

Date du document : 19/12/2022

ANALYSE

CD-22|15-CWaPE-0109

SOLUTIONS À METTRE EN ŒUVRE DURANT LA PÉRIODE TARIFAIRE EN COURS AFIN QUE LES TARIFS DE DISTRIBUTION INCITENT LA CONSOMMATION DE PRÉFÉRENCE DURANT LES « HEURES SOLAIRES »

*Rendue en application de l'article 43bis, § 1^{er}, alinéa 2 du décret du 12 avril 2001
relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité*

Table des matières

1.	OBJET	3
2.	CADRE LÉGAL ET COMPÉTENCES RELATIVES À LA DÉTERMINATION DES TARIFS DE DISTRIBUTION ET A LEUR STRUCTURE.....	3
3.	PROJET DE MÉTHODOLOGIE ET DE STRUCTURE TARIFAIRE – RETOUR DES CONSULTATIONS ET CONCERTATION – RAISONS DU REPORT.....	3
4.	RÉACTIONS DES ACTEURS À LA DEMANDE DU MINISTRE D’ANTICIPER L’EXTENSION DES HEURES CREUSES AUX HEURES SOLAIRES. 3	
5.	DIFFICULTÉS SOULEVÉES PAR LA CWAPE ET LES ACTEURS SI UNE ANTICIPATION DOIT ÊTRE MISE EN ŒUVRE (COMMUNICATION, BESOIN DE PRÉPARATIFS OPÉRATIONNELS.....)	4
5.1.	<i>Difficultés opérationnelles</i>	4
5.2.	<i>Nécessité d’organiser une communication cohérente et efficace</i>	5
5.3.	<i>Impact sur le calcul des recettes budgétées des GRD</i>	5
5.4.	<i>Conséquences sur le calcul des grilles tarifaires</i>	6
5.5.	<i>Modifications tarifaires vs stabilité tarifaire</i>	7
5.6.	<i>Contraintes techniques</i>	7
6.	PROBLÉMATIQUE DES ZONES SATURÉES ET RÉPONSES À APPORTER À COURT TERME.....	8
7.	PROPOSITION DE METTRE EN PLACE DES PROJETS-PILOTES DANS DES ZONES PERTINENTES CONCERNÉES PAR LES CONGESTIONS..	9
8.	CONCLUSION	11
9.	ANNEXES	11

1. OBJET

Par courrier daté du 13 novembre 2022 dont la copie avancée a été reçue le même jour par courriel, le Cabinet du Ministre wallon de l'Énergie a demandé à la CWaPE, « dans le contexte des surtensions qui se produisent de plus en plus souvent durant les « heures solaires », sur les réseaux de distribution en basse tension », de réaliser « une analyse approfondie des solutions que vous pourriez mettre en œuvre dans le cadre de la période tarifaire en cours, de préférence dès le 1^{er} janvier 2023, pour que les tarifs de distribution incitent les consommateurs, qui disposent d'un compteur bihoraire, exclusif nuit ou communicant, à consommer de préférence pendant les « heures solaires ».

Le rapport de la CWaPE a été sollicité dans un délai de 30 jours.

2. CADRE LÉGAL ET COMPÉTENCES RELATIVES À LA DÉTERMINATION DES TARIFS DE DISTRIBUTION ET A LEUR STRUCTURE

La CWaPE rappelle que la compétence tarifaire, dont en particulier l'adoption de la méthodologie tarifaire et la structure tarifaire qu'elle contient, relève de ses prérogatives exclusives conformément au cadre fixé par les directives européennes. Cette méthodologie tarifaire fixe la durée de la période régulatoire conformément à l'article 4 § 2, 3° du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité. C'est dans ce contexte, que la CWaPE a présenté le 1^{er} juin 2022 un projet de méthodologie tarifaire qui a été soumis à concertation et consultation. Ce projet de méthodologie tarifaire comporte un volet relatif à une structure tarifaire comprenant quatre plages en vue d'inciter les utilisateurs de réseau à prélever de l'électricité lorsqu'elle est abondante dans les réseaux.

3. PROJET DE MÉTHODOLOGIE ET DE STRUCTURE TARIFAIRE – RETOUR DES CONSULTATIONS ET CONCERTATION – RAISONS DU REPORT

Cette méthodologie tarifaire devait être initialement adoptée le 1^{er} novembre 2022 et entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2024. Toutefois, l'ampleur et la nature des réactions reçues dans le cadre de la concertation avec les GRD et de la consultation publique, ont conduit la CWaPE et les GRD à convenir d'un report en vue d'une adoption pour le 30 juin 2023 et une entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2025. Ce report va permettre d'une part d'analyser plus avant les nombreuses réactions reçues et de rédiger une motivation adéquate à l'appui de la décision à prendre et d'autre part de tenir compte des réactions, tant des fournisseurs que des gestionnaires de réseau, qui ont indiqué qu'il était techniquement impossible de mettre en place les 4 plages tarifaires dès le 1^{er} janvier 2024. Cette nouvelle structure tarifaire devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2026 afin d'analyser et de préparer entretemps son implémentation.

4. RÉACTIONS DES ACTEURS À LA DEMANDE DU MINISTRE D'ANTICIPER L'EXTENSION DES HEURES CREUSES AUX HEURES SOLAIRES

Du fait qu'elle fait référence à la notion « d'heures solaires » qui n'est pas définie aujourd'hui, mais qui a été introduite par le biais de sa proposition de méthodologie tarifaire, la CWaPE comprend que la demande du Ministre porte sur l'anticipation de la mise en œuvre de nouvelles plages tarifaires, accompagnée d'éléments tarifaires visant à inciter les consommateurs à utiliser au maximum l'électricité lorsque la production photovoltaïque est réputée abondante. En effet, compte tenu du fait

que les plages actuellement définies ne permettent pas cette nuance, en ce qu'elles ne portent que sur les heures pleines et heures creuses assez éloignées du niveau d'ensoleillement, la simple modification de tensions tarifaires au sein de ces plages et sans toucher à celles-ci, ne peut apporter une réponse adéquate à la demande.

En outre, la CWaPE suppose que dans sa demande, le Ministre Henry vise particulièrement les tarifs de prélèvement applicables aux consommateurs raccordés sur le réseau de distribution basse tension et dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA.

Dès lors, à la suite de la demande de rapport qui lui a été adressée par le Ministre de l'Énergie, la CWaPE a adressé, sur cette base de compréhension, des questionnaires aux gestionnaires de réseau de distribution, à ELIA, à la FEBEG et aux principaux fournisseurs. Vous trouverez copie de ces courriers-types en annexe.

En réponse à ces courriers, la CWaPE a recueilli les réactions des acteurs suivants : ORES, RESA, ELIA, EDF Luminus, Engie, Total Energies, MEGA et Cociter.

5. DIFFICULTÉS SOULEVÉES PAR LA CWAPE ET LES ACTEURS SI UNE ANTICIPATION DOIT ÊTRE MISE EN ŒUVRE (COMMUNICATION, BESOIN DE PRÉPARATIFS OPÉRATIONNELS...)

5.1. Difficultés opérationnelles

La modification à court-terme des heures associées aux registres des compteurs bi-horaire et exclusif de nuit soulève de très nombreuses difficultés, tant chez les fournisseurs d'énergie que chez les gestionnaires de réseau de distribution.

Ainsi, selon RESA : « *une entrée en vigueur à court-terme de ces heures solaires nous apparaît donc techniquement impossible.* »

ORES indique de son côté : « *Bien qu'il soit techniquement possible de modifier les plages horaires, nous considérons cependant que les résultats d'une telle mesure seraient incertains (cf. ci-dessous) et que de nombreuses difficultés pourraient devoir être surmontées pour sa mise en œuvre, en particulier dans le contexte actuel de marché.* »

La modification des plages horaires associées aux tarifs de distribution basse tension doit être accompagnée d'une modification analogue des plages horaires utilisées par les fournisseurs d'énergie. Dans le document de motivation qui accompagne le projet de nouvelle méthodologie tarifaire, la CWaPE consacre une partie de son analyse à la nécessité de donner, au travers des tarifs de réseau, des signaux tarifaires qui ne soient pas en contradiction avec les prix de marché, c'est-à-dire avec les offres tarifaires des fournisseurs. ORES confirme cela en écrivant au régulateur que, « *pour autant qu'une évolution des tensions tarifaires en cours de la période tarifaire actuelle soit praticable et souhaitable, ce qui ne nous semble pas être le cas, elle devrait être effectuée en coordination avec le marché, surtout compte tenu des poids relatifs du gridfee et de la commodity dans la facture du client.* »

Dans leurs réponses aux interrogations de la CWaPE, les fournisseurs disent unanimement ne pas être en mesure d'adapter leurs offres de prix à brève échéance, et certainement pas pour le 1^{er} janvier 2023. Les fournisseurs établissent leurs offres en fonction des prix de marché, lesquels répondent à la loi de l'offre et de la demande. La mise en œuvre de nouvelles plages horaires devrait normalement induire un changement du comportement de consommation des clients résidentiels wallons, et par conséquent, dans une certaine mesure qu'il est difficile de quantifier aujourd'hui, modifier la demande

d'énergie sur le marché. La modification du comportement de consommation des clients résidentiels wallons devra se refléter dans la courbe de charge théorique de ces clients (RLP), ce qui n'est pas sans conséquences sur les processus d'allocation et de réconciliation FERESO. Les fournisseurs doivent prendre en compte toutes ces évolutions et ces incertitudes pour construire leurs nouvelles offres de prix. Ce calibrage doit reposer sur des analyses sérieuses qui nécessitent un certain temps.

Il est également important de préciser que les nouvelles offres de prix, pour autant qu'elles puissent être élaborées à court terme, ne pourront être proposées que dans le cadre de nouveaux contrats ou de renouvellement de contrat. Les cartes de prix des contrats en cours ne peuvent pas être modifiées avant échéance et, pour ces derniers, les fournisseurs devraient alors appliquer des prix qui ne sont plus en phase avec ce qui a été sourcé sur le marché, ce qui risque d'avoir un impact financier négatif pour les fournisseurs.

La modification des heures associées aux registres des compteurs bi-horaire et exclusif de nuit va s'accompagner d'un recalcul des montants d'acompte de la part des fournisseurs afin de coller au mieux avec l'estimation de la facture annuelle de chaque consommateur. Dans le cas où seules les heures associées à chaque plage horaire seraient modifiées, c'est-à-dire sans modification des tarifs y associés, les volumes de consommation correspondant à ces plages horaires seraient modifiés, et par conséquent l'estimation de la facture annuelle du consommateur serait revue à la hausse ou à la baisse, entraînant ainsi une modification des montants d'acompte. Il s'agit ici encore d'une charge de travail pour les fournisseurs, que ce soit pour réaliser ces calculs, les communiquer aux clients et répondre ensuite aux interrogations de ces derniers.

5.2. Nécessité d'organiser une communication cohérente et efficace

La modification des plages horaires doit impérativement s'accompagner d'un plan de communication clair et efficace à l'attention de l'ensemble de la population wallonne. La crise énergétique qui dure depuis plusieurs mois et dans laquelle nous nous trouvons encore aujourd'hui a créé une certaine anxiété chez les consommateurs à l'égard de leurs factures d'électricité. Il nous paraît dès lors primordial de ne pas complexifier davantage un marché qui a déjà connu de nombreuses perturbations ces derniers temps (chèques énergie, prime pour compenser le tarif prosumer, fin de la compensation pour les installations de production ≤ 10 kVA mises en service à partir du 1^{er} janvier 2024, ...). Les signaux prix donnés par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau au client final doivent être alignés et le client doit comprendre comment il doit adapter son comportement de consommation pour répondre adéquatement à ces signaux tarifaires et ne pas subir une augmentation de sa facture d'électricité. Toute incompréhension de la part des consommateurs entraînera une recrudescence des appels vers les fournisseurs et vers le service de médiation de la CWaPE. Il est évidemment impossible de mettre sur pied un plan de communication global à l'attention des consommateurs wallons en vue d'un changement devant intervenir début 2023. En outre et comme expliqué plus loin, il n'est pas exclu qu'à l'issue des travaux sur la méthodologie tarifaire, de nouvelles plages horaires doivent être définies, ce qui induirait en peu de temps un double changement et une confusion dans la communication.

5.3. Impact sur le calcul des recettes budgétées des GRD

La modification des plages horaires par les gestionnaires de réseau de distribution impacte le calcul des recettes budgétées issues des tarifs périodiques de prélèvement. Selon l'article 59, 2° de la méthodologie tarifaire 2019-2023, repris ci-dessous, les recettes budgétées issues des tarifs annuels de prélèvement et d'injection doivent couvrir le revenu autorisé de l'année correspondante.

Extrait de la méthodologie tarifaire 2019-2023 :

« **Article 59.** Les tarifs périodiques de distribution sont établis pour chaque année de la période régulatoire. Ils respectent les dispositions prévues à l'article 4, § 2, 5°, du décret tarifaire, ainsi que les principes suivants :

- 1° Les tarifs sont établis en veillant à assurer une stabilité des coûts de distribution pour les utilisateurs de réseau de distribution ;
- 2° Les tarifs annuels de prélèvement et d'injection sont déterminés de façon à ce que les recettes budgétées qu'ils génèrent ensemble couvrent le revenu autorisé de l'année à laquelle ils se rapportent. »

En modifiant les heures des plages horaires, les volumes de consommation budgétés associés à chaque plage horaire se voient modifiés. Si ces modifications de plages horaires sont réalisées à tarifs constants, les recettes budgétées issues de ces tarifs ne correspondront plus au revenu autorisé de l'année. On crée alors un solde régulateur *ex-ante* sur le chiffre d'affaires, lequel pourra être récupéré dans les futurs tarifs de distribution, mais devra être préfinancé par les gestionnaires de réseau dans le cas d'un actif régulateur ou par les utilisateurs du réseau dans le cas d'un passif régulateur.

5.4. Conséquences sur le calcul des grilles tarifaires

Actuellement, les tensions tarifaires appliquées par les gestionnaires de réseau entre leurs tarifs proportionnels pour l'utilisation du réseau de distribution est peu uniforme.

	Tension heures pleines / heures creuses	Tension heures pleines / heures normales	Tension heures creuses / heures normales	Tension heures creuses / excl. Nuit
RESA	2,52	1,16	0,46	1,31
REW	1,42	1,09	0,77	1,00
AIEG	1,41	1,06	0,75	1,20
AIESH	1,80	1,04	0,58	1,26
ORES NAMUR	2,10	1,08	0,51	1,37
ORES HAINAUT	1,95	1,07	0,55	1,32
ORES EST	2,12	1,08	0,51	1,41
ORES LUX	2,09	1,08	0,52	1,39
ORES VERVIERS	2,07	1,08	0,52	1,38
ORES BW	2,12	1,08	0,51	1,38
ORES MOUSCRON	2,03	1,08	0,53	1,37
Moyenne pondérée	2,13	1,09	0,52	1,34

Tensions tarifaires telles qu'elles existent dans les grilles tarifaires de distribution applicables à l'année 2023

Les signaux tarifaires donnés par les différents GRD sont par conséquent d'intensité variable. A titre d'exemple, en 2023, RESA incite beaucoup plus ses URD à consommer durant les heures creuses que ne le fait l'AIEG. On peut également constater que le REW ne distingue plus ses tarifs heures creuses des tarifs exclusif de nuit, ce qui n'est pas la pratique des autres GRD wallons. Les URD des différents GRD wallons sont donc incités plus ou moins fortement à déplacer leurs consommations au sein de l'une ou l'autre plage horaire en fonction de la tension tarifaire qui est exercée entre les tarifs de ces plages horaires. Si l'on souhaite, ne fut-ce que dans une certaine mesure, aligner les signaux tarifaires donnés par les différents GRD à leurs utilisateurs, cela signifie qu'il faille procéder à un recalcul complet des grilles tarifaires de distribution. Cette option a le mérite d'uniformiser les pratiques et d'éviter la création de soldes régulateurs positifs ou négatifs mais nécessite un certain délai de conception et de mise en œuvre. Comme exprimé au point 3, la CWaPE souhaite mener une étude robuste qui permette de tester différentes configurations de plages horaires et différentes valeurs de tensions tarifaires afin d'appréhender au mieux les impacts potentiels sur les factures d'électricité des consommateurs wallons. Il serait tout à fait regrettable de mettre en œuvre, à très court terme et à la hâte, de nouvelles plages horaires, accompagnées le cas échéant de nouveaux tarifs de distribution établis sur la base de tensions tarifaires modifiées, sans pouvoir se baser sur les résultats de l'étude que la CWaPE va mener pour élaborer la nouvelle structure tarifaire qui devrait être d'application à l'horizon 2026.

5.5. Modifications tarifaires vs stabilité tarifaire

Les gestionnaires de réseau de distribution, à l'exception d'ORES, ont introduit à la CWaPE une demande de révision de leurs revenus autorisés afin de tenir compte, notamment, de la hausse de l'inflation sur les années 2022 et 2023. De nouveaux tarifs de distribution devraient par conséquent être appliqués à partir du 1^{er} janvier 2023, ou à une date ultérieure toute proche. Le report d'un an de la nouvelle méthodologie tarifaire, tel qu'expliqué point 3 ci-dessus, est également susceptible d'entraîner l'application de nouveaux tarifs de distribution à partir du 1^{er} janvier 2024. Par ailleurs, le gestionnaire de distribution ORES Assets envisage toujours de péréquater les tarifs de ses différents secteurs au 1^{er} janvier 2024. Ensuite, l'entrée en vigueur de la nouvelle méthodologie tarifaire de la CWaPE au 1^{er} janvier 2025, avec l'approbation de nouveaux revenus autorisés, engendrera encore une fois l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs de distribution. Finalement, une mise en œuvre de la nouvelle structure tarifaire de la CWaPE au 1^{er} janvier 2026 viendrait clôturer cette vague d'approbations annuelles de tarifs.

1 ^{er} janvier 2023	Nouveaux tarifs de distribution pour tenir compte, notamment, de l'inflation des années 2022 et 2023
1 ^{er} janvier 2024	Nouveaux tarifs de distribution pour tenir compte, à minima, de l'inflation de l'année 2024 et de la péréquation des tarifs des secteurs d'ORES
1 ^{er} janvier 2025	Nouveaux tarifs de distribution basés sur le revenu autorisé 2025 calculés sur la base de la nouvelle méthodologie tarifaire
1 ^{er} janvier 2026	Nouveaux tarifs de distribution 2026-2029 basés sur la nouvelle méthodologie tarifaire et mettant en œuvre la nouvelle structure tarifaire

Ces modifications tarifaires sont déjà de nature à affecter le principe de stabilité tarifaire voulu par la CWaPE et le législateur. La modification des plages horaires devrait par conséquent être concomitante avec l'une des dates listées ci-dessus afin de pas augmenter le nombre de modifications des grilles tarifaires de distribution, le 1^{er} janvier 2023 étant exclu pour les raisons citées ci-avant. Il serait par ailleurs regrettable de modifier les plages horaires au 1^{er} janvier 2024, et de les modifier à nouveau au 1^{er} janvier 2026 si les résultats de l'étude menée par la CWaPE devaient aboutir à des plages horaires ou tensions tarifaires différentes de celles mises en œuvre en 2024.

5.6. Contraintes techniques

Les gestionnaires de réseau de distribution ont identifié d'autres problèmes qui pourraient être causés par une modification des horaires de basculement des registres heures pleines et heures creuses et à la modification des heures d'enclenchement des compteurs exclusifs de nuit. Ces problèmes sont d'ordres plus techniques.

Tout d'abord, en ce qui concerne les compteurs électromécaniques, le basculement d'un registre de comptage à l'autre, c'est-à-dire des heures pleines vers les heures creuses et inversement, ou l'enclenchement/déclenchement d'un compteur exclusif de nuit, est provoqué par la réception d'un signal émis par une télécommande centralisée (TCC). Chaque TCC couvre une zone de distribution définie. La modification des plages horaires implique dès lors la reprogrammation de l'ensemble des TCC présentes en Région wallonne.

En ce qui concerne les compteurs exclusifs de nuit, et peut être également dans une moindre mesure les compteurs bihoraires, ces signaux émis par les TCC des GRD peuvent être réceptionnés par des

applications situées en aval du compteur, comme par exemple un boiler électrique ou un chauffage à accumulation. Dans ces cas, la modification des plages horaires entraîne la modification des heures de fonctionnement des applications domestiques qui sont tributaires de ces signaux.

En ce qui concerne les compteurs communicants déjà installés par RESA et ORES, les horaires d'enclenchement des registres (bihoraire et exclusif de nuit) sont programmés dans le compteur. Il n'y a donc plus de récepteur pour les signaux émis par la TCC. La modification des plages horaires nécessite l'adaptation du calendrier stocké dans les compteurs. Cette adaptation peut se faire via une mise à jour à distance, lorsque la fonction communicante du compteur est activée. Selon ORES, cette adaptation « *pourrait cependant nécessiter un déplacement et une intervention physique pour 2 à 3% des compteurs communicants installés* ».

Finalement, l'adaptation des plages horaires, qu'elle soit accompagnée ou non d'une modification des tarifs de réseau ou des offres tarifaires des fournisseurs, implique la mise à jour de l'ensemble des simulateurs tarifaires.

6. PROBLÉMATIQUE DES ZONES SATURÉES ET RÉPONSES À APPORTER À COURT TERME

La proposition de méthodologie tarifaire présentée par la CWaPE et aujourd'hui reportée pour les raisons exposées plus haut, visait à anticiper une tendance à long terme. Son report ne signifie pas que le réseau soit en péril, ni qu'il ne soit pas apte à absorber, dans les prochaines années, la croissance d'unités photovoltaïque en basse tension.

Actuellement, il arrive que des problèmes locaux soient identifiés par les GRD, par exemple sur base de demandes d'intervention d'URD qui se sentent lésés.

Le tableau ci-dessous relate les demandes d'intervention liées à des problèmes de tension observés ou supposés par des prosumers, enregistrées par l'ensemble des GRD wallons au cours des trois dernières années.

	2019	2020	2021
Nb demandes d'intervention	1005	1037	1058
Nb unités PV	171.987	185.796	203.855
Nb demandes / prosumer	0,58%	0,56%	0,52%

Rapporté au nombre de prosumers, on constate que ce nombre n'évolue pas significativement et aurait même tendance à diminuer. Même si une augmentation importante du nombre d'installations pourrait modifier la donne dans les années futures, il n'y a pas d'urgence à anticiper les changements tarifaires dès 2023.

L'injection massive sur les réseaux BT de distribution, d'énergie produite par des UPD peut certes être localement source de problèmes de tension, a fortiori si ces injections ne sont pas équilibrées sur toutes les phases et provoquent donc des déséquilibres de tension.

Un moyen simple de diminuer l'impact de ces injections est d'agir à la source : diminuer les injections en agissant sur la production (ex. flexibilité technique/de marché) / augmenter localement les prélèvements en favorisant la consommation au moment des productions.

A défaut, les GRD ont déjà à leur disposition une batterie de solutions techniques qu'ils mettent en place afin que la qualité de l'alimentation respecte les caractéristiques d'onde de tension définies par la norme NBN EN 50.160 (obligation de résultats).

Au nombre de celles-ci et tenant compte de leur coût d'implémentation, citons notamment :

- D'abord et avant toute autre chose, l'enregistrement de mesures en vue d'objectiver le problème et vérifier que la plainte éventuellement formulée par l'URD est fondée ;
- L'équilibrage des charges chez l'URD afin d'encourager les répartitions triphasées équilibrées et limiter les déséquilibres monophasés ; à cet égard, notons que les injections monophasées supérieures à 5 kVA ne sont pas autorisées, sauf sur les réseaux de RESA qui tolère 10 kVA max ;
- Le changement de phases au point de raccordement afin de permettre un rééquilibrage des charges sur les différentes phases du réseau BT ;
- Le changement de plot au transformateur MT/BT afin d'en faire varier le coefficient de transformation MT/BT ; notons cependant que cette méthode présente des limites techniques et risque de ne pas apporter une solution pérenne (changements successifs à mener en été (pic de production/d'injection) et en hiver (prélèvements prédominants)).

Si malgré tout, le problème persiste, des modifications plus importantes voire des investissements plus lourds peuvent être envisagés :

- L'alimentation de la rue concernée via une autre cabine ;
- Le changement de section du préassemblé voire son dédoublement ;
- La conversion éventuelle des réseaux 3x230 vers le 3N400.

Les solutions envisagées ci-avant sont essentiellement curatives.

Dans une approche « smart grid », les GRD tentent d'anticiper ces problèmes, notamment via des outils d'analyse prédictive, ou le rapatriement et le traitement de données de mesure permettant un suivi temporel régulier, sachant cependant que toutes les cabines de distribution n'en sont pas équipées. A cet égard, la CWaPE est d'avis que les compteurs communicants devraient constituer un outil précieux pour que les mesures de tension (même s'ils ne sont pas qualimètres) ou les alarmes tensions soient rapatriées par les GRD.

7. PROPOSITION DE METTRE EN PLACE DES PROJETS-PILOTES DANS DES ZONES PERTINENTES CONCERNÉES PAR LES CONGESTIONS

Si au-delà des options techniques existantes et mises en œuvre par le GRD, il s'agit d'envisager, afin de répondre à la demande du Ministre, de modifier à très court terme les plages horaires afin de soulager les problèmes de surtension qui se produiraient de plus en plus souvent durant les « heures solaires » sur le réseau de distribution basse tension. Une option consisterait à adopter cette mesure uniquement dans des zones circonscrites connaissant ces difficultés, afin d'y inciter les URDs à consommer durant les heures pendant lesquelles les productions photovoltaïques locales produisent le plus.

La méthodologie tarifaire en vigueur ne prévoit pas de disposition relative à la définition des plages horaires et ne précise pas non plus les tensions tarifaires qui doivent être reflétées dans les tarifs. Les tensions entre les tarifs applicables aux heures pleines, aux heures creuses et aux heures de nuit sont proposées par chaque GRD lors du dépôt de leur proposition tarifaire et peuvent différer fortement d'un GRD à l'autre, comme indiqué ci-dessus.

Les dispositions à respecter pour la modification des plages horaires sont formulées à l'article V.19. de l'arrêté du Gouvernement wallon du 27 mai 2021 approuvant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci (RTDE).

Le §2 de cet article est repris ci-dessous :

« Les GRD se concertent avec les autres gestionnaires du réseau et les fournisseurs pour définir les horaires de basculement (plages horaires des compteurs interruptibles et multi-horaires). Après consultation publique, il soumet ces horaires à la CWaPE pour approbation deux mois avant leur entrée en vigueur. Sans réaction de la CWaPE dans les deux mois, ceux-ci sont considérés comme approuvés. A défaut d'approbation, la CWaPE peut fixer les horaires de basculement. Il publie sur son site Internet les informations concernant la commande appliquée, y compris le réglage horaire pour les plages tarifaires. Il en informe également ses clients BT à l'occasion du relevé d'index annuel par le canal de son choix (carte de relevé d'index, communication électronique, ...). »

Les gestionnaires de réseau de distribution pourraient donc d'initiative proposer de modifier leurs plages horaires dans les zones où des problèmes de surtension surviennent régulièrement durant les « heures solaires ». Aucune dérogation aux dispositions de la méthodologie tarifaire ou aux règles de marché n'est nécessaire. La mise en œuvre de ces modifications de plages horaires pourrait néanmoins être organisée au travers de projets pilotes afin de circonscrire strictement les limites temporelles et géographiques de ces changements de plages horaires.

La mise en œuvre d'un tel projet pilote, permettrait de tester, sur une zone délimitée et sur un horizon de temps défini, les effets de la modification des plages horaires sur la résolution des problèmes de surtension dus aux productions photovoltaïques, ainsi que les effets de bord éventuels. Rappelons à ce titre que des points d'attention ont été soulevés quant au fait que l'incitation à consommer durant certaines plages horaires, réputées « ensoleillées », risque parfois de générer un effet de congestion inversé les jours d'absence totale d'ensoleillement. Un tel pilote ne pourrait toutefois pas avoir lieu avant plusieurs mois. En effet, afin de pouvoir réaliser ce test sur une zone délimitée, il convient d'abord d'identifier les zones de test potentielles. Or, à l'heure actuelle, notamment en raison d'un déploiement segmenté et très partiel des compteurs communicants, les GRD ne disposeraient pas d'une vue suffisamment précise des zones qui seraient soumises à des tensions importantes, et qui dès lors pourraient être l'objet de pilotes pertinents.

De plus, la réalisation d'un tel test requiert un **déploiement généralisé des compteurs communicants sur la zone définie**. Selon RESA, « nous pensons qu'un projet pilote est souhaitable afin de procéder à un pilote sur un quartier avec une intégration complète : compteur smart, plage horaire solaire, investissement si nécessaire pour injection PV... Après l'identification de la zone test, nous proposerons aux URDs concernés de venir installer un compteur communicant afin d'avoir les données techniques pertinentes (phases, tensions, etc.). Nous aurons besoin de faire remonter ces informations pendant plusieurs mois afin d'avoir un set de données pertinentes et d'ensuite procéder à une analyse des solutions techniques à mettre en œuvre. Dans le panel des solutions techniques à mettre en œuvre, la modification des plages horaires pourrait être proposée. ». Selon ORES, « Effectuer un test au niveau de la cabine MT/BT nécessite des compteurs communicants et c'est l'objet des simulations effectuées dans le projet Cogestion (qui reconstitue une cabine virtuelle à partir de clients réels) ainsi que dans d'autres projets suivis par ORES. Afin de compléter ces travaux dans le cadre de la préparation de la prochaine période tarifaire, et pour autant que les budgets nécessaires puissent être dégagés, nous pensons qu'il pourrait être opportun d'élaborer d'autres tests mesurant l'intérêt de tarifs et d'horaires adaptés sur les congestions à l'échelle d'une cabine MT/BT saturée en compteurs communicants. Dans le contexte du succès mitigé de la prime régionale spécifique, une attention particulière pourrait également être accordée à la combinaison compteur communicant / domotique. »

Dans le cas de compteurs électromécaniques, étant donné que le signal est envoyé via la TCC, le niveau de test praticable est le niveau du poste HT/MT. La CWaPE et les GRDs jugent ce niveau bien trop étendu par réaliser un test.

8. CONCLUSION

Une extension généralisée des heures creuses aux heures solaires à court terme, voire dès 2023, n'est pas envisageable selon les réactions reçues tant des GRD que des principaux fournisseurs. Des obstacles techniques et opérationnels empêchent de réaliser une telle ambition. La CWaPE estime par ailleurs que les principes de stabilité tarifaire, l'exigence de communiquer de façon claire et efficace vers les consommateurs et les intentions de tester des tarifs dans le cadre de projets pilotes imposent de ne pas anticiper l'entrée en vigueur de tout ou partie de la nouvelle tarification prévue dans le cadre de la méthodologie tarifaire en discussion sous peine de graves perturbations. Une tarification incitative sera certes un outil très utile pour accompagner la transition énergétique et apporter une réponse aux problèmes de congestion dans les réseaux qui pourraient augmenter dans le futur. A court terme, la situation reste toutefois gérable pour les gestionnaires de réseau avec les outils dont ils disposent, même si un déploiement plus ambitieux des compteurs communicants pourrait leur apporter une meilleure connaissance des difficultés dans les réseaux. La CWaPE est cependant d'avis qu'une réponse plus ciblée à la demande du Ministre pourrait être apportée via la mise en place de projets pilotes dans des zones particulièrement saturées afin de mesurer les effets d'une tarification encourageant les prélèvements lorsque l'électricité est abondante. Des plages tarifaires particulières pourraient être testées localement sans difficulté administrative particulière. De tels tests supposeraient toutefois de déployer des compteurs intelligents dans les zones concernées. La CWaPE organisera les concertations nécessaires pour la mise en place de tels projets.

9. ANNEXES

Courriers-types adressés aux GRD, à ELIA, à la FEBEG et aux principaux fournisseurs

* *
*