InfraWatt

Guide «Énergie dans les STEP»

Chapitre «Déplacement de charge»

Avec le soutien de

energie schweiz
Unser Engagement: unsere Zukunft.

Berne, le 26. juin 2018

Donneurs d'ordre:
InfraWatt
Kirchhofplatz 12
8200 Schaffhausen
www.infrawatt.ch, info@infrawatt.ch
Tel. 052 238 34 34

Auteurs:

Ryser Ingenieure AG
Andreas Hurni
Engestrasse 9
Postfach
3001 Bern
Tél. 031 560 03 03, e-mail: info@rysering-ch

Rytec AG
Rafael Osswald
Alte Bahnhofstrasse 5
3110 Münsingen

Hunziker Betatech AG
Ruedi Moser
Pflanzschulstrasse 17
Postfach
8411 Winterthur
Tél. 052 234 50 50

Avec le soutien de:

SuisseEnergie
Office fédéral de l'énergie (OFEN)
3003 Berne
www.suisseenergie.ch
www.bfe.admin.ch

SuisseEnergie:	Monsieur Christoph Blaser, responsable du service Formation et perfectionnement
Responsable de projet OFEN	Madame Denise Wiedmaier
Numéro de contrat OFEN:	SI/402254-01

Seuls les auteurs sont responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

Sommaire

		Page
1	Introduction	2
1.1	Approvisionnement en électricité de la Suisse	2
1.2	Libre accès au marché	5
1.3	Bourse de l'électricité/commerce de gros de l'électricité	5
2	**Aperçu des possibilités d'action et marche à suivre pour les STEP**	**5**
2.1	Aperçu des possibilités d'action	5
2.2	Marche à suivre et exigences	7
2.3	Énergie de réglage comme prestation de services système	7
2.4	Gestion de charge opérationnelle	9
2.5	Combinaison du pooling de réglage et de la gestion des pics de charges	10
2.6	Nouveau contrat de fourniture d'électricité	11
2.7	Dispositif de mesure de la consommation et de la production de courant	11
3	**Puissance de réglage secondaire / tertiaire**	**12**
3.1	Participation au marché de l'énergie de réglage secondaire/tertiaire	12
3.2	Préqualification	13
3.3	Pilotage des CCF	14
3.4	Effets négatifs des temps de démarrage et d'arrêt	14
3.5	Expériences d'exploitation dans le domaine du pooling de réglage secondaire	14
4	**Autres consommateurs d'électricité pouvant être utilisés**	**15**
5	**Gestion des pics de charges**	**16**
5.1	Condition pour les CCF	16
5.2	Condition pour les consommateurs	16
5.3	Expériences opérationnelles concernant la gestion des pics de charge avec des CCF	16
6	**Avenir du marché de l'électricité**	**17**

1 Introduction

La transition énergétique en Europe nécessite une contribution à la stabilisation du réseau des consommateurs finaux et des fournisseurs d'énergie afin de répartir la charge de la demande de manière équilibrée, réduire ou reporter les pics de charge ou encore aligner la courbe de charge sur la production variable et difficilement prévisible de l'électricité issue des énergies renouvelables. La flexibilité au niveau de la consommation et du stockage d'énergie électrique fait partie des grands défis des prochaines décennies. La Suisse souhaite occuper un rôle actif sur le marché européen, de manière à accroître la sécurité d'approvisionnement et garantir l'activité commerciale des groupes d'électricité.

Outre les entreprises d'approvisionnement en eau, les stations d'épuration des eaux usées font partie des plus grands consommateurs d'électricité au niveau communal. En tout, environ 150 à 200 des quelque 750 à 800 stations d'épuration de Suisse disposent d'un potentiel significatif en matière de déplacement de charge, permettant aux exploitants de réaliser des économies correspondantes ou de générer des revenus supplémentaires. Les installations (notamment les centrales de couplage chaleur-force (CCF)) disposant d'une puissance déplaçable ou d'une charge d'au moins 100 kW sont intéressantes. Ces puissances sont généralement disponibles dans des stations d'épuration d'au moins 30'000 équivalents-habitants (EH). Dans des cas exceptionnels, elles sont également disponibles à partir de 10'000 EH lorsque les installations sont pourvues d'un système de co-digestion de déchets organiques.

Le thème de la production ou du traitement et de l'injection de gaz d'épuration dans le réseau de gaz n'est pas abordé ici. Concernant le traitement de gaz d'épuration, de fortes incitations sont nécessaires du côté du marché du gaz, car des économies peuvent être réalisées au niveau de l'approvisionnement en chauffage, des coûts du réseau et du prix de la puissance grâce à la production d'électricité dans les STEP ou des revenus peuvent être générés grâce à la rétribution du courant injecté et la mise à disposition d'énergie de réglage. Parallèlement, il existe depuis début 2018 des contributions à l'investissement pour le remplacement des CCF. L'autoconsommation de l'électricité produite dans les STEP ainsi que la commercialisation directe constituent d'autres options.

Le présent document doit être contrôlé et actualisé tous les 3 ans en raison des conditions-cadres réglementaires et économiques en pleine évolution sur le marché de l'électricité.

1.1 Approvisionnement en électricité de la Suisse

En Suisse, l'approvisionnement en énergie électrique est assuré par près de 900 entreprises d'approvisionnement en électricité. Elles sont responsables de la production et de la répartition de l'électricité.

Depuis le 1er janvier 2013, le réseau de transport à très haute tension (220/380 kV, longueur totale 6'700 km) est géré par la société de réseau nationale, Swissgrid AG. La fréquence nominale dans le réseau de transport est de 50 Hertz dans toute l'Europe.

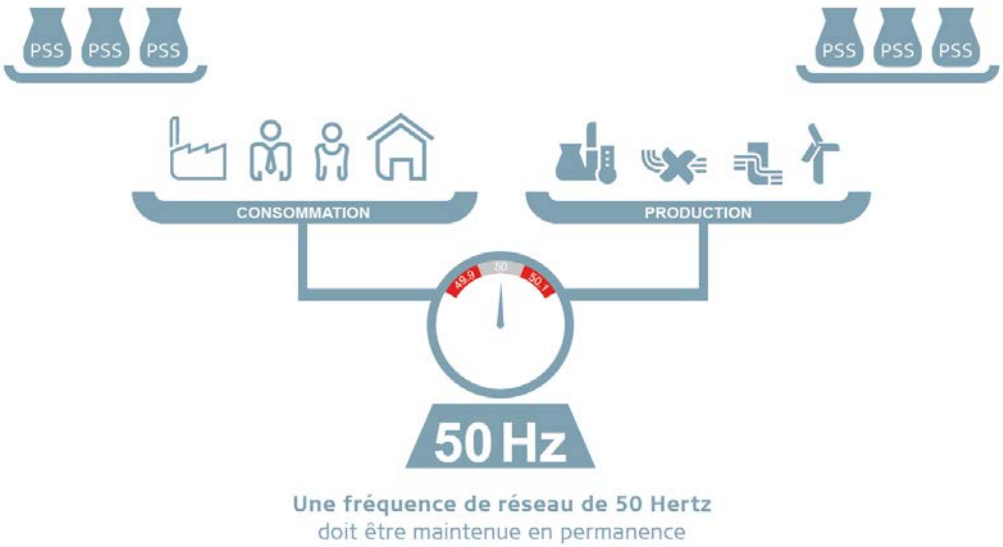
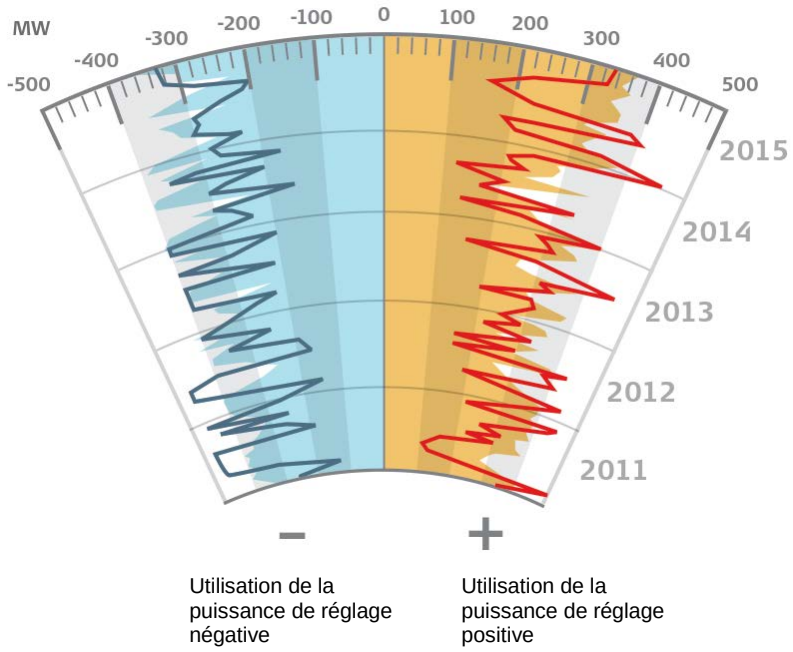


Figure 1: Schéma de fonctionnement des prestations de services système (source: brochure sur les prestations de services système, Swissgrid)

Pour que la fréquence reste stable, l'équilibre entre consommation ou charge et production doit être garanti en permanence. Pour ce faire, Swissgrid peut recourir à des prestations de services système (PSS) ainsi qu'à l'acquisition de puissance de réglage et l'utilisation d'énergie de réglage. La puissance maximale appelée pour les années 2011 à 2015 est d'env. 400 MW (voir illustration suivante).

Appels de la puissance de réglage



Pics de puissance du réglage secondaire: Est automatiquement activé au bout de 39 secondes. L'injection de puissance est ainsi ajustée.

Pics de puissance du réglage tertiaire: Est disponible 15 minutes après l'appel manuel et est utilisé pour soulager le réglage secondaire.

Figure 2: Puissances de réglage maximales nécessaires de 2011 à 2015 (source: données de réseau 2015, Swissgrid)

La puissance de réglage peut également être fournie par des clients finaux sous forme de déplacement de charge. Du côté de la demande, il convient de faire une distinction entre la mise en réserve de puissance positive et négative pour les centrales électriques.

La puissance de réglage positive est requise lorsque la consommation d'électricité est plus élevée que la production d'électricité (déficit de puissance dans le réseau). Cela est compensé par

- Une augmentation de la puissance par le producteur d'électricité ou le déchargement d'accumulateurs. Ex. STEP: exploiter des CCF à une puissance plus élevée pendant un certain temps (30 minutes à 4 heures).
- Le déplacement de charge des consommateurs d'électricité par le biais d'une réduction de consommation
  Ex. STEP: désactiver de manière contrôlée certaines unités dans le processus de digestion, et réduire la puissance ou désactiver des ventilateurs dans la biologie, dans le collecteur de sable ou les pompes des stations de relevage pendant un laps de temps relativement court dans certaines conditions, mais uniquement si cela est autorisé par l'exploitation.

Une puissance de réglage négative est nécessaire lorsque la consommation est inférieure à la production (excédent de courant dans le réseau). Cela est compensé par

- Une réduction de la puissance par les producteurs d'électricité ou par l'activation d'accumulateurs.
  Ex. STEP: diminuer la production d'électricité ou désactiver les CCF pendant une certaine durée (15 minutes à 8h) et stocker du gaz d'épuration dans le gazomètre.
- Le déplacement de la charge via l'augmentation de la consommation d'électricité des unités.
  Ex. STEP: activer des installations ou augmenter la puissance consommée (p. ex. avec les ventilateurs). Cela n'est pas pertinent pour des raisons liées à l'exploitation, mais peut soutenir le système dans des situations d'urgence (risque de black-out).

De plus, la puissance de réglage est différenciée selon sa disponibilité et la zone de marché en cas d'écart de fréquence en :

- Puissance primaire: après la panne d'une centrale électriques, l'équilibre du réseau peut être restauré en quelques secondes. La puissance de réglage primaire est activée à l'intérieur des centrales électriques à l'aide de régulateurs de turbine et est acheminée de manière solidaire dans toute l'Europe.
- Puissance secondaire: la zone de réglage commence à appeler automatiquement cette puissance au bout de 30 secondes.
- Réserve de réglage tertiaire: lors d'écarts de réglage importants et qui durent, cette puissance est mobilisée dans un délai de 15 minutes, si la puissance de réglage secondaire n'a pas permis d'atteindre une stabilisation suffisante de la fréquence du réseau. Son activation est effectuée à l'aide d'un message d'appel aux fournisseurs par un spécialiste.

Avec l'augmentation de la production d'électricité issue des énergies renouvelables, le besoin en puissance de réglage planifiable restera également élevé à l'avenir, même si, à l'échelle internationale, une partie des écarts de programme à court terme peut être compensée dans le domaine du négoce intraday 15 minutes. La mise à disposition de la flexibilité jouera un rôle plus important qu'aujourd'hui dans le futur marché de l'énergie, tandis que des déplacements de charge saisonniers revêtiront également une grande importance, en plus du marché de l'énergie de réglage et du marché intraday.

1.2 Libre accès au marché

Avec l'entrée en vigueur de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApE) en avril 2008, la première étape d'ouverture progressive du marché de l'électricité en Suisse a commencé. Une condition importante pour la libéralisation du marché suisse de l'électricité est l'utilisation des réseaux pour tous les clients finaux dans les mêmes conditions.

Depuis le 1er janvier 2009, les gros clients ayant une consommation d'électricité annuelle de plus de 100'000 kWh peuvent choisir librement leur fournisseur d'électricité. Les ménages privés et les petites et moyennes entreprises n'auront pas accès au marché libre avant la deuxième étape de libéralisation.

1.3 Bourse de l'électricité / commerce de gros de l'électricité

Depuis l'ouverture partielle du marché, le thème du négoce de l'électricité pour les grands fournisseurs d'électricité a gagné en importance. Il leur est également possible d'acheter de l'électricité directement via la bourse européenne de l'électricité EEX (European Energy Exchange). Outre l'électricité, le gaz naturel, le charbon et des certificats d'émission sont également négociés à l'EEX. Dans le domaine de l'électricité, les produits suivants sont proposés:

- électricité Day Ahead (pour le lendemain, marché spot) et Intraday (pour la journée en cours); l'exploitant des deux marchés est EPEX Spot
- contrats à terme d'électricité et options (EEX Power Derivatives), «marché à terme» (pour des mois, des années)

En Suisse aussi, il est possible d'acquérir de grandes quantités d'électricité aux conditions du marché par le biais du marché de gros dans le domaine «Over the Counter». La plupart des clients choisissent toutefois aujourd'hui un produit d'électricité approprié fourni par un revendeur local et n'opèrent pas directement sur le marché en raison de sa complexité.

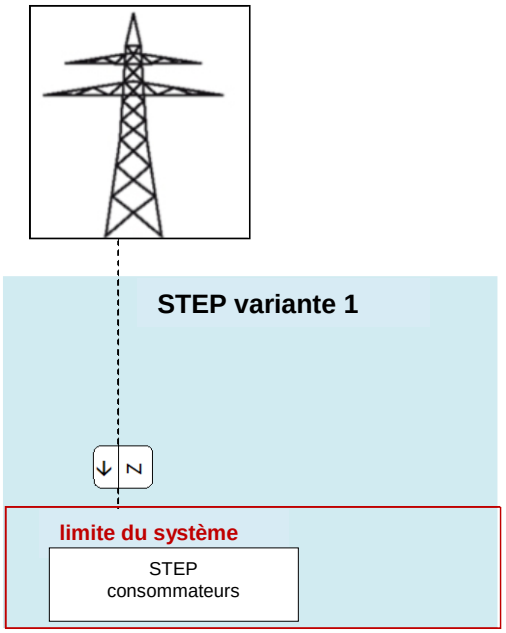
2 Aperçu des possibilités d'action et marche à suivre pour les STEP

2.1 Aperçu des possibilités d'action

Les stations d'épuration des eaux usées disposent d'un potentiel considérable de déplacement de charge, permettant aux exploitants de réaliser des économies (en lissant les pics de charge) ou de générer des revenus supplémentaires (par le biais de l'offre de puissance de réglage secondaire). Il convient de souligner que le rendement d'épuration de la station d'épuration ne s'en trouve pas affecté et que les conditions de déversement prescrites peuvent être respectées. Il existe essentiellement les options de déplacement de charge suivantes:

- service d'énergie de réglage
- gestion des pics de charges
- combinaison de service d'énergie de réglage et de gestion des pics de charges

Les illustrations suivantes donnent un aperçu des possibilités d'action en fonction des conditions prévalant dans la STEP (CCF disponible ou non, encouragement de la production d'électricité (RPC/rétribution du courant injecté) ou pas:



Variante 1: STEP sans RCP et sans CCF

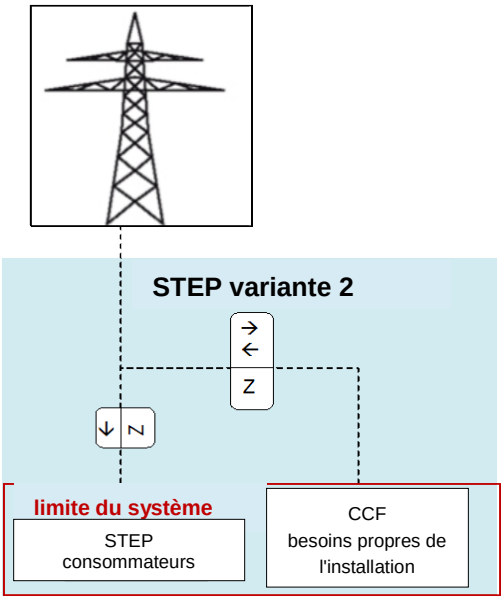
Options pour les STEP:

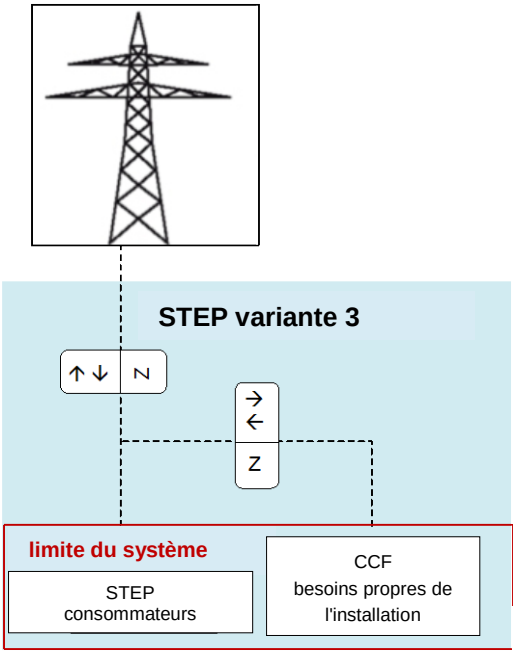
- Gestion des pics de charges avec des consommateurs de STEP possible de manière partielle uniquement.

Variante 2: STEP sans RCP et avec CCF

Options pour les STEP:

- Gestion des pics de charges avec des con sommateurs de STEP possible que partiellement
- Mise à disposition d'énergie de réglage
- Pas d'économies de coûts de réseau et d'énergie
- La réduction de la CCF peut provoquer de nouveaux pics de charge.





Variante 3: STEP avec RCP et CCF

Options pour les STEP:

- Gestion des pics de charges possible avec la CCF et possible que partiellement avec des consommateurs de STEP.
- Mise à disposition d'énergie de réglage
- Économies de coûts de réseau et d'énergie
- Aucun nouveau pic de charge n'est provoqué

Figure 3: Aperçu des possibilités d'action pour les STEP

2.2 Marche à suivre et exigences

Les responsables de pool du marché de l'électricité proposent souvent des entretiens de conseil. Les exigences liées à l'exploitation sont malheureusement plutôt sous-estimées et les recettes potentielles surestimées. Pour l'examen des potentiels de déplacement de charge, nous recommandons d'emprunter la voie habituelle, à savoir une étude de faisabilité avec un suivi réalisé par un ingénieur spécialiste des STEP ayant de l'expérience dans le domaine du déplacement de charge et de la commercialisation de l'énergie de réglage.

L'étude de faisabilité devrait couvrir les points suivants:

- Prise en compte des conditions-cadres de l'exploitation: production d'électricité, capacité de charge partielle et efficience, capacité des rampes, tarifs du fournisseur d'électricité, influence sur la commercialisation directe, production de gaz et variation de la production de gaz, volume du gazomètre, besoin en chauffage, stockage de la chaleur et ressources en personnel de la STEP pour la coordination régulière avec le pooler.
- Modélisation de la flexibilité: définition de la flexibilité, répercussions sur la gestion du gazomètre, répercussions sur l'efficience des CCF, impacts sur l'obligation de commercialisation directe et potentiel pour la gestion de la charge visant à réduire les coûts de puissance.
- Rentabilité et recommandation d'action: évaluation qualitative et quantitative des répercussions du déplacement de charge dans les STEP.

Les projets ayant une probabilité élevée et rentable de mise en œuvre présentent souvent les caractéristiques suivantes:

- Utilisation stable et particulièrement planifiable des CCF
- Variation de puissance régulièrement réalisable d'au moins 100 à 200 kW
- Volume libre de gazomètre pour au moins 1h de production à pleine charge
- Production régulière et planifiable de gaz et livraison de co-substrats
- Possibilité de planifier pour plusieurs jours à l'avance
- Plus de 6'000 heures d'exploitation annuelle du CCF

Toutefois, il convient de vérifier pour chaque projet séparément si la flexibilité ne devrait pas être proposée via la commercialisation directe ou si elle devra l'être prochainement (à partir du 1er janvier 2020 pour les CCF à partir de 500 kW de puissance installée).

2.3 Énergie de réglage comme prestation de services système

La puissance de réglage disponible dans une STEP ne suffit pas pour participer au marché du réglage secondaire ou tertiaire. Les directives en matière de puissance ne peuvent être respectées qu'avec d'autres installations. Une intégration dans un pool de réglage est donc nécessaire.

Les exigences applicables pour l'utilisation prévue sont notamment une planification à court terme de la mise en réserve d'env. 1 ½ jour durant les jours de la semaine et jusqu'à 3 ½ jours durant le week-end pour le mardi de la semaine suivante. Les fournisseurs de pools de réglage possédant un portefeuille d'offres important peuvent réduire ces délais et modifier ou replanifier la réservation de la puissance au sein des installations disponibles. De même, il convient en principe d'établir des blocs de réglage dans une grille horaire fixe de 4 heures (p. ex. 0h00 – 4h00). Cette restriction est atténuée par un portefeuille d'offres conséquent.

En règle générale, les limitations temporelles et les offres de puissance non commercialisables directement ainsi que les restrictions d'utilisation génèrent des réductions plus élevées dans les quotas de distribution des revenus des fournisseurs. Une comparaison des conditions de plusieurs fournisseurs est particulièrement utile dans les cas limites.

La répartition des rôles pour le pooling de réglage peut être présentée sous la forme suivante, en analogie avec la recommandation AES de la branche «Rattachement de pools de réglage au marché suisse des PSS»:

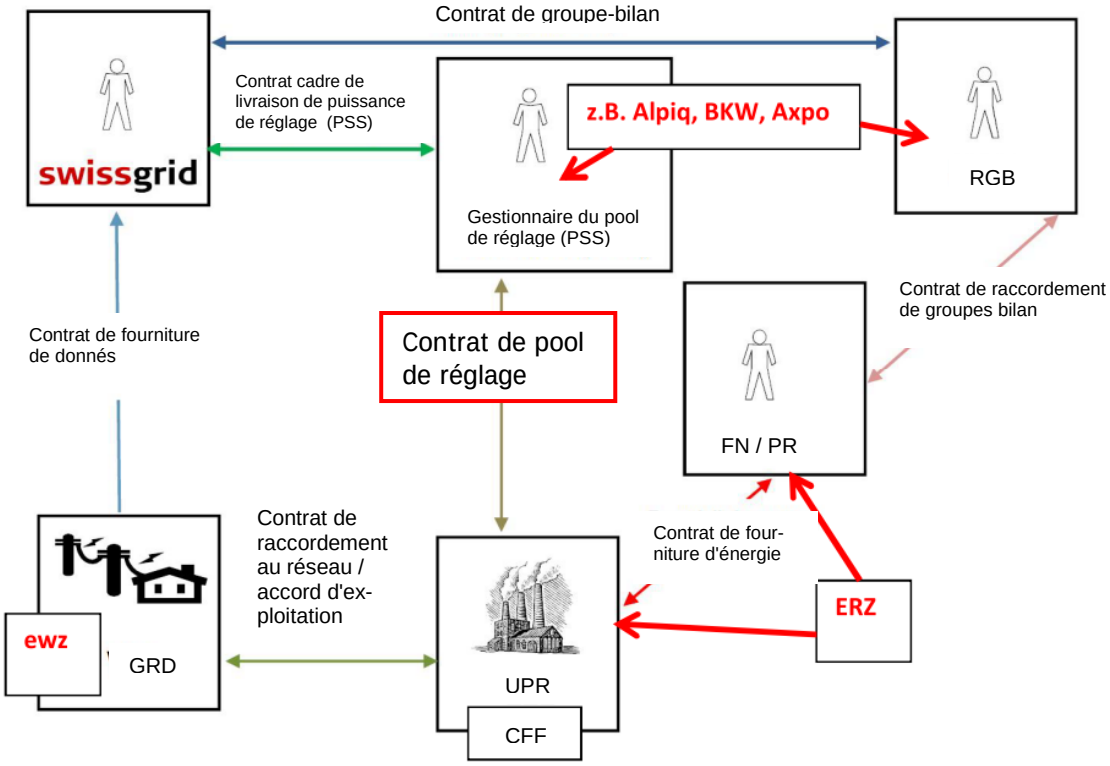


Figure 4: Aperçu de la répartition des rôles dans le pooling de réglage

Principales abréviations:

PSS = gestionnaire du pool de réglage
RGB = responsable de groupe-bilan
FO/PR = fournisseur ou producteur
UPR = unité de production
GRD = gestionnaire de réseau de distribution

Un contrat de pool de réglage est signé entre l'exploitant de la STEP et le gestionnaire du pool de réglage.

Outre une volatilité élevée des prix, ces 3 dernières années ont révélé une forte réduction des revenus réalisables. Des recettes provenant de la mise en réserve de puissance d'env. CHF 20'000 à 60'000 par MW pour la puissance de réglage secondaire peuvent être actuellement attendus, selon le produit et la disponibilité. Des appels de puissance effectifs sont rares et les revenus supplémentaires correspondants sont faibles.

Potentiel disponible dans les STEP de Suisse

Nous allons maintenant décrire brièvement ci-après le potentiel des installations d'infrastructure existantes dans le cas des STEP:

Installa-tion	Nombre d'installations (2012)	Consommation d'électricité	Production d'électricité	Puissances installées Consommation	Puissance installée Produc-tion
STEP	850	490 GWh/a	114 GWh/a	100-150 MW	30 MW

Figure 5: Installations d'infrastructure STEP (source: Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung, InfraWatt 2013

Actuellement, les STEP couvrent près d'un quart de la consommation d'électricité grâce à l'électricité qu'elles produisent à partir d'installations de couplage chaleur-force telles que des centrales à énergie totale équipée ou des micro-turbines à gaz. La puissance installée des consommateurs d'électricité est d'env. 100 – 150 MW.

Puissance de réglage positive pendant 1h		
STEP	2012	2050
Potentiel par temps sec	30MW	75 MW
Potentiel par temps de pluie	18 MW	35 MW

Puissance de réglage négative pendant 1h		
STEP	2012	2050
Potentiel par temps sec	17 MW	35 MW
Potentiel par temps de pluie	17 MW	35 MW

Figure 6: Potentiel de déplacement de charge en moyenne anuelle (source: Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung, InfraWatt 2013)

Le potentiel de déplacement de charge dans les STEP est différencié en fonction de la puissance de réglage positive et négative et dépend des conditions météorologiques. En 2012, les stations d'épuration des eaux usées disposaient en moyenne annuelle pendant une heure d'un potentiel estimé de 30 MW de puissance de réglage positive et de 17 MW de puissance de réglage négative. En cas de pluie, le potentiel pour la puissance de réglage positive diminue de 12 MW pour atteindre 18 MW. Le potentiel reste le même pour la puissance de réglage négative.

L'extrapolation de 2012 à 2050 montre que le potentiel de déplacement de charge augmente d'env. un tiers. Le potentiel révélé peut être proposé entre un quart d'heure et deux heures, mais la puissance disponible baisse significativement en cas de besoin prolongé. La possibilité que la puissance soit appelée pour 15 minutes oscille entre zéro et quatre fois par jour.
La plupart des STEP produisant de l'électricité sont équipées d'un gazomètre qui sert de réservoir intermédiaire pour le gaz d'épuration. S'il y a un excédent sur le réseau d'électricité, le gaz d'épuration produit y est stocké et la production d'électricité est réduite. Le volume du gazomètre est souvent compris entre un quart et la moitié d'une production journalière. Le stockage de l'énergie dans le gazomètre doit être privilégié au stockage dans l'accumulateur de chaleur, car les pertes sont beaucoup plus faibles et les STEP produisant de l'électricité n'exploitent pas toutes un accumulateur de chaleur planifiable. L'inertie du côté de la chaleur présente toutefois un avantage pour certaines interventions de production contrôlées dans les CCF.

2.4 Gestion de charge opérationnelle

La gestion de la charge revêt une importance croissante en raison de la production accrue, décentralisée et fluctuante d'électricité issue des énergies renouvelables.

Généralement, la décentralisation de la production conduit à ce que les coûts de réseau soient de moins en moins répercutés sur la quantité d'énergie et de plus en plus sur la puissance réellement mobilisée. La gestion de la charge à proprement parler implique un pilotage de charges contrôlé et anticipatif dans la STEP ainsi que la gestion de charges déplaçables. A l'aide de la gestion opérationnelle des pics de charge, les stations d'épuration peuvent réduire leurs coûts d'énergie grâce à la réduction des pics de charge. Cela est important pour les exploitants, car la valeur moyenne de puissance la plus élevée par quart d'heure dans le mois ou même dans l'année définit le montant des coûts de réseau au moyen du tarif de puissance.
L'analyse des courbes de charges des STEP (données au quart d'heure pendant une durée représentative) comprend l'examen des options permettant d'influencer les pics de charge en évitant des pics de démarrage et en réduisant les pics de charge de certains consommateurs (notamment via l'étalement dans le temps de processus ou l'adaptation de consommations). Du point de vue économique, la gestion de la charge opérationnelle est rentable dans les installations possédant une charge déplaçable de 100 kW minimum.

2.5 Combinaison du pooling de réglage et de la gestion des pics de charges

La combinaison du pooling de réglage et de la gestion des pics de charges permet de commercialiser des charges flexibles additionnelles et donc de générer des revenus supplémentaires. Pour ce faire, non seulement les charges opérationnelles sont considérées comme une flexibilisation de la demande d'électricité, mais également les installations de production d'électricité telles que les CFF, les micro-turbines à gaz et les génératrices de secours.

La combinaison de la mise en réserve d'énergie de réglage tertiaire positive et de la gestion des pics de charges est possible tant que la mise en réserve peut être prouvée techniquement ou par une mesure. La combinaison n'est pertinente économiquement que si aucun pic de charge supérieur au niveau cible n'est attendu. La mise en réserve et l'appel d'énergie de réglage tertiaire par téléphone, sans connexion explicite en matière de données, sont en principe également possibles au niveau de l'exploitation opérationnelle, car on peut partir du principe que la probabilité d'appel est basse en cas de stratégie d'enchères habile. L'illustration suivante montre les résultats de modélisation avec une durée de précipitation d'une heure. Cela signifie que les pics de charge peuvent être prédits au sein du processus principal avec une probabilité et une qualité très élevées. Outre les précipitations, le débit des affluents de la STEP et la concentration d'ammonium à l'entrée de la biologie peuvent être utilisés comme des valeurs d'entrée. La ligne bleue montre les précipitations, la ligne rouge les pronostics de l'évolution et la ligne noire l'évolution mesurée de la charge dans le processus principal. Le modèle de base est fiable pour l'ensemble des données.

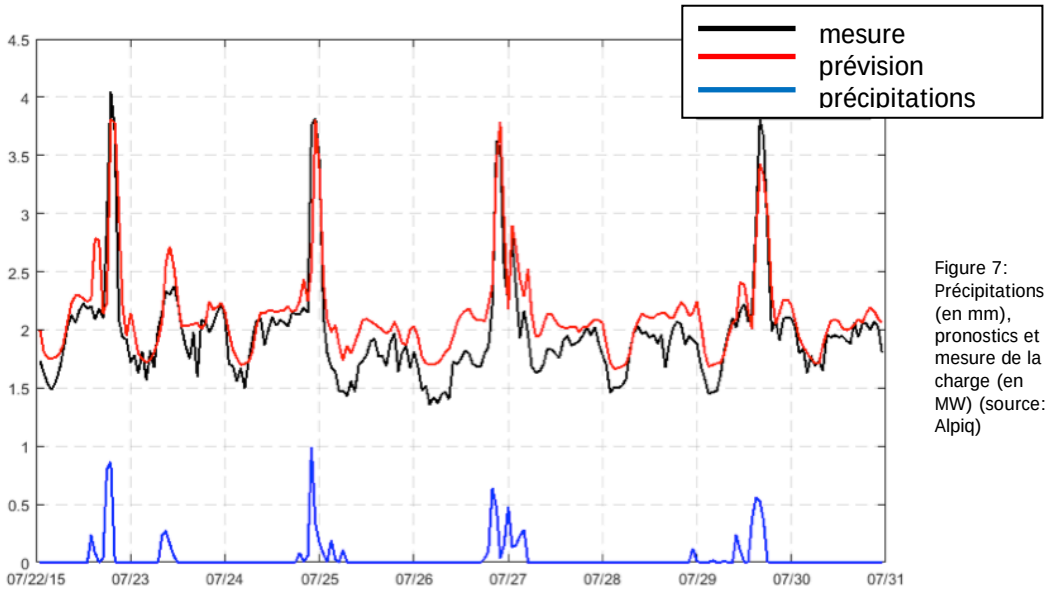


Figure 7: Précipitations (en mm), pronostics et mesure de la charge (en MW) (source: Alpiq)

2.6 Nouveau contrat de fourniture d'électricité

L'utilisation du couplage chaleur-force (CCF) dans les stations d'épuration (CCF ou microturbines à gaz) peut en principe constituer une alternative à l'approvisionnement en électricité du fournisseur amont. La situation contractuelle pour l'électricité et le gaz doit être analysée (p. ex. niveau de coûts de production versus tarif de l'énergie) et évaluée.

Les coûts d'énergie et l'imputation intégrale de la flexibilité ne peuvent être réduits que par des adaptations contractuelles avec le fournisseur amont. Une autoproduction peut fournir à une STEP une sécurité durable des prix pour l'acquisition d'électricité et les coûts de réseau, générant une réduction des risques financiers au cours de longues périodes d'analyse. La valeur vénale d'un CCF flexible joue ici un rôle essentiel.

Le potentiel d'économies s'accroît en principe avec une durée d'exploitation du CCF en augmentation et une part élevée de consommation individuelle. Il convient également de vérifier si la puissance jouant un rôle important pour la facturation peut être réduite. Les coûts d'électricité pourraient ainsi être réduits avec l'utilisation étendue des CCF. Cela doit être analysé de manière spécifique aux installations, car une augmentation des heures d'exploitation des CCF signifie également une fin de production précoce ou un délai de révision anticipé. Une autre alternative consiste à acquérir une installation légèrement surdimensionnée et à l'utiliser en minimisant les coûts sur le marché de l'électricité pour réduire les coûts de réseau et de puissance. Les diminutions des recettes pour l'exploitation de charge partielle doivent toutefois être déduites.

2.7 Dispositif de mesure de la consommation et de la production de courant

La mise en œuvre de la gestion de la charge dépend fortement du mode de décompte appliqué. Il existe deux modes de dispositifs de mesure:

Dispositif de mesure A: mesure séparée de la production et de la consommation nettes d'électricité

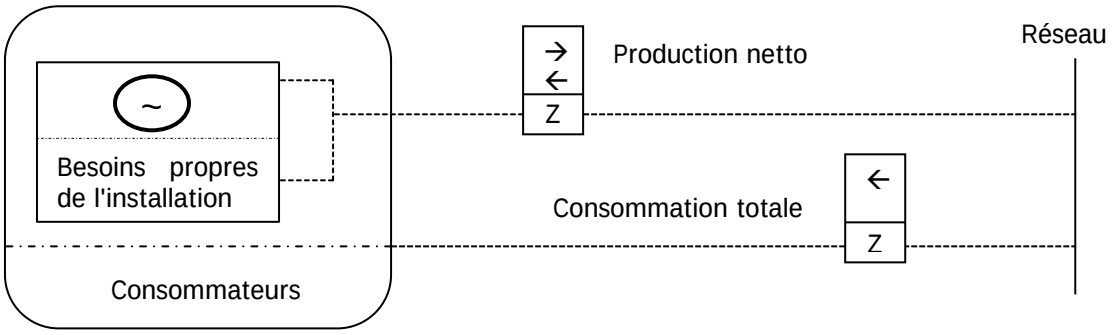


Figure 8: Agencement des compteurs sans consommation propre (source: OFEN)

L'illustration ci-dessus est le dispositif de mesure typique permettant de séparer la production de la consommation d'électricité. Elle a souvent été appliquée dans les installations qui ont recourt à une rétribution du courant injecté (RPC). Aucun courant propre n'est consommé et la production est intégralement injectée dans le réseau, mesurée et rémunérée. La production nette résulte de la production totale d'électricité, déduction faite des besoins propres de l'installation.

Pour le déplacement de charge, cela signifie:
- Avec ce mode, la gestion des pics de charges n'est pas possible avec les CCF, mais uniquement avec les consommateurs d'électricité.
- Aucune économie de coûts grâce à la CCF
- Mais il est possible de proposer de l'énergie de réglage comme prestation de services système sur le marché.

Dispositif de mesure B: mesure du surplus avec compteur de production supplémentaire

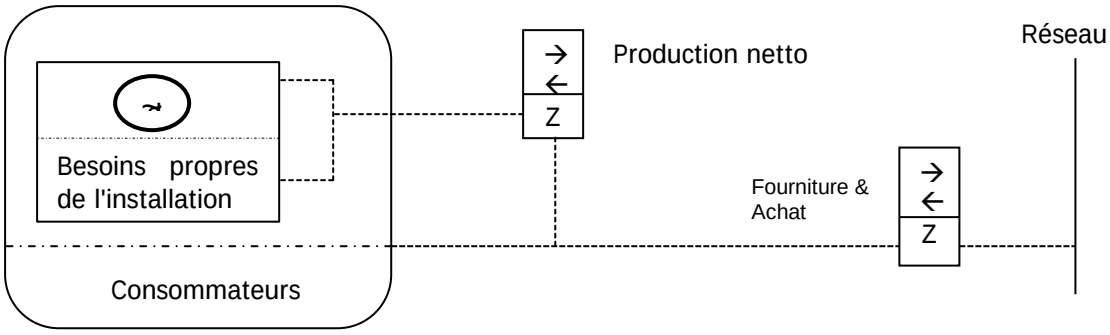


Figure 9: Agencement des compteurs en cas de consommation propre avec puissance de raccordement > 30 kVA (source: OFEN)

Avec le dispositif de mesure B, la mesure est effectuée dans deux directions: la fourniture d'électricité d'un côté et l'achat d'électricité de l'autre. Les deux sont mesurés séparément et enregistrés dans des registres séparés. Avec une puissance de raccordement > 30 kVA, une mesure supplémentaire de la production d'électricité nette doit être effectuée. Dans les installations plus petites avec consommation de courant propre, aucun compteur de production n'est nécessaire en principe.

Pour le déplacement de la charge, le dispositif de mesure avec consommation propre ou contributions à l'investissement signifie que:

- La gestion des pics de charge avec les CCF et les micro-turbines à gaz et éventuellement des consommateurs d'électricité est possible.
- Le CCF conduit à une économie générale des coûts de réseau
- Le pooling de réglage peut être proposé sous forme de prestation de services système

3 Puissance de réglage secondaire / tertiaire

3.1 Participation au marché de l'énergie de réglage secondaire / tertiaire

Les directives suivantes en matière de fourniture de prestations de services de réglage tertiaire s'appliquent actuellement chez Swissgrid:

- Puissance minimale disponible de 5 MW pendant 4 heures
- Disponibilité de 99.99 %
- Réservation jusqu'à 3,5 jours à l'avance

Pour la fourniture de prestations de service de réglage secondaire, Swissgrid a défini les directives suivantes:

- Utilisation dynamique (de quelques minutes à quelques 15 minutes d'affilée)
- Mise en réserve et engagements en principe hebdomadaires

Le réglage secondaire pose des exigences élevées aux installations et à la puissance mise en réserve pendant la semaine. De nombreuses installations ne peuvent pas couvrir la mise en réserve de puissance de 168 heures hebdomadaires ou uniquement avec des coûts supplémentaires élevés. Il est donc pertinent de réaliser le pooling de réglage en commun avec d'autres installations.

Cette puissance de réglage mérite particulièrement l'attention, car env. 5 – 10% seulement de la puissance mise en réserve sont appelés dans le réglage secondaire en moyenne annuelle, de sorte que les 90% de la production ne sont pas affectés. L'activation ou la désactivation des CCF est également possible et peut être convenue avec l'exploitant du pool. Le rendement peut être quasiment doublé dans certaines conditions. Dans ce contexte, on parle également d'énergie de réglage de réserve. Pour ce faire, les CCF disposant d'un nombre élevé d'heures de fonctionnement annuelles et d'une bonne capacité de rampes sur toute la plage de puissance sont particulièrement adaptées (0,5% de variation de puissance/seconde).

Pour que les conditions de déversement prescrites dans le cadre de la protection des cours d'eau ne soient pas affectées par le déplacement de charge, les mesures prévalant dans le domaine de la production d'électricité ont la priorité sur celles s'appliquant aux consommateurs de courant. En ce qui concerne la production d'électricité, les installations de couplage chaleur-force (CCF), ainsi que les micro-turbines à gaz conviennent aux stations d'épuration. Les gaz d'épuration formés dans le digesteur sont utilisés pour exploiter ces installations. Dans la mesure où la température ne varie que lentement dans le digesteur, la chaleur issue des installations CCF ne doit pas être fournie en permanence. Ces installations peuvent ainsi, dans une certaine mesure, être pilotées de manière flexible en cas de variations sur le réseau. La condition est toutefois de pouvoir disposer d'une marge de manœuvre lors de la livraison de gaz ou d'une réserve dans les réservoirs de gaz (gazomètres) en cas de nouveau mode de fonctionnement de l'installation CCF (jusqu'à la désactivation ciblée). En cas de surplus d'électricité sur le réseau, le gaz d'épuration produit peut y être stocké et la production d'électricité peut être réduite en diminuant la puissance des CCF ou des micro-turbines à gaz. Grâce à l'activation d'installations CCF supplémentaires (réserve), la production d'électricité peut être exploitée à une puissance plus élevée pendant un certain temps (30 minutes à 4 heures).

3.2 Préqualification

La préqualification est généralement effectuée par le biais d'une procédure de test en temps réel avec Swissgrid (instance responsable de la sécurité de l'approvisionnement des zones de réglage). Pour les installations dans le pool de réglage, des procédures de test souvent simplifiées peuvent être utilisées, si le pooler de réglage a déjà été préqualifié pour la prestation de services de réglage concernée.

L'illustration suivante montre le déroulement habituel du signal de test et de la bande de tolérance. Le dépassement de la bande de tolérance ne peut être que limité (<1 % du travail de réglage). La vitesse de rampe équivalant à au moins 0,5% de la puissance de réglage théorique par seconde est encore plus importante pour la préqualification.

Par ailleurs, le pool (et non pas chaque installation individuellement) doit présenter une précision de régulation élevée au niveau des rampes généralement lentes. Cela est mis en œuvre dans le réglage via un pilotage contrôlé de plusieurs installations.

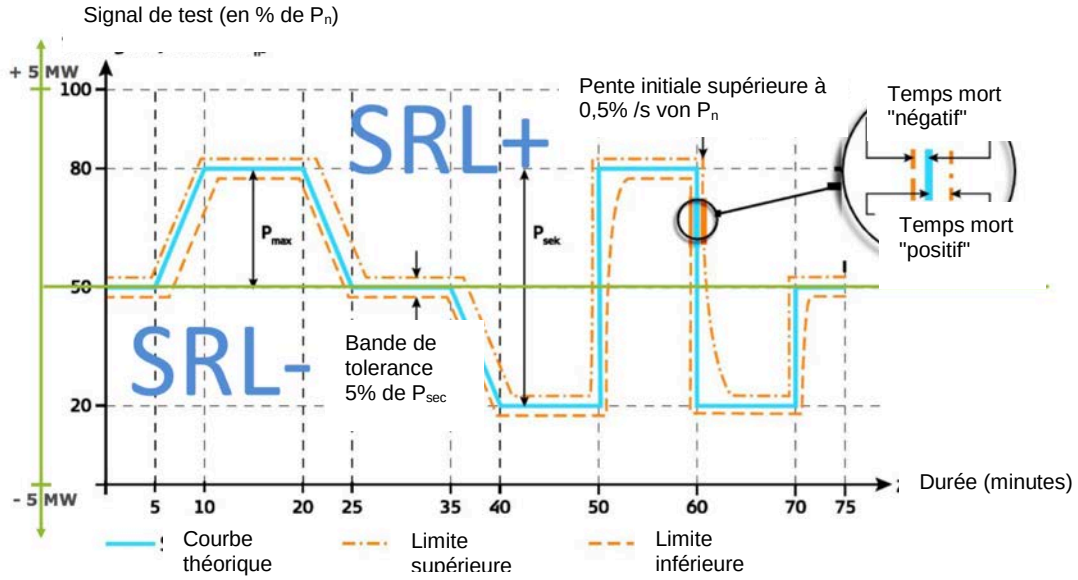


Figure 10: Signal de test Swissgrid (source Swissgrid)

3.3 Pilotage des CCF

Une exploitation efficace des CCF suppose une gestion intelligente et un réglage progressif ainsi qu'une surveillance. Des temps de démarrage et d'arrêt brefs dans un délai de 200 secondes (exigences en Suisse) doivent être garantis, dans la mesure où un arrêt des CCF est correct du point de vue de l'exploitant. L'échange de données est effectué, dans la mesure du possible, via une connexion Internet sécurisée.

3.4 Effets négatifs des temps de démarrage et d'arrêt

Des analyses menées à la STEP de Morgental ont montré qu'une capacité élevée de rampes de 0,5% de puissance par seconde, des temps de fonctionnement réduits et une bonne capacité de charge partielle sont possibles. Les évaluations ont également montré que l'influence du pooling de réglage de l'électricité sur l'exploitation de la STEP (et le gazomètre) est minimale, car il est possible de renoncer à une désactivation/activation continuelles. Cela fonctionne, car les CCF peuvent être régulées de manière progressive en fonctionnement normal. Mais une régulation contrôlée est nécessaire ici aussi, car une non-atteinte de la charge minimale provoque des émissions indésirables et le moteur à combustion fonctionne dans la plage critique.

3.5 Expériences d'exploitation dans le domaine du pooling de réglage secondaire

Le pool de réglage constitué dans le cadre du projet phare «Pooling de réglage avec les infrastructures» avec des CCF de 4 STEP est présent sur le marché de l'électricité depuis l'été 2017. Les STEP doivent indiquer à l'exploitant du pool de réglage Alpiq toujours une semaine à l'avance la puissance de réglage disponible et la disponibilité des CCF. Cela demande peu de travail aux exploitants de STEP. De même, les investissements sont réduits. Après plusieurs mois d'exploitation, les exploitants de STEP se sont exprimés positivement sur le pooling de réglage ainsi que les revenus supplémentaires et peuvent recommander à d'autres exploitants de STEP la mise en œuvre du pooling de réglage.

4 Autres consommateurs d'électricité pouvant être utilisés

Les deux plus grands consommateurs d'électricité dans une STEP sont l'étape biologique et la station de relevage. En principe, de faibles durées de désactivation sont possibles dans les unités suivantes:

Aérateurs de l'étape de traitement biologique
Les aérateurs jouent un rôle central pour le rendement d'épuration des STEP. Pour cette raison, une diminution contrôlée de la charge ne peut être possible qu'en liaison avec des mesures supplémentaires visant à garantir la fonctionnalité de l'installation. En cas de pluie violente, une diminution de la charge est exclue.

Temps de coupure de générateurs		Charge peu élevée (nuit)					Charge élevée (jour)				
		15 min	30 min	1h	2h	> 2h	15 min	30 min	1h	2h	>2h
Relevage	Station de relevage										
Traitement mécanique	Soufflerie du collecteur de sable										
Traitement biologique	Soufflerie dans la biologie										
	Agitateur dans la biologie										
	Pompes pour la circulation des boues										
Traitement des boues	Agitateur dans la digestion										
	Pompes dans la digestion										
	Echangeur de chaleur										
	Evacuation des eaux avec décanteur										

Figure 11: Exemples de temps de coupure de générateurs importants par temps sec en été. Couleur pleine: tous les générateurs sont arrêtés. Semi-transparence: seule la moitié des générateurs (ex. pompes, souffleries, etc.) est arrêtée. Source: Potential von Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung, InfraWatt 2013)

Cette option n'a pas été retenue, car les responsables de station d'épuration tiennent à bénéficier d'un fonctionnement sans démarrage/arrêt fréquent des unités, ainsi que d'une durée de vie des pompes, aérateurs et robinetterie la plus longue possible.

Aérateurs du collecteur de sable
En cas de faible pollution, l'aérateur du collecteur de sable peut être désactivé pendant env. 30 minutes durant la nuit et env. 15 minutes durant la journée.

Station de relevage
Elles sont utilisées pour amener les eaux usées à l'entrée de la station d'épuration à un niveau plus élevé. Elles peuvent être désactivées pendant une demi-heure maximum par temps sec et jusqu'à une heure pendant la nuit. Durant cette période, l'eau peut être stockée dans le puisard ou le canal d'entrée.

Puissance de réglage négative
Le potentiel de puissance de réglage négative est beaucoup plus faible dans les STEP. La consommation supplémentaire d'électricité, due par ex. à une aeration accrue dans la biologie, n'apporte aucun avantage supplémentaire et n'est donc généralement pas pertinente.

5 Gestion des pics de charges

5.1 Condition pour les CCF

La gestion des pics de charges avec des CCF n'est possible qu'avec le dispositif de mesure B (cf. chap. 2.7). Toutes les STEP, qui ne sont pas bénéficiaires de RPC/ESV, doivent mettre à disposition la puissance de manière concentrée pour une gestion des pics de charges. Les pics de charge jouant un rôle important dans la facturation (part des coûts du réseau de la facture d'électricité) peuvent ainsi être réduits. La désactivation ou la réduction inconsciente des installations CCF doivent être réalisées de manière ciblée, car sinon cela génère des pics de charge.

5.2 Condition pour les consommateurs

Les possibilités permettant de réduire les pics de charge en diminuant la consommation d'électricité des plus grands consommateurs constituent une option. Elles doivent être clarifiées très précisément afin de garantir un bon fonctionnement de la STEP. Les plus gros consommateurs en termes de puissance sont les aérateurs de l'étape de traitement biologique ainsi que les éventuelles stations de relevage présentes. Le besoin en puissance électrique dépend principalement du débit entrant. Des quantités maximales d'eaux usées et donc des pics de consommation d'électricité surviennent généralement dans le cadre d'épisodes pluvieux.

Les débits entrants en cas d'épisodes pluvieux et les pics de charge consécutifs sont en principe prévisibles avec des outils modernes. L'utilisation de ventilateurs pour la livraison de l'oxygène pour l'étape de traitement biologique joue un rôle essentiel dans le rendement d'épuration de cette étape. La commutation libre à des fins d'optimisation de la charge est toutefois possible, mais doit être étudiée de manière critique pour chaque projet en termes de rapport coûts/bénéfice/risque. Si la solution est mise en œuvre, des mesures permettant de sécuriser les finalités de l'exploitation sont nécessaires.

5.3 Expériences opérationnelles concernant la gestion des pics de charge avec des CCF

La STEP de Werdhölzli à Zurich injecte depuis 2016 son gaz d'épuration dans le réseau de gaz naturel, de sorte que les CCF ont dû être démontées. Une étude de faisabilité effectuée dans le cadre du projet phare a montré que les CCF peuvent toujours être utilisées de manière pertinente et économique pour réduire les pics de charge. Depuis l'automne 2016, la gestion des pics de charges fonctionne avec deux CCF à la plus grande satisfaction des exploitants de la STEP. Les pics de charge électriques sont anticipés à l'aide d'un outil, qui prend en compte les données météo et de flux. Le CCF est démarrée en cas de besoin et la consommation d'électricité externe est limitée. Les économies de coûts de puissance se situent dans la plage positive attendue.

6 Avenir du marché de l'électricité

La Suisse impose actuellement des contraintes plus sévères que l'UE envers le marché de la puissance de réglage secondaire. Les durées de démarrage et d'arrêt des CCF sont de 200 secondes en Suisse. Dans de nombreux marchés voisins, le temps de réaction autorisé est de 300 secondes. Une adaptation par rapport à ces règles permettrait un accès simplifié des STEP au marché suisse.

Nous supposons qu'à moyen terme une commercialisation séparée de la puissance de réglage positive et négative sera mise en œuvre. Des modifications correspondantes sont en cours d'élaboration.

Ryser Ingenieure AG | Engestrasse 9 | Postfach 826 | 3000 Bern 9
T 031 560 03 03 | info@rysering.ch | www.rysering.ch