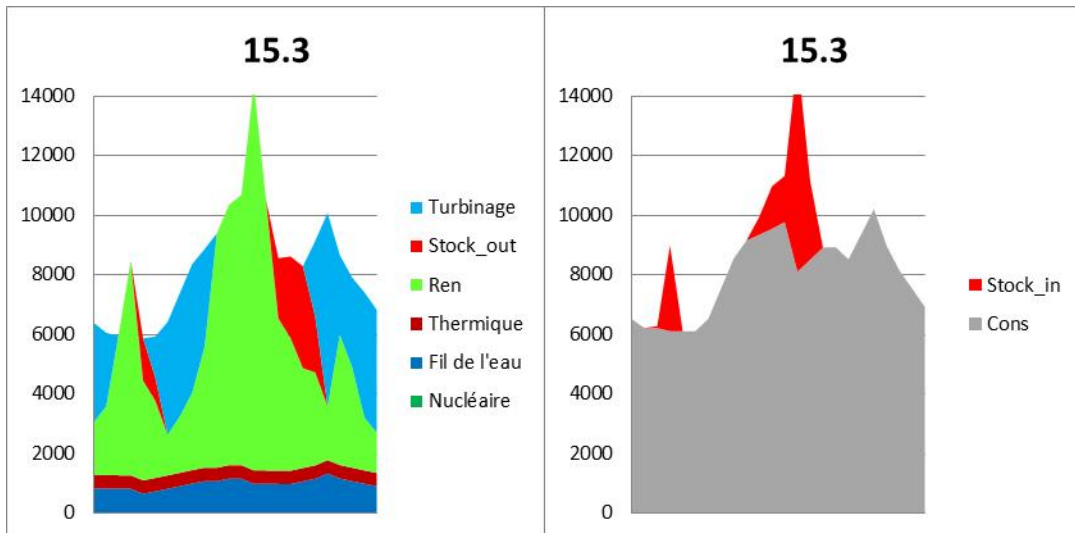
On constate essentiellement un décalage modéré de la production sur les mois d'hiver. Ce décalage compense la plus faible production des nouvelles énergies renouvelables pendant l'hiver.

En été, le recours à la production hydraulique par accumulation est nécessaire car la Pile est assez régulièrement vide.

Scénario 2 : suppression totale de la production nucléaire

Courbes de production et de consommation de quatre journées

La Figure 8 présente les courbes de production et de consommation pour les mêmes quatre jours présentés dans le Scénario 1.



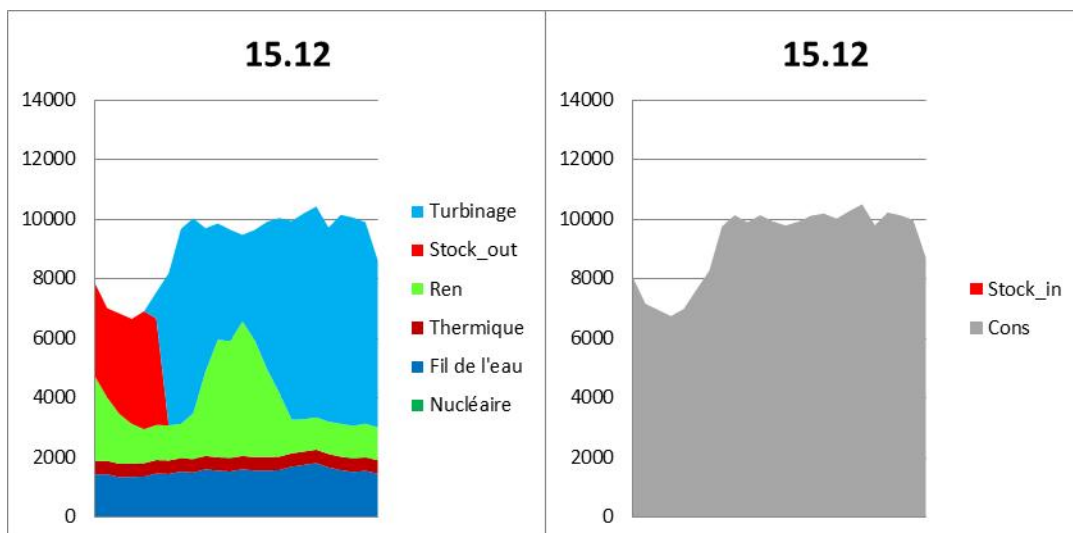


Figure 8 Courbes de production et de consommation de quatre jours pour le Scénario 2

La Figure 8 illustre les variations rapides et fortes de la production dues à la contribution de l'éolien et du photovoltaïque. Le 15 juin est emblématique du comportement intermittent des nouvelles énergies renouvelables : la production non contrôlable croît et décroît brusquement et culmine à des valeurs bien supérieures à la consommation. Le 15 mars et le 15 septembre, une partie de la production renouvelable doit aussi être stockée dans la Pile.

Le 15 décembre et le 15 mars, une partie importante du courant est fournie par l'hydraulique à accumulation.

Caractérisation du stockage

Durant le mois de juillet et la première quinzaine d'août, la Pile engrange un volume important d'énergie : 550 GWh, soit environ 0,8 % de la consommation annuelle (voir Figure 9). La capacité de la Pile du Scénario 2 (0 % de nucléaire) est environ 5,5 plus grande que la capacité de la Pile du Scénario 1 (50 % de nucléaire).

A la fin août, des conditions météorologiques défavorables pour les nouvelles énergies renouvelables vident la Pile en quelques semaines.

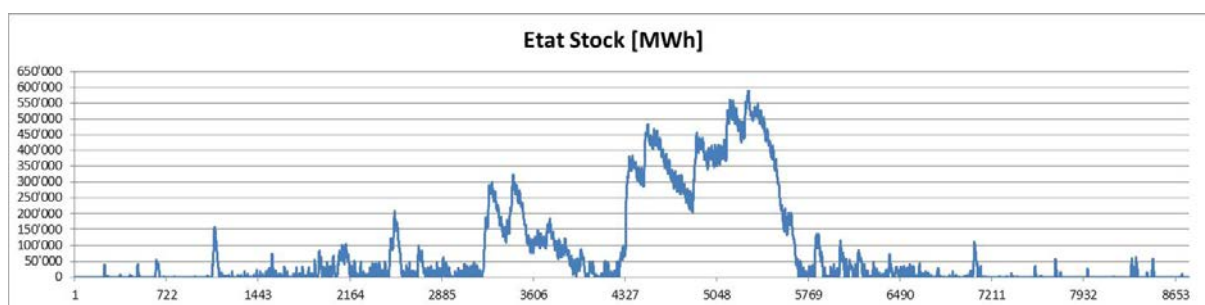


Figure 9 Evolution annuelle de l'énergie stockée dans le scénario 2

Dans la Figure 10, on constate que la durée des périodes de stockage évolue dans un domaine identique au Scénario 1 (<22 heures). La durée moyenne augmente par contre significativement.

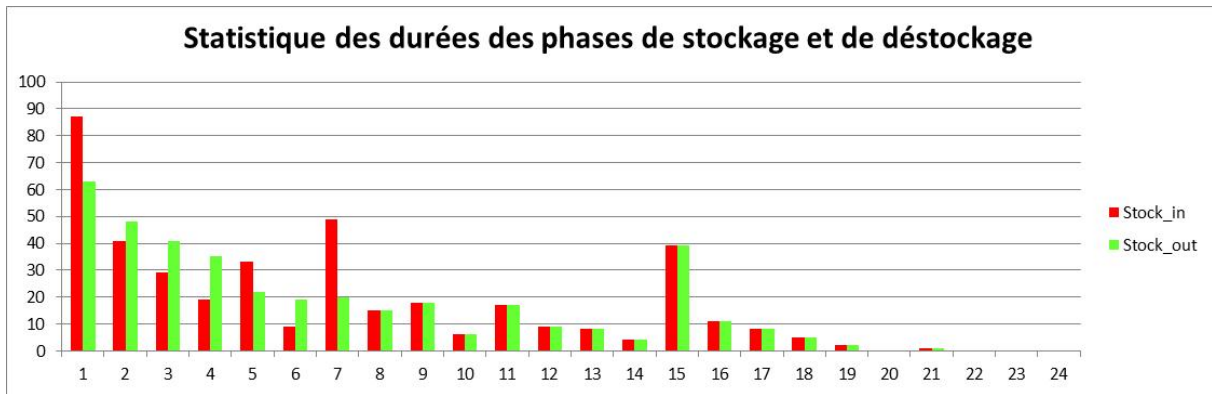


Figure 10 Statistique des durées de puissances de stockage et de déstockage pour le Scénario 2

La Figure 11 illustre le fait qu’une puissance de stockage plus grande que 4 GW est requise pour plus de 1000 heures par année. Des pics à plus de 8 GW ne sont pas rares. Si des technologies de stockage centralisées sont prévues, un renforcement important du réseau sera nécessaire.

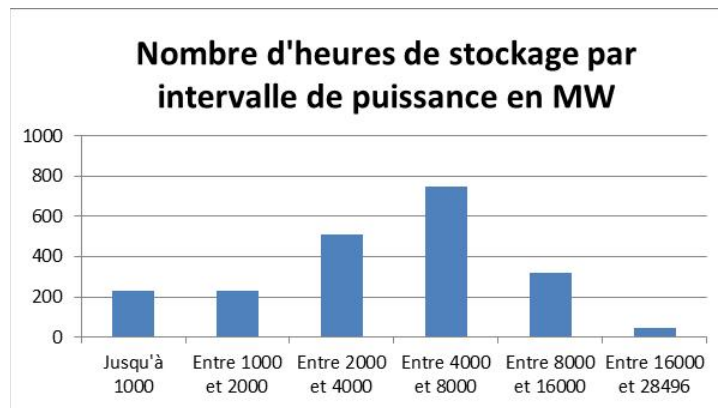


Figure 11 Statistique des puissances de stockage pour le Scénario 2

Dans la Figure 12, on remarque la concentration de production hydraulique à accumulation du scénario 2 (« Actuel ») dans les mois d’hiver. Pourtant, celle-ci n’est nulle que pendant le mois de juillet.

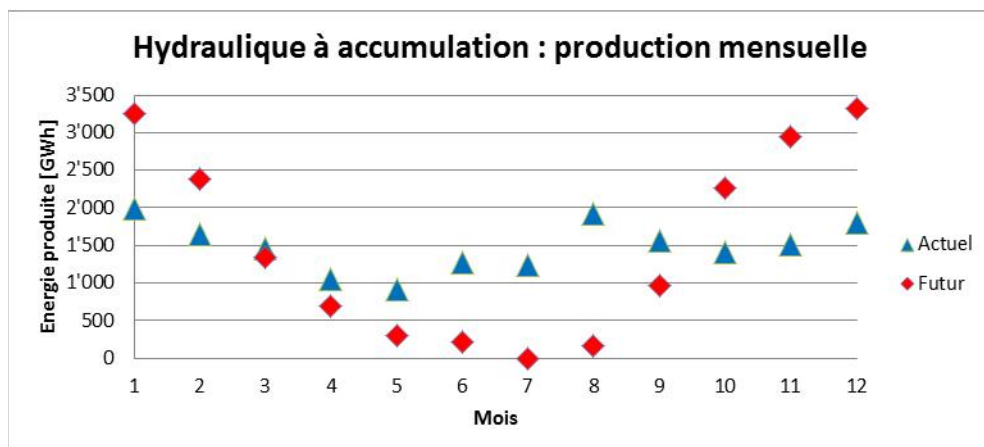


Figure 12 Production mensuelle de l’hydraulique à accumulation dans le Scénario 2 et dans le Scénario 0

Stockage réparti de courte / moyenne durée par la gestion de la charge

Gestion de la charge : une technologie de stockage

Le principe de la gestion de la charge est de décaler la consommation à des instants favorables au réseau électrique. Comme le montre l'exemple trivial de la Figure 13, ce décalage est équivalent à un stockage.

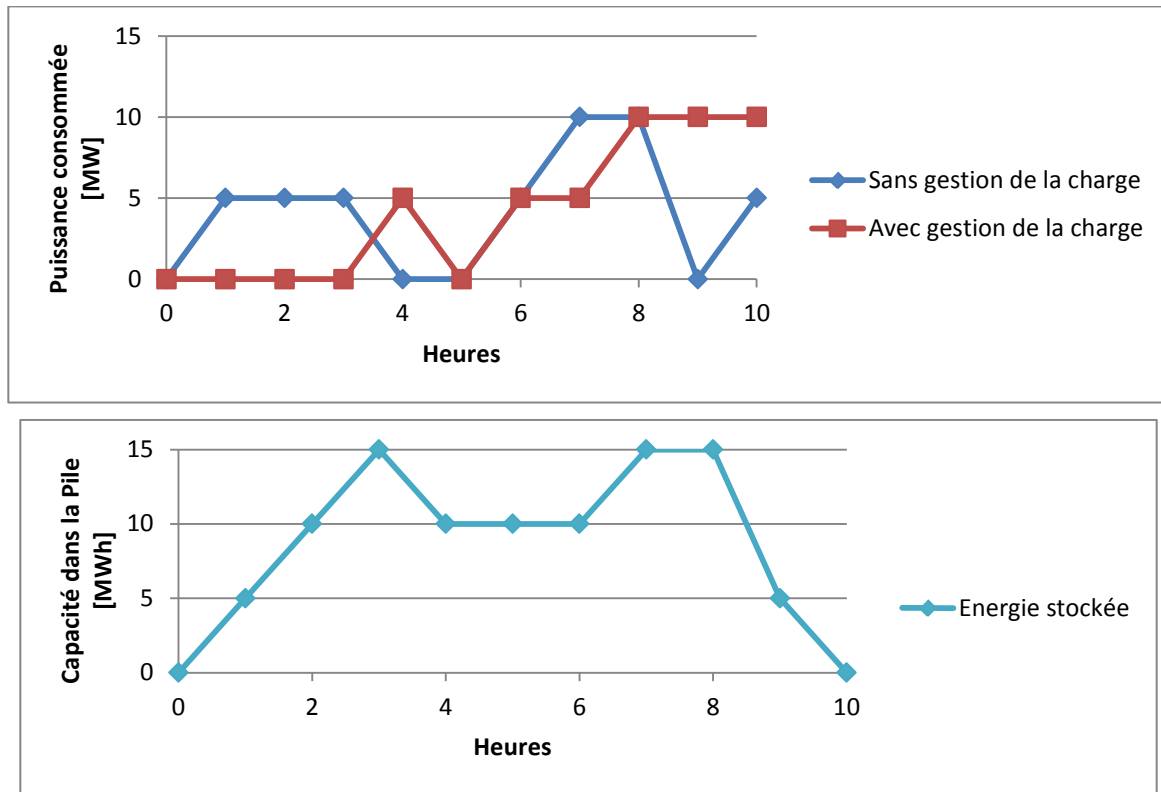


Figure 13 Gestion de la charge et stockage

Les processus dont la consommation est susceptible d'être décalée peuvent être classés dans deux catégories :

- Les processus thermiques : en fonction de l'objet à chauffer ou à refroidir, la consommation peut être décalée pour autant qu'une marge autour de la température de consigne soit accordée.
- Les processus en batch : dans certains cas, on demande qu'un processus soit terminé à un moment donné, plus long que la durée du processus lui-même. Par exemple, on exigera que la batterie d'un véhicule électrique soit totalement rechargée le lendemain matin.

La durée du stockage équivalent à la gestion de la charge dépend des processus décalés. En générale, elle est limitée à quelques jours.

Adéquation de la gestion de la charge

Les scénarios 1 et 2 ont illustré le fait que des périodes courtes de stockage alternent avec des périodes courtes de déstockage. Les constantes de temps de la gestion de la charge sont ainsi du même ordre que les constantes de temps du stockage.

Comme les nouvelles énergies renouvelables, les charges flexibles sont réparties géographiquement. Même si les sources renouvelables ne sont pas forcément localisées aux mêmes endroits que les sources renouvelables, une forme de stockage répartie est a priori moins stressante pour le réseau

électrique qu'une forme centralisée sur quelques gros sites. Elle pourrait aussi éviter dans certains cas un renforcement du réseau.

En conclusion, la gestion de la charge dispose de deux propriétés intéressantes pour le stockage : une constante de temps appropriée et un caractère réparti.

Comparaison avec les autres formes de stockage

Les formes de stockage autres que la gestion de la charge effectuent une double transformation (énergie électrique -> énergie sous forme X -> énergie électrique).

On peut esquisser les performances de la gestion de la charge sur trois critères : le coût d'investissement pour le système primaire, le coût pour le système secondaire et le rendement.

Le système primaire comprend les équipements pour les conversions d'énergie et pour le stockage sous une forme non-électrique. La gestion de la charge utilise des équipements de conversion et un stockage d'énergie déjà existants. Contrairement à toutes les autres formes de stockage, elle ne nécessite pas de système primaire dédié. C'est certainement son avantage principal.

Le système secondaire comprend les technologies de l'information et de la communication pour le service de gestion de la charge. On peut s'attendre à une complexité plus grande du système secondaire dans le cas de la gestion de la charge, en comparaison avec d'autres formes de stockage. Une charge flexible offre en moyenne une capacité plus faible qu'une unité de stockage dédiée. Il s'agira donc d'agréger un grand nombre d'entre elles. Le système secondaire doit prendre en compte que les charges flexibles ont un comportement moins déterministe que les systèmes de stockage dédiés. D'autre part, les charges flexibles ne sont pas la propriété des exploitants de réseau ou des fournisseurs d'énergie électrique. Il s'agira d'élaborer un cadre réglementaire et contractuel approprié, et de définir des interfaces informatiques (ou autres) entre des installations flexibles et un agrégateur de charges.

Si on refroidit un entrepôt frigorifique à une température inférieure de deux degrés à une température de consigne par exemple, les pertes thermiques augmentent. Le rendement du stockage est ainsi inférieur à 100 %. Comparer le rendement de la gestion de la charge avec le rendement d'autres technologies sort du cadre de cette étude. Toutefois, un rendement de 75 %, typique des technologies de stockage actuelles, semble à la portée de la gestion de la charge.

La gestion de la charge est une solution « smart » dans le sens où elle utilise au mieux les infrastructures primaires existantes à l'aide d'un système de gestion. Si un « merit order » des formes de stockage n'a pas été réalisé, la gestion de la charge présente des caractéristiques qui en font a priori une solution de stockage intéressante.

Conclusion

Dans l'évolution (la révolution) à venir du système électrique suisse et européen, la gestion de la charge est, on l'a vu, un outil intéressant. Plusieurs questions restent toutefois en suspens :

1. Quelle contribution la gestion de la charge peut-elle apporter aux besoins de stockage ?
2. Comment intégrer un service de gestion de la charge aux processus d'un exploitant de réseau ?
3. Comment intégrer un service de gestion de la charge aux processus d'un fournisseur d'énergie ?
4. Quelle forme de contrat doit être mise en place entre un exploitant de réseau ou un fournisseur d'énergie et un client propriétaire d'une charge flexible, de manière à répartir les bénéfices de manière équitable ?
5. Quel algorithme utiliser pour agréger un grand nombre de charges flexibles ?
6. Quelle interface informatique doit être déployée entre l'entité responsable de la gestion de la charge et les sites flexibles, pour un service automatisé de gestion de la charge ?

Le projet Agreflex a pour ambition d'apporter une contribution à ces questions.

La Suisse a fait une œuvre de pionnier dans le domaine de la gestion de la charge en déployant très tôt la télécommande centralisée et un tarif double pour l'énergie électrique.

La télécommande centralisée est un système simple et robuste, conçu à l'origine pour éviter des surcharges du réseau de distribution. Demain, elle ne sera pas assez fine (elle ne permet pas d'adresser individuellement une installation flexible) et elle ne permettra pas d'exploiter la totalité du potentiel de flexibilité (coupure limitée car effectuée « à l'aveugle »).

Un tarif double avec un calendrier hebdomadaire statique ne donne pas les impulsions appropriées pour inciter la consommation à suivre la production intermittente des nouvelles énergies renouvelables.

Les nouvelles technologies de l'information et de la communication permettent d'envisager des systèmes automatisés de gestion de la charge, permettant de faire jouer aux consommateurs et à leurs installations un rôle plus important dans l'équilibre du réseau électrique. Une contribution bienvenue peut être apportée, au moment où les nouvelles énergies renouvelables vont accentuer le caractère aléatoire de la production électrique. Dans ce cadre, le projet Agreflex vise à concevoir et prototyper l'architecture technique et économique d'un « système de gestion de la charge 2.0 » en adéquation avec les besoins d'un système électrique.

Dominique Gabioud

Sion, septembre 2013