



Limitations d'injections imposées par les GR en cas de congestion : propositions de mise en œuvre du mécanisme de compensation



Réunion ReFlex du 1/10/2014

Plan

- Installations éligibles
 - Date de mise en service
 - Critères techniques
 - Critères économiques
- Situations ne donnant pas droit à une compensation
 - Limitations d'injection autres que celles imposées par le GR pour cause de congestion
 - Réseau en situation d'urgence
 - Réseau en situation anormale d'exploitation
 - Délai de renforcement non expiré
 - 'Flex-band' et limitations d'injection de faible ampleur
- Contenu et modalité de compensation
 - Energie et périmètre d'équilibre
 - Certificats verts
- Gestionnaire de réseau redevable de la compensation
- Calcul de l'énergie non produite

Installations éligibles

Date de mise en service

- Uniquement les « *installations mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition* »
 - Date d'entrée en vigueur = 1/1/2015 ? (cf. article 66 : « *Pour ce qui concerne les GRD, l'article 26, § 2ter à quinquies et l'article 34, 3,b) entrent en vigueur à la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs appliqués aux gestionnaires de réseau de distribution* »)
 - Quid si l'AGW fixant les modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation n'est pas encore en vigueur à cette date ?
 - Quid des installations disposant d'un contrat Gflex et déjà mises en service avant le Décret et/ou avant le 1/1/2015 et/ou avant cet AGW ?
- Cela concerne aussi les nouvelles installations ajoutées sur un site de production existant, pour autant qu'un renforcement du raccordement soit demandé

Installations éligibles

Critères techniques (1/2)

- Nature de l'installation : « (...) *une compensation est octroyée au producteur d'électricité verte (...)* »
- L'installation doit être **techniquement capable de réduire sa production à la demande du GR**. Or le Décret n'impose cette exigence technique qu'aux installations raccordées en MT et en HT : « *Afin de garantir la sécurité du réseau, concernant les installations raccordées en MT et HT, le producteur doit être capable de réduire sa production en cas de congestion* ».
- Remarques :
 - Cette exigence ne connaît aucun seuil minimal de puissance !
 - Or les systèmes permettant l'envoi, la réception et l'exécution de consignes de réduction de puissance, ainsi que le contrôle et le calcul des volumes non produits, coûtent assez cher (de la part du producteur et du GR)

Installations éligibles

Critères techniques (2/2)

- **Puissance** de l'installation (\neq puissance d'injection) et **Tension** de raccordement : le Décret fait une distinction entre BT et MT/HT d'une part et, en BT uniquement, entre les installations de plus ou moins de 5 kVA d'autre part : « (...) pour les installations raccordées au réseau MT et HT, et pour les installations > 5 kVA raccordées au réseau BT, une compensation est octroyée (...) »
- En résumé :

Capacité technique de réduire la production ? (art. 25decies §4)		Tension du réseau	
		BT	MT / HT
Puissance de l'instal.	≤ 5 kVA	NON	OUI
	> 5 kVA	NON	OUI

Compensation ? (art. 26 §2ter)		Tension du réseau	
		BT	MT / HT
Puissance de l'instal.	≤ 5 kVA	NON	OUI
	> 5 kVA	OUI	OUI

Proposition : il faut fixer un seuil de puissance minimum ($P > 250$ kVA) pour imposer la mise en place de systèmes permettant de réduire la puissance à la demande du GR. Techniquement, il ne pourra donc pas y avoir de compensation pour les installations de puissance inférieure.

Installations éligibles

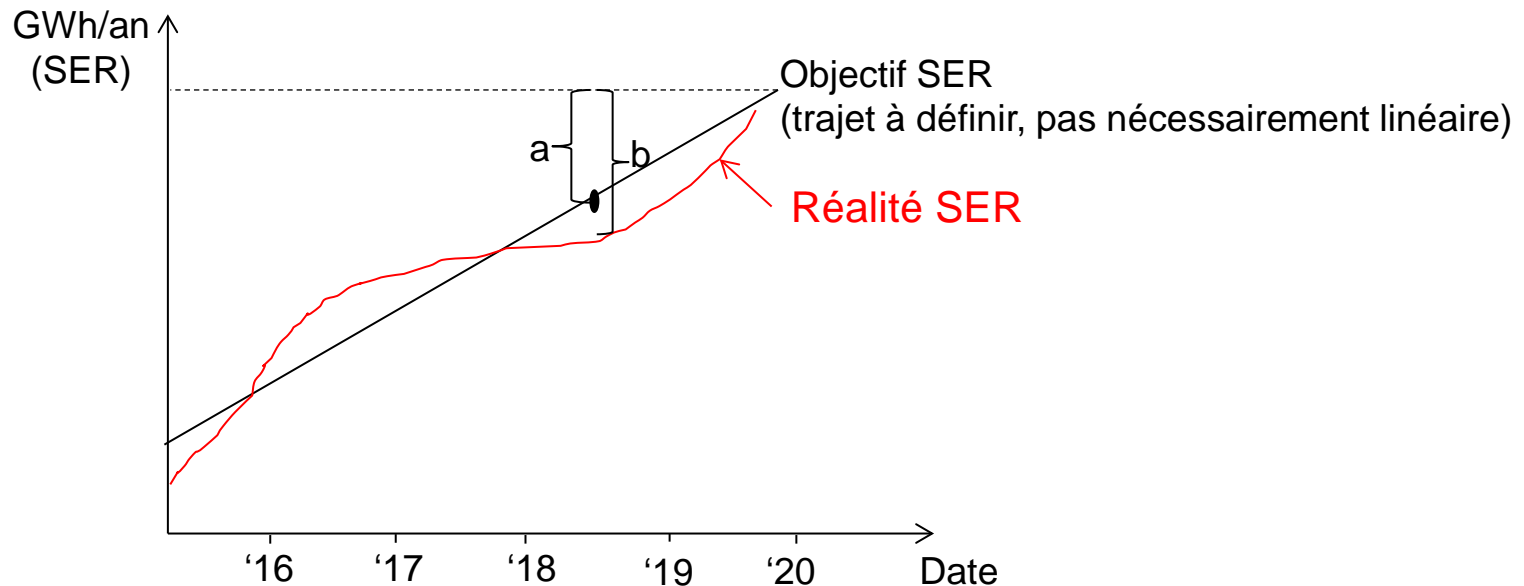
Critères économiques (1/2)

- Conformément au Décret, **les investissements** nécessaires pour le raccordement et/ou la capacité d'injection excédentaire par rapport à celle immédiatement disponible, **doivent être économiquement justifiés**
- Les GR proposent les principes suivants:
 - Fixer un plafond de référence pour les investissements à réaliser par les GR, par MW de nouvelle production à raccorder au réseau, pour offrir un raccordement avec accès classique (pas de limitation d'accès en N) : $I_{\text{max.ref.}} = x \text{ €/MW}$
 - Ce plafond devrait être différent par filière pour prendre en compte l'énergie produite par MW
 - Ordre de grandeur envisageable en éolien : 50 k€ / MW
 - Moduler cette référence en fonction de l'écart entre l'objectif de renouvelable (selon un trajet à déterminer) et la réalité au moment où le dossier est introduit par le producteur → coefficient correctif α appliqué au plafond de référence. Ce coefficient peut être global ou par filière (PV, éolien,...)
 - $\alpha > 1$ si on est en retard par rapport à l'objectif
 - $\alpha < 1$ si on est en avance par rapport à l'objectif

Installations éligibles

Critères économiques (2/2)

- L'investissement réseau pour un raccordement avec accès classique ($I_{\text{projet,class}}$) est considéré comme économiquement justifié si $I_{\text{projet,class}} < \alpha \cdot I_{\text{max.ref.}}$.
- Illustration du calcul de α pour une demande de raccordement introduite en juin 2018
 - $\alpha = b/a > 1$ (pcq la réalité est en retard sur l'objectif)
 - Plafonner α à 1,2 ... 1,3 car risque de valeur excessive



Situations ne donnant pas droit à une compensation

Limitations ou interruptions autres que celles imposées par le GR pour cause de congestion

- Mesures volontaires prises par l'URD, telles que
 - Modulations réalisées à la demande d'une partie commerciale (BRP,...)
 - Participation à une réserve dans le cadre d'un contrat avec le GRT
 - Modulations en fonction de futurs modèles tarifaires éventuels (ToU), que ce soit pour la partie 'énergie' ou pour la partie 'réseau'
- Limitations ou interruptions obligatoires, réalisées sur base de variables mesurées localement dans l'installation de l'URD
 - Protections anti-ilotage
 - Modulation suite à une déviation de fréquence (droop)
 - Protections déclenchant pour cause de sur- ou sous-tension, sur- ou sous-fréquence

Situations ne donnant pas droit à une compensation

Réseau en situation d'urgence

- Le RTDE définit deux types de situations d'urgence :
 - « *la situation qui fait suite à la force majeure et dans laquelle doivent être prises des mesures exceptionnelles et temporaires pour faire face aux conséquences de la force majeure afin de pouvoir garantir ou rétablir le fonctionnement sûr et fiable du réseau de distribution* »
 - Le RTDE cite notamment les situations de black-out et de pénurie
 - « *une situation qui fait suite à un événement qui, bien qu'il ne puisse pas être qualifié de force majeure selon l'état actuel de la jurisprudence et de la doctrine, exige, selon l'évaluation du GRD ou de l'URD, une intervention urgente et adéquate du gestionnaire du réseau de distribution afin de pouvoir garantir ou rétablir le fonctionnement sûr et fiable du réseau de distribution, ou d'empêcher d'autres dommages* »

Situations ne donnant pas droit à une compensation

Réseau en situation anormale d'exploitation (1/2)

- Réseau en situation N-1
 - Définition : situation d'exploitation du réseau caractérisée par l'indisponibilité d'un élément de réseau, que ce soit suite à une coupure planifiée pour un entretien ou suite à un incident.
 - Par élément de réseau, on entend notamment les éléments de type (liste non exhaustive) :
 - Un appareillage de coupure HT ou MT (disjoncteur, interrupteur, sectionneur...),
 - Une ligne, y compris support
 - Un câble en réseau ou un câble de raccordement (liaison simple ou en boite à boite (2 câbles protégés par 1 seul élément de coupure)),
 - Un transformateur HT/MT, MT/BT ou MT/MT
 - Un élément du réseau de télécommunication utilisé par le GR
 - Un équipement de télécommande, télémessure ou télésignalisation
 - Un automate de commande et/ou une protection

Situations ne donnant pas droit à une compensation

Réseau en situation anormale d'exploitation (2/2)

- Autres situations anormales d'exploitation (liste ci-dessous non exhaustive)
 - L'indisponibilité de 2 ou plusieurs éléments de réseau cités supra
 - L'indisponibilité de 1 ou plusieurs des éléments suivants:
 - Jeu de barres ou couplage dans poste HT/MT ou dans un poste de dispersion (y compris en cas de poste double jeu de barres)
 - Jeu de barres ou couplage à la cabine de tête d'un URD
 - Tout élément non conduit et/ou non exploité par le GRD ou qui n'est pas sa propriété, mais qui a une influence non négligeable sur le réseau de distribution, par exemple un élément de l'installation de l'URD ou du réseau interconnecté

Situations ne donnant pas droit à une compensation

Délai de renforcement non expiré

« Si le GR ne peut accepter la totalité de la capacité d'injection (...), il procède aux investissements nécessaires et la compensation pour limitation de capacité ne sera pas due pendant la période d'adaptation du réseau (...). Cette limitation est plafonnée à 5 ans. »

- Cette disposition pose plusieurs questions d'interprétation :
 - Le GR est-il obligé d'investir pour accepter la totalité de la capacité d'injection ? Qu'entend-on par '*les investissements nécessaires*' ?
 - Que signifie '*Cette limitation est plafonnée à 5 ans*' ? Ne peut-il plus y avoir de limitation de capacité après 5 ans ? Quand débute cette période de 5 ans ?
- Rappel du principe promu par la CWaPE : le GR doit faire un arbitrage économique entre investir et payer des compensations. Il n'y a donc pas d'obligation d'investir. Les conditions de l'arbitrage peuvent évoluer dans le temps.

Proposition : dans tous les cas, les compensations ne seront dues qu'après un délai d'attente de 5 ans (ou davantage si retards dans les travaux non imputables au GR) à pd la mise en service de la partie de l'installation qui nécessite un investissement

Situations ne donnant pas droit à une compensation

Flex-band et limitations d'injection de faible ampleur

- Objectifs :
 - n'entamer les compensations que lorsque les limitations d'injection atteignent une certaine importance .
 - Conserver une marge permettant de raccorder les installations de plus faible puissance (surtout celles < 5 kVA qui peuvent se développer sans aucun contrôle de la part du GRD) et qui peuvent induire des congestions sur le réseau amont
 - Eviter les complexités administratives pour des montants très faibles.

Proposition des GR :

- Pas de compensation lorsque la durée de l'activation < 15 minutes
- Pas de compensation pour les premiers 5% non produits (en énergie) à la demande du GR (en N), par installation par an.

Contenu et modalité de compensation

Energie et périmètre d'équilibre

- Les GR soutiennent la proposition de la FEBEG pour la mise en œuvre pratique de la compensation, càd via une **correction du périmètre d'équilibre**.
 - Pour la biomasse et la cogénération, la compensation doit être corrigée pour prendre en compte les coûts évités (non utilisation de matières premières)
 - La manière dont le GR va pouvoir récupérer le montant de la compensation doit encore être discutée. L'objectif doit être d'inciter le GR à faire le meilleur choix pour la collectivité entre investir ou payer des compensations.

Certificats verts

- Les GR proposent d'**étendre la durée d'octroi des CV** pour permettre au producteur de toucher autant de CV que s'il n'avait jamais été limité/interrompu au-delà de la période d'attente de 5 ans.
 - Cette solution permet d'éviter de multiplier les transactions pour de petits montants
 - La période d'octroi supplémentaire pourrait prendre en compte la perte de valeur due à l'octroi différé

GR redevable de la compensation

- *« La compensation est due par le GRD ou le GRTL en fonction de l'infrastructure qui limite la capacité contractuelle »*
- Discussion en cours en Synergrid. Une proposition suivra.

Calcul de l'énergie non produite

2 méthodes possibles (éolien, PV) :

- Méthode régionale approchée proposée par ELIA en ReFlex GT1
 - Profil régional calculé sur base des mesures de l'ensemble des parcs
 - Coefficient de performance par installation
 - Principaux avantages : facilité de mise en œuvre, faible coût
- Méthode locale 'exacte' envisagée par certains GRD (détails techniques disponibles)
 - Profil local calculé sur base de mesures de vent (éolien)
 - Formule (éolien) : $P = C_p * 1/2 * \rho * A * V^3$ (C_p déterminé 1x/an sur base de données historiques)
 - Nécessite un capteur (vitesse, température, humidité, pression) fourni par le GRD, placé et financé par le client.
 - Principaux avantages : précision, données transparentes pour le client, séparation des responsabilités Elia/GRD

Proposition : Par défaut, la méthode régionale serait appliquée. Le GRD peut proposer la méthode locale (pas d'obligation). Dans ce cas, le producteur pourra choisir entre les deux approches. Les coûts supplémentaires pour l'implémentation de l'approche locale seraient à charge du producteur (y compris le placement et la gestion des appareils de mesure et de télé-relevé supplémentaires)

Merci pour votre attention