



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

AVIS

CD-12j05-CWaPE-453

sur

*'les coupures de production
des installations photovoltaïques
≤ à 10 kW sur le réseau'*

*rendu en application de l'article 43bis, § 1^{er} du décret du
12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.*

Le 5 octobre 2012

**Avis de la CWaPE sur les coupures de production
des installations photovoltaïques ≤ 10 kW sur le réseau**

1. Objet

Par courrier reçu le 2 juillet 2012 (dont copie en annexe 1), le Ministre en charge de l'Energie questionnait la CWaPE sur le contenu de *plusieurs articles de presse relatant de nombreuses coupures de production d'installations photovoltaïques jusque 10 kW lors d'épisodes de bon ensoleillement, démontrant l'incapacité de certaines parties de réseaux de distribution pour accueillir cette production décentralisée.*

Après avoir rappelé l'importance de la mise en place (encore lente et progressive) des solutions structurelles mises en évidence par les travaux du groupe de réflexion REDI qui devrait trouver son aboutissement par l'adoption d'un décret modificatif du décret électricité, le Ministre en charge de l'Energie s'interrogeait sur le très court terme. Il mentionnait les dispositions de la directive 2009/28 prévoyant pour l'électricité renouvelable l'obligation incombant aux GRD d'en garantir l'accès prioritaire au réseau, le transport et la distribution, au besoin en adaptant les infrastructures.

Enfin, le Ministre en charge de l'Energie requérait de la CWaPE de *l'éclairer sur ce problème d'intégration des productions photovoltaïques de petite puissance, en particulier sur les points suivants :*

- *Etat de la situation, actuellement et à un an (estimation), des situations problématiques rencontrées par les GRD ;*
- *Stratégie de mise en œuvre à court terme des mesures permettant de remédier à ces situations ;*
- *Traitement des conséquences des coupures des installations (indemnisation ? compensation ? force majeure ?).*

Par un courrier daté du 12 juillet 2012 (joint en annexe 2), adressé aux quatorze GRD actifs en Wallonie, la CWaPE a demandé leur contribution écrite pour le 5 septembre en leur transmettant les questions posées par le Ministre en charge de l'Energie. Une réunion de concertation a été organisée le 7 septembre à 14h, dans les locaux de la CWaPE.

Le point 3 du présent document présente les réponses reçues des GRD concernés, parmi lesquelles la réponse commune des GRD wallons réunis sous INTER-REGIES et ORES (dont copie en annexe 3), ainsi que quelques compléments d'information issus de GASELWEST et INFRAX (annexes 4 et 5).

Le point 4 résumera quelques déclarations lors de la réunion du 7 septembre.

Le point 5 synthétisera la position de la CWaPE quant à l'intégration de la production photovoltaïque ≤ 10 kVA.

2. Les fondamentaux techniques

Ces situations problématiques consistent en la mise en sécurité des onduleurs des installations photovoltaïques lorsqu'apparaissent des surtensions dépassant leur plage de fonctionnement. Ces surtensions résultent elles-mêmes de l'incapacité du réseau local d'évacuer l'énergie produite vers d'autres points du réseau, par suite d'insuffisances de dimensionnement ou du déséquilibre d'une des phases du système triphasé.

Les caractéristiques auxquelles doit répondre la tension fournie par les réseaux de distribution font l'objet de prescriptions normatives notamment définies dans une norme européenne portant les références EN 50160 et dont la dernière version disponible (4^e) est datée de 2010. Cette norme est rendue obligatoire par l'article 4 de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011 approuvant le règlement technique pour la gestion du réseau de distribution (RTD).

En exploitation normale, les caractéristiques de la tension d'un réseau de distribution sont sujettes à des variations dues à des modifications de charge, des perturbations émises par certains équipements ou encore suite à l'apparition de phénomènes électriques dont certains découlent de causes externes. Cette norme définit donc les plages acceptables de variations des caractéristiques de la tension dont certaines sont liées à la survenance de phénomènes particulièrement imprévisibles.

Au nombre des notions abordées, les limites définies pour les variations en basse tension sont délimitées par les seuils +10 % et - 15%, sachant que l'on fait référence à des valeurs moyennées sur 10 minutes et non à des valeurs instantanées.

Les onduleurs placés dans les installations photovoltaïques de petites puissances (max 10 kW) doivent être réglés de manière à ne pas perturber ces caractéristiques (voir à ce sujet les prescriptions définies à l'annexe 4 de la prescription technique C10/11 de Synergrid spécifique pour les installations de production décentralisées fonctionnant en parallèle sur les réseaux de distribution et rendue obligatoire par l'article 49 du RTD). En matière de surtension, les onduleurs doivent donc disposer des deux seuils de déclenchement suivants, à savoir lorsque l'appareil mesure à ses bornes une tension :

- instantanée de 115 % de la tension nominale (soit 264 V);
- moyennée sur 10 minutes de 110 % de la tension nominale (soit 253 V).

Abstraction faite de la variation de tension enregistrée dans le(s) câble(s) reliant un onduleur au réseau de distribution proprement dit, une tension de réseau moyennée sur 10 minutes supérieure au seuil de 110 % définie par la norme EN 50160 devrait provoquer intempestivement le déclenchement de l'onduleur.

Pour attirer l'attention des installateurs et autres petits producteurs sur cette problématique, Synergrid a rédigé sur son site Internet une note qui explique la conduite à suivre en cas de déclenchement fréquent des petites unités de production.

3. Résumé des informations reçues

a. Position de principe présentée par INTER-REGIES et ORES

Les GRD wallons soutiennent entièrement les objectifs du Gouvernement en matière de production d'énergie renouvelable en général et photovoltaïques de moins de 10 kW en particulier, fixés à une puissance globale de 414 MW à l'horizon 2020 tels que prévus dans le cadre des travaux « REDI » (Voir REDI-Annexes-A9R24.tmp.pdf page 71: « Scénario n°1 : PMDE/CWaPE 2011 : Matrice des puissances »). Au rythme actuel, avec la forte croissance du nombre d'installations PV en 2011 et 2012, l'objectif de 414 MW serait en passe d'être atteint dès 2013. Les GRD wallons font leurs meilleurs efforts pour faciliter le raccordement de ces unités de production photovoltaïques et leur assurer des conditions optimales de production.

Pour ce qui concerne les problèmes d'intégration des productions photovoltaïques de petite puissance, les solutions envisagées visent toutes à améliorer les performances des réseaux dans l'attente du développement d'autres solutions de type « gestion active de la demande » évoquées dans le cadre de REDI, mais dont la mise en œuvre pratique doit encore être analysée des points de vue réglementaire, modèle de marché, technique, efficacité (le client est-il prêt à jouer le jeu ?), etc.

Déjà par un communiqué publié en mai 2012, ORES définissait ainsi sa position :

Nous ne craignons pas l'augmentation des panneaux photovoltaïques, mais nous estimons qu'il faut mettre en place une grande réflexion d'ensemble, par exemple avec le monde politique", et ce également en regard des exigences européennes de produire 20% de l'énergie par le biais du renouvelable d'ici 2020.

L'émergence du photovoltaïque entraîne en effet une transformation du système de fonctionnement de l'électricité, puisque la production d'énergie provient dorénavant de toutes parts, particuliers y compris. L'électricité ne pouvant être stockée, elle doit directement être réintégrée dans le réseau. Pour les foyers qui ne sont plus liés à aucun fournisseur et qui ne payent donc plus de factures, un "paradoxe" se pose alors : ils ne payent plus de facture, mais ils utilisent encore le réseau. Qui va alors payer les frais d'entretien, de gestion, voire de développement du réseau?

b. Question 1: état de la situation et perspectives à un an

Selon INTER-REGIES et ORES, à ce jour, les GRD wallons ont enregistré 1.197 plaintes, soit 1,4% des clients prosumers. Un peu moins de 40% des plaintes sont liées à l'installation du client (onduleur mal configuré par l'installateur, section de câble trop faible entre l'onduleur et le compteur...). La détermination de l'évolution de la situation à un an est un exercice difficile à faire dans la mesure où l'implantation des nouvelles productions n'est pas prévisible. De plus, il est difficile de savoir quels seraient les clients PV concernés par un éventuel problème de surtension, car cela dépend de nombreux paramètres techniques. En effet, le dernier producteur photovoltaïque raccordé pourrait être à l'origine de la surtension au niveau d'un autre client sans en subir lui-même les conséquences: la situation vécue à Fosses-la-Ville constitue un cas d'école. Il en va de même pour l'impact sur les réseaux. Le taux de plaintes devrait croître plus que proportionnellement au cours des prochaines années.

GASELWEST Wallonia (sic) répond par une statistique qui établit à moins de 15 plaintes par an (pour plus de 15000 utilisateurs BT) l'importance du problème, qualifié de « *quantités infimes* ». Toutefois, les questions posées sur la partie « Vlanderen » de GASELWEST, semblent nécessiter plus d'attention (une présentation faite au VREG, le 11 juin 2012, est jointe en annexe 6). Le taux de plaintes cité est de l'ordre de 1.4% des raccordements PV. 50% des plaintes sont également rapportées aux défauts d'installations internes. Le reste devrait se partager 50/50 entre solutions court et long termes.

INFRAx a, pour sa part, formulé une réponse relative aux quatre communes desservies par PBE en Wallonie. On y trouve 700 installations PV pour un total de 12820 EAN, d'une puissance totale de 3363 kVA. Seulement trois plaintes auraient été récemment enregistrées ; l'une d'elles s'est résolue spontanément par identification d'un défaut interne. Les deux autres cas sont à l'étude par placement d'un dispositif continu de mesure sur une période suffisamment longue. L'assurance des meilleurs efforts pour une injection optimale est réitérée.

c. Question 2: stratégie à court terme et plus long terme des mesures de remédiation

Selon INTER-REGIES et ORES, il existe un problème aux conséquences importantes en matière de coûts pour le GRD, dans la manière d'identifier les plaintes liées à l'installation du client (et donc hors périmètre de responsabilité du GRD) dans une approche « customer oriented » de la part des GRD. En effet, les agents renseignent le client sur les origines du problème et sur les pistes à explorer afin de le résoudre. Les GRD suppléent de fait la carence de certains installateurs. Pour ce faire, les GRD doivent acquérir une expertise dans ces nouvelles technologies, alors qu'elles relèvent de l'installation intérieure du client. Les GRD pourraient remplir cette mission de première analyse, et d'avis de non fonctionnement de l'onduleur (de l'installation), pour autant que ces coûts soient acceptés par le régulateur compétent.

Toutes les autres plaintes sont traitées et des solutions adaptées sont mises en œuvre dans les meilleurs délais: la priorité est donnée aux solutions qui optimisent les coûts et les délais de mise en œuvre. Les lignes qui suivent, illustrent cette approche:

Des solutions assez rapides peuvent être apportées en exploitation « ordinaire » parce qu'elles relèvent de l'exploitation des réseaux et n'exigent pas d'investissements importants:

- *abaisser la tension au transformateur moyenne tension/basse tension en été (et à relever en hiver pour éviter les sous-tensions);*
- *rééquilibrer les phases par une meilleure répartition des productions;*
- *déplacer les fins de circuits BT, là où les configurations de réseau le permettent.*

Elles ne sont toutefois pas pérennes dans la mesure où elles s'envisagent pour des taux de pénétration faibles et leur impact est relativement réduit dans la mesure où l'ajout d'une production supplémentaire peut annihiler complètement le résultat obtenu. À terme, elles entraîneront aussi une augmentation importante des coûts d'exploitation et une réorganisation du travail de l'exploitant de réseaux.

Les solutions de type « renforcement » sont plus lentes et plus coûteuses à mettre en œuvre. Elles sont envisagées lorsque les solutions dites « rapides » ne fonctionnent pas ou plus. Le tableau suivant reprend quelques chiffres illustrant ces approches.

<i>Solutions</i>	<i>Plaintes</i>	<i>Coût global</i>	<i>Coût unitaire</i>
<i>Installation client</i>	<i>418</i>	<i>79.280 €</i>	<i>190 €</i>
<i>Solutions rapides</i>	<i>536</i>	<i>278.245 €</i>	<i>520 €</i>
<i>Solutions "renforcement"</i>	<i>104</i>	<i>2.143.187 €</i>	<i>20.600 €</i>
<i>Non encore définies</i>	<i>139</i>	<i>397.542 €</i>	<i>2.900 €</i>
<i>Total des plaintes</i>	<i>1.197</i>	<i>2.898.255 €</i>	<i>2.500 €</i>
<i>Total hors renforcement</i>	<i>1.093</i>	<i>755.068 €</i>	<i>690 €</i>

Le coût moyen actuel de traitement d'une plainte est donc de l'ordre de 2.500€ (HTVA). INTER-REGIES et ORES s'attendent à ce qu'il tende vers un coût de l'ordre de 15.000 à 25.000€/plainte, dans la mesure où les solutions de type « renforcement » deviendront de plus en plus fréquentes du fait de l'augmentation du nombre d'installations photovoltaïques à raccorder. Par ailleurs, le choix de la solution technique de renforcement peut dans certains cas être en opposition avec d'autres plans d'action imposés par le régulateur. À titre d'exemple, dédoubler un réseau aérien va à l'encontre de la politique d'enfouissement.

L'implantation des nouvelles productions PV n'étant pas prévisible, de même que l'impact sur les réseaux, INTER-REGIES et ORES sont d'avis que des investissements décidés de manière proactive ne sont pas optimums d'un point de vue technico-économique et conduiraient à surinvestir en certains endroits, sans offrir de garantie pour autant. L'approche curative est donc la meilleure.

Ce faisant, INTER-REGIES et ORES s'engagent à traiter les problèmes avec toute la diligence et la rapidité nécessaires, mais plaident pour l'obtention de délais de réalisation raisonnables, permettant d'effectuer les travaux de renforcement à l'instar de ce qui a été retenu dans l'approche « REDI » en matière d'éolien. Afin d'optimiser l'utilisation des réseaux, les GRD mènent également des expériences (Flobecq) et des études pour, à l'avenir, essayer de gérer, voire dans certains cas anticiper les problèmes potentiels.

Enfin, INTER-REGIES et ORES souhaitent attirer l'attention sur le fait que la majorité des unités de production PV sont raccordées sur les réseaux de distribution basse tension, là où les investissements nécessaires sont les plus conséquents, alors qu'un même objectif global pourrait être atteint avec des unités de production de puissance plus importante raccordées sur les réseaux de distribution moyenne tension.

Pour sa part, GASELWEST, s'engage à étudier, cas par cas, toutes les plaintes afin de donner la meilleure solution possible.

Pour ce qui concerne INFRA X, une contribution appréciable figure en pages 2 et 3 de sa réponse du 29 août 2012 dont copie en annexe 5. Ce texte comporte une analyse technique très pertinente et factuelle de la problématique d'intégration de la production PV.

d. Question 3: traitement des conséquences des coupures

Le cadre légal relatif aux éventuels mécanismes d'indemnisation est en cours de discussion. Par ailleurs, INTER-REGIES et ORES déclarent ne pas disposer d'informations pertinentes pour pouvoir répondre à cette question, principalement en termes de mesures des quantités d'énergie non produites.

EANDIS dans sa présentation au VREG le 11 juin 2012, déjà citée, considère que le nombre de plaintes va croître en fonction du nombre de PV, qu'il y a lieu d'instaurer un traitement proactif/réactif pour limiter les plaintes et optimiser les solutions, qu'il faut minimaliser les interventions et effectuer des campagnes de mesure, qu'il faut prendre acte des coûts d'exploitation et d'investissements.

EANDIS conclut qu'il faut maintenir en équilibre le nombre de plaintes recevables et leur coût social.

INFRAAX envisage un accès au réseau avec deux paliers : d'abord un accès « de base » et donc invariable dans le temps et ensuite, un accès « flexible » qui pourrait être limité à certains moments par le GRD en fonction de l'état de fonctionnement du réseau.

e. Conclusions présentées par INTER-REGIES et ORES

L'engouement suscité par la politique de subside des installations photovoltaïques de puissance inférieure à 10kVA génère des surtensions sur le réseau BT des GRD. Ceux-ci analysent toute plainte qui leur est adressée et posent des actes techniques dont le coût et la portée dépendent de la gravité des problèmes constatés. Les premières mesures relèvent davantage des actes d'exploitation, mais ont une efficacité limitée dans le temps; des interventions plus structurelles requièrent, quant à elles, un certain délai pour être mises en œuvre. Réagir rapidement à tout problème signalé par la clientèle est la seule gestion efficace des investissements, car elle n'entraîne pas de surinvestissements systématiques.

Enfin, une différenciation des subsides pour les unités de production photovoltaïque plus puissantes, raccordées sur le réseau moyenne tension, devrait idéalement refléter que les investissements nécessaires dans les réseaux (BT et MT) sont les moins conséquents. Une répartition du quota photovoltaïque par segment de puissance figure dans les conclusions du programme REDI et tout transfert de puissances entre segments accentue les besoins en renforcement des réseaux BT des GRD.

4. Réunion du 7 septembre 2012

ORES rappelle que tous les dossiers PV sont traités en logique curative : toute logique préventive leur semble inadéquate car elle conduit à des investissements non optimisés. Les plaintes déposées représentent environ 1.4% des prosumers.

L'aide aux prosumers quant à leur installation, n'est pas dans le scope de l'offre du GRD, gonfle leur budget et doit pouvoir être facturée à ceux-ci. La CWaPE accepte ce principe.

Deux interrogations majeures se posent :

- la gestion active de la demande n'est pas encore reconnue comme une option utilisable à court terme ; des essais concrets sont en cours mais l'ensemble est encore immature ;
- pour ce qui concerne la question 3, relative au traitement des conséquences des coupures, rien ne semble être envisagé aujourd'hui. Il faudra attendre le décret modificatif.

La CWaPE pourrait se montrer favorable à une modulation du soutien accordé selon la puissance crête demandée. Le niveau de soutien pourrait décroître en fonction de la puissance installée, ce qui devrait avoir comme effet de limiter les installations les plus importantes et réduire le coût du renforcement du réseau (hors foisonnement, le dimensionnement du réseau BT correspond à environ 3 kW par raccordement).

ORES souligne que les grandes installations PV (notamment PME) sont aujourd'hui clairement défavorisées alors que leur développement en MT pose moins de problèmes de réseau qu'en BT.

5. Position de la CWaPE

La CWaPE constate que le nombre de plaintes, malgré la médiatisation de certaines d'entre elles reste extrêmement faible. Plus de 30% des plaintes sont liées à des défauts affectant l'installation PV elle-même et non le réseau ; les prestations suscitées par les prosumers dans ce cadre doivent faire l'objet d'une juste facturation.

Les études menées dans le cadre de REDI, notamment au niveau de la gestion active de la demande, laissent entrevoir des résultats impressionnants et robustes, mais sont mises en œuvre trop lentement. ATRIAS et le MIG 6 ne s'en emparent que progressivement en vue de développer les mesures fondamentales recommandées en Wallonie, (gestion active de la demande au profit des GRD, compensation financière, Gflex, ...). La position officielle des GRD évolue lentement alors que les interlocuteurs habituels des GRD dans les échanges ordinaires avec la CWaPE semblent convaincus des possibilités offertes.

Pour ce qui concerne l'état d'avancement des initiatives des GRD quant au PV, les GRD répondent au cas par cas. Ayant désormais compris qu'une indemnisation pourrait leur être réclamée, ils font tout ce qui est en leur pouvoir pour résoudre tout problème qui leur est signalé. C'est la multiplication des cas qui sera le moteur de leur évolution vers le « smart grid » et la gestion active.

En cas de surtensions liées aux PV, les GRD continuent de modifier le raccordement par « phase électrique » des prosumers (s'il y a plus d'onduleurs sur une phase que sur une autre), de passer en triphasé 400V là où c'est encore en triphasé 230V, de diminuer la tension de départ au transformateur en cabine, de renforcer par une ligne provisoire et, *in fine*, de renforcer le câble existant. Jusqu'à présent, aucune démarche incorporant la « gestion active » n'a été identifiée. La CWaPE estime que cette piste peu coûteuse mériterait d'être examinée avec une plus grande priorité. En outre, comme signalé dans REDI, son implémentation peut se faire de manière progressive et locale, en s'appuyant sur les outils existants.

Le nœud du problème est évidemment celui des coûts des réseaux. Les GRD décrivent la « compensation » comme la source d'un manque à gagner pour le GRD, d'injustice pour les autres clients et qu'elle est intenable à long terme. Ces arguments perdront leur pertinence dès lors que la révision du mécanisme de soutien aura intégré un soutien global garanti (SGG), duquel pourra être déduit le coût effectivement évité grâce à la compensation et que les prosumers contribueront aussi au coût du réseau.

C'est l'objet de la proposition de la CWaPE d'un mécanisme de soutien au PV $\leq 10\text{kW}$ basé sur un soutien global garanti (SGG) comprenant la compensation (CD-12e07-CWaPE-380). En effet, dès la 1^{re} année le coût évité intégrerait le coût du réseau, ce qui diminue d'autant le soutien complémentaire qui devrait être supporté par le GRD. Au bout de quelques années, le soutien complémentaire disparaîtrait et le prosumer contribuerait directement au coût du réseau. Le GRD ne pourrait plus prétendre que le système de compensation « mécanique » n'est pas tenable à terme. Cette décision du gouvernement renforcerait la CWaPE dans son dialogue avec les autres régulateurs, dans les cénacles ATRIAS/MIG6, pour sauvegarder les SLP, la compensation et la flexibilité face à la logique du Smart Meter et de toutes les possibilités commerciales indûment ouvertes, susceptibles de rendre plus complexe le mécanisme de compensation.

Pour terminer, quant à la question du droit à l'indemnisation, le SRME (Service Régional de Médiation pour l'Energie, agissant au sein de la CWaPE) s'est exprimé récemment comme suit, à l'égard d'un GRD, dans le cadre d'un dossier déposé auprès du Service régional de médiation, pour des problèmes de coupures intempestives:

« (...) Dans ce contexte et à titre de pure médiation, nous vous invitons à nous faire part d'une éventuelle proposition que vous pourriez formuler à l'égard des plaignants afin de pallier le préjudice subi ».

(...) nous pouvons comprendre l'opportunité de votre choix de ne réaliser de tels renforcements que lorsqu'une plainte avérée est enregistrée. Il n'empêche qu'une fourniture non conforme au regard des normes en vigueur, ne pourrait pas être qualifiée autrement par la CWaPE et le SRME, lorsque ce fait est constaté. Les conséquences qu'un plaignant pourrait en tirer sur base du droit commun de la responsabilité civile, devant les cours et tribunaux, pourraient d'ailleurs échapper à notre contrôle.

Par ailleurs, si les conditions prévues à l'article 25 quinquies du décret du 12 avril 2001 (procédure, type de dommage, absence de force majeure...), qui vise l'indemnisation des cas de fourniture non conforme, venaient à être réunies dans un dossier déterminé, nous ne pourrions qu'en réclamer une scrupuleuse application. »

La CWaPE conserve donc une attitude prudente, en tenant compte des différents intérêts en jeu.

* *

*