

RWE et E.ON veulent se partager Innogy

Après avoir séparé chacun des activités, RWE et E.ON vont devenir partenaires à l'occasion d'une opération sur Innogy. Dimanche 11 mars, les deux concurrents allemands ont annoncé une opération majeure concernant la recombinaison du secteur énergétique allemand et européen. Ils ont conclu « *un accord de principe* » pour l'acquisition par E.ON des 76,8 % de RWE dans Innogy via un échange d'actifs et de participations. En contrepartie, RWE deviendra actionnaire à hauteur de 16,67 % dans E.ON dans le cadre d'une augmentation de capital de 20 %. Enfin, E.ON lancera une offre publique d'achat volontaire en numéraire aux autres actionnaires d'Innogy. L'opération, complexe, ne s'arrête pas là. Les activités d'Innogy seront redistribuées entre les deux groupes. Selon l'accord, E.ON transférerait à RWE la plus grande partie de ses activités liées aux énergies renouvelables (il pourrait conserver ses offres d'installations solaires aux clients) ainsi que les participations minoritaires actuellement détenues par la filiale d'E.ON, PreussenElektra, dans les centrales nucléaires exploitées par RWE, Emsland et Gundremmingen. En outre, RWE recevrait d'Innogy l'ensemble des activités liées aux énergies renouvelables, l'activité de stockage de gaz et la participation dans le fournisseur d'énergie autrichien Kelag. La transaction prévoit un versement en espèces de RWE à E.ON de 1,5 milliard d'euros. E.ON conserverait d'Innogy les activités réseaux et de fourniture d'énergie. Rappelons que le fournisseur Npower, filiale britannique d'Innogy, est en cours de fusion avec SSE (cf. *Enerpresse* n°11945).

Avec cette opération, E.ON deviendra « *une société d'énergie concentrée sur les réseaux d'énergie et les solutions client* », a indiqué le groupe. Il ne sera plus présent dans la production d'électricité (hormis deux réacteurs nucléaires qui doivent fermer en 2019 et 2020) après déjà s'être séparé de ses centrales à charbon et gaz regroupées dans la société Uniper, contrôlée depuis début février par le groupe finlandais Fortum (cf. *Enerpresse* n°12008). RWE, lui, deviendra « *un leader européen pour les énergies renouvelables et la production d'électricité conventionnelle* », un tournant après avoir séparé des activités, notamment dans la production, il y a seulement deux ans. Damien Heddebaut, associé du cabinet Watt's Next Conseil, souligne « *le retour d'une vision amont/aval de la filière* » et estime que « *le recentrage d'E.ON autour du client est un vrai pari du fait de la question du prix et du paiement des services* ». Pour Clément Le Roy, senior manager au sein du cabinet Wavestone, l'opération montre les limites d'Innogy, « *une structure bâtie pour la transition énergétique mais qui a du mal à trouver son rythme*. » Reste que la taille de l'opération soulève des questions sociales et de concurrence. « *Les décisions des autorités de la concurrence et anti-trust seront à suivre avec beaucoup d'intérêt* », relève-t-il soulignant par exemple qu'E.ON pourrait bénéficier « *d'un portefeuille de 45 à 50 millions de clients* ».

SOMMAIRE

NUCLÉAIRE

Le générateur de vapeur de Fessenheim 2 retrouve son certificat d'épreuve..... 2
France/Finlande : TVO et Areva/Siemens soldent leur litige pour 450 M€..... 2
Inde : EDF déposera fin 2018 une offre engageante sur le projet d'EPR..... 3

ÉLECTRICITÉ

Annulation très partielle de la méthode de calcul du Turpe 5 4
Le prix de la capacité monte..... 4
Pétition UFC-Que choisir : la CRE défend Linky..... 5

ÉNERGIE

Albioma : le résultat net 2017 en hausse de 5 % 5
Allemagne : Uniper : des résultats 2017 en baisse 5
RU : Le patron de BP appelle à un prix du carbone mondial 6

GAZ

Pologne : Record de volume de gaz sur le réseau polonais 6

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Éolien en mer : le gouvernement propose une mesure radicale 6
Inde : Prêt de 150 M€ de la BEI pour l'Ireda..... 7
Monde : Première réunion de l'Alliance Solaire Internationale en Inde..... 8
Un milliard d'euros de financement de la BEI pour le solaire en 2017 8

DOCUMENTS

CRE - Délibération sur l'autoconsommation (1/3)..... 9 à 16

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ
ENERPRESSE

38,57 € (par MWh)



NUCLÉAIRE

FRANCE

Le générateur de vapeur de Fessenheim 2 retrouve son certificat d'épreuve

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a annoncé lundi 12 mars la levée de la suspension du certificat d'épreuve d'un générateur de vapeur installé sur le réacteur 2 de la centrale nucléaire de Fessenheim.

EDF va pouvoir procéder à des essais de redémarrage qui seront examinés par l'ASN avant que cette dernière lui donne l'autorisation de redémarrage. EDF a fixé au 31 mars le redémarrage de Fessenheim 2 qui est à l'arrêt depuis le 18 juillet 2016, date de la suspension du certificat d'épreuve (cf. *Enerpresse* n°11618). « Cette suspension était consécutive à la détection en 2016 d'une irrégularité dans la fabrication, par l'usine Creusot Forge, d'une des parties de ce générateur de vapeur, appelée virole basse : le processus de forgeage de la virole basse de ce générateur de vapeur, réalisé en 2008, n'avait pas été mené conformément au dossier technique remis à l'ASN, sans que cette dernière n'en ait alors été informée », rappelle le régulateur. Après avoir examiné le dossier transmis par Framatome (ex-Areva NP), l'ASN considère que l'anomalie lors du forgeage d'une virole de ce générateur de vapeur « ne remet pas en cause son aptitude au service et que la justification de sa conformité à la réglementation a ainsi été apportée ». Elle note en particulier que les propriétés mécaniques du matériau respectent les hypothèses initialement retenues dans les études de conception.

FRANCE/FINLANDE

TVO et Areva/Siemens soldent leur litige pour 450 M€

Areva et TVO ont trouvé un accord pour mettre fin à leur litige autour de la construction de l'EPR d'Olkiluoto 3 qui a multiplié les retards et les dépassements de coûts. Les deux groupes ont signé un accord de règlement global « qui permet de régler tous les litiges qui les opposaient et met au point un nouveau mode de coopération pour achever le projet OL3 », a fait savoir Areva dimanche 11 mars. Le consortium Areva-Siemens s'engage ainsi à verser 450 millions d'euros de compensation à son client TVO en l'échange de l'abandon de toutes les actions judiciaires en cours. Il percevra un bonus pouvant aller jusqu'à 150 M€ si OL3 est achevé dans les délais impartis. L'entrée en service commercial de l'EPR finlandais est fixée à mai 2019. Dans le cas contraire, le consortium devra payer une pénalité à TVO dont le montant, déterminé par la date d'achèvement, est plafonné à 400 M€. Areva et Siemens doivent également s'engager à ce que les fonds alloués au projet soient « suffisants » et « couvrent l'ensemble de la période de garantie applicable » par le biais de la création d'un mécanisme fiduciaire, « financé par les entités Areva », qui garantisse le financement nécessaire à l'achèvement du projet. Enfin, Areva s'assurera auprès de Framatome (ex-Areva NP), entré en janvier dans le giron d'EDF (cf. *Enerpresse* n°11985), qu'il disposera bien des « ressources techniques et humaines adéquates et qualifiées » pour l'achèvement du projet, une demande récurrente du groupe finlandais.

L'EPR finlandais, vendu clés en main par Anne Lauvergeon, l'ex-dirigeante du groupe nucléaire français, pour un montant de 2,2 mds€, devait initialement entrer en service en 2009. Il aura accumulé dix ans de retard et aura coûté plus de 10 mds€. Les deux parties se rejetaient mutuellement la responsabilité de ces dérapages et avaient entamé une procédure d'arbitrage dans laquelle TVO réclamait 3,4 mds€ au consortium Areva-Siemens, qui lui réclamait en retour 2,6 mds€. Entre novembre 2016 et novembre 2017, la cour avait rendu trois arbitrages partiels en faveur de TVO et l'arbitrage final, qui fixe le montant des compensations, était prévu pour ce début d'année. *Enerpresse* annonçait cet automne la tenue de négociations qui ont donc abouti (cf. *Enerpresse* n°11950). « Ce règlement nous permettra de remobiliser toutes nos ressources et notre énergie en vue de l'achèvement de ce nouvel EPR », a déclaré le directeur général d'Areva SA, Philippe Soulié. Chez TVO, le directeur général Jarmo Tanhua a indiqué

attendre « *avec impatience* » de travailler « *en étroite collaboration* » avec les partenaires pour mettre en œuvre l'accord et « *franchir rapidement les dernières étapes du projet qui mèneront au démarrage de la production régulière d'électricité par l'unité* ». OL3 doit assurer 10 % de l'approvisionnement électrique finlandais. TVO estime que son investissement total dans le projet lui aura coûté 5,5 mds€. Le premier versement du consortium, 328 M€, est prévu pour ce mois de mars, le second, 122 M€, à l'achèvement du chantier.

Le ministre de l'Économie et des Finances, Bruno Le Maire, « *se félicite* » de cet accord qui « *conforte l'achèvement du processus de restructuration de la filière nucléaire française* » dont la dernière étape est intervenue fin février avec l'entrée effective au capital d'Orano, ex-New Areva, des japonais JNFL et MHI pour 500 millions d'euros (cf. *Enerpresse n°12022*). L'accord devrait être finalisé dans le courant du mois.

INDE

EDF déposera fin 2018 une offre engageante sur le projet d'EPR

EDF et NPCIL ont signé samedi 10 mars un accord industriel en vue de la réalisation de six réacteurs EPR à Jaitapur en Inde. Cette annonce intervient dans le cadre de la visite du président Emmanuel Macron en Inde. L'accord définit « *le schéma industriel du projet, les rôles et les responsabilités des partenaires ainsi que le calendrier prévisionnel pour les prochaines étapes* », a indiqué EDF dans un communiqué. Selon cet accord-cadre, la remise d'une offre préliminaire par EDF est prévue dans les prochaines semaines avec pour objectif d'aboutir à une offre engageante « *vers la fin de 2018* ». De fait, le début des travaux ne serait pas engagé « *fin 2018* » comme le proclame pourtant une déclaration franco-indienne du 10 mars.

Pour ce projet qui constituerait la plus puissante centrale au monde avec 9,6 GW et qui sera exploité par NPCIL, EDF interviendra en tant que fournisseur de la technologie EPR (1 600 MW). Pour les deux premiers réacteurs, le groupe assurera l'ensemble des études d'ingénierie ainsi que des achats de composants. Pour les quatre autres unités, une partie de la responsabilité des achats et des études pourra être confiée à des entreprises locales. Dans ce cadre, EDF a conclu un accord de coopération avec Assystem, Egis, Reliance et Bouygues pour la mise en place d'une plateforme d'ingénierie pour la réalisation des études relatives au projet. Une joint-venture sera créée à cet effet. Elle sera détenue à 51 % par EDF et sera responsable de l'intégration de l'ingénierie. EDF a signé un second accord avec Larsen&Toubro, AFCEN et Bureau Veritas, pour la création d'un centre de formation aux normes de conception et de construction des équipements pour l'industrie nucléaire (codes RCC).

C'est en janvier 2016 qu'EDF a repris ce dossier mené jusque-là par Areva (cf. *Enerpresse n°11499*). Le groupe avait remis à l'énergéticien indien une première proposition technico-commerciale. En 2017, des médias indiens avaient souligné que la facture proposée était trop élevée (cf. *Enerpresse n°11798*). Le projet de Jaitapur, dans l'État du Maharashtra, est en discussion avec des industriels français depuis 2008, date où l'Inde obtient une dérogation l'autorisant à faire commerce de matériel nucléaire civil malgré le fait qu'il n'est pas signataire du Traité de non-prolifération (TNP). Mais un autre écueil intervient sur la route des projets nucléaires. La loi indienne de responsabilité civile fait ainsi porter le risque d'accident sur le fournisseur de la centrale et non sur l'exploitant. Dans leur déclaration conjointe, le président, Emmanuel Macron, et le Premier ministre indien, Narendra Modi, se sont félicités « *de la compréhension commune entre les deux parties au sujet de la mise en œuvre de cette réglementation* », sans préciser comme elle s'appliquera au projet.

EN BREF

INDE/VIETNAM Le Vietnam et l'Inde ont signé un protocole d'accord début mars, ont indiqué nos confrères de *WNN*. L'objectif est de renforcer la coopération technique dans le

secteur de l'utilisation civile du nucléaire. Il vise tout particulièrement à acter la coopération entre le centre de recherche sur le nucléaire de New Dehli (GCNEP) et l'institut vietnamien de l'énergie nucléaire (VinAtom).

ÉLECTRICITÉ

FRANCE

Annulation très partielle de la méthode de calcul du Turpe 5

Le Conseil d'État a partiellement annulé vendredi 9 mars la méthode de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (Turpe). « *Le Conseil d'État rejette l'essentiel des nombreuses critiques, de forme et de fond, adressées par les requérants* » aux deux délibérations prises par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le 17 novembre 2016 et le 19 janvier 2017 pour définir la méthode de calcul du Turpe 5 HTA-BT. Ces délibérations avaient abouti à fixer l'évolution des tarifs à une augmentation de 2,71 % pour quatre ans à partir du 1^{er} août 2017. Mais le Conseil d'État annule toutefois les délibérations sur un point : selon lui, elles ne tiennent pas compte du fait que « *certaines charges d'investissement exposées par la société Enedis de 2005 à 2009 (...) avaient été supportées par cette société, sur ses capitaux propres* », sans avoir été compensées par les tarifs, à l'époque, le Turpe 2. « *La CRE ne pouvait regarder les actifs ainsi financés comme ayant été acquis à titre gratuit par Enedis et leur appliquer le taux de rémunération correspondant* », indique le Conseil d'État. Cette annulation prendra effet à partir du 1^{er} août 2018 pour laisser à la CRE le temps de prendre une nouvelle délibération. Les tarifs appliqués depuis le 1^{er} août 2017 doivent donc être regardés comme « *définitifs* ». La CRE a « *pris acte* » du jugement du Conseil d'État et confié son analyse à ses juristes.

La décision de la CRE avait été attaquée par le gestionnaire du réseau de distribution, Enedis, mais aussi par EDF, par la ex-ministre de l'Énergie Ségolène Royal et par la CFE-CGC Énergies. Enedis et le syndicat avaient par ailleurs déposé une question prioritaire de constitutionnalité (QPC) mais le Conseil d'État a estimé en avril 2017 qu'il n'y avait pas lieu de renvoyer cette QPC devant le Conseil constitutionnel (*cf. Enerpresse n°11814*). La CFE-CGC Énergies prévoit d'attaquer le jugement du Conseil d'État devant la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE), a indiqué son secrétaire général William Viry-Allemoz. « *Pour nous, cette décision constitue une double violation du droit européen, a-t-il expliqué à Enerpresse. Non seulement le Conseil d'État était dans l'obligation de transmettre la QPC au Conseil constitutionnel mais de plus, nous contestons sa vision selon laquelle notre fédération syndicale n'aurait qu'un intérêt lointain, indirect et incertain à la question* ».

Le prix de la capacité monte

Les enchères de capacité pour l'année 2019 organisées par Epex Spot ont clôturé jeudi 8 mars à 18 500 euros/MW pour un volume de 1 253 MW. Le prix de la garantie de capacité monte. Sur la première enchère pour l'année de livraison 2019 qui s'est tenue mi-décembre, un prix de 13 000 €/MW pour un volume de 1 220 MW était ressorti (*cf. Enerpresse n°11971*). Pour cette année de livraison, la bourse européenne de l'électricité a prévu six autres enchères qui se tiendront en 2018 : mars, avril, juin, septembre, octobre et décembre. Les deux premières enchères de capacités pour l'année de livraison 2018 ont donné des prix respectifs de 9 310 €/MW et 9 370 €/MW. Des enchères de capacité pour les années de livraison 2017, 2018 et 2019 sont prévues le 26 avril.

Pétition UFC-Que choisir : la CRE défend Linky

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a réagi vendredi 9 mars au lancement la veille par l'association de consommateurs UFC-Que Choisir d'une pétition concernant le compteur communicant Linky intitulée « Refusons de payer pour Enedis ». L'association réclame un accès « libre et simple » des consommateurs à leurs informations de consommation et une révision de la rémunération d'Enedis, que la Cour des comptes avait épinglée dans son rapport annuel (cf. *Enerpresse* n°12008). Lundi 12 mars à midi, la pétition avait recueilli 140 000 signatures sur un objectif de 150 000. Dans son communiqué, la CRE rappelle l'intérêt du projet. Quant à son coût, « le président de la CRE élève le ton » et estime que « son financement sera totalement neutre pour les clients grâce aux nombreux gains que ces compteurs permettront, notamment pour maîtriser la demande d'énergie : au global, leur facture n'en sera pas affectée ». Quant aux données personnelles recueillies par Linky, Jean-François Carencio, le président de la CRE, estime : « Il vaut mieux que ce soit par le service public sous le contrôle d'une autorité comme la CNIL (...) que par de grands acteurs du numérique qui d'ailleurs les exploitent déjà ».

ÉNERGIE

FRANCE

Albioma : le résultat net 2017 en hausse de 5 %

Le français Albioma a publié mercredi 7 mars des résultats pour l'année 2017 supérieurs aux objectifs qu'il s'était fixés grâce aux bonnes performances de ses centrales. Le résultat net s'élève à 44,3 millions d'euros, en progression de 5 % par rapport à 2016, tandis que l'excédent brut d'exploitation (Ebitda) ressort à 138,1 M€, également en hausse de 5 %. Le chiffre d'affaires pour l'année s'établit à 403,2 M€, soit une augmentation de 10 % par rapport à 2016. « Pour la première fois de notre histoire, nous dépassons le seuil des 50 % d'énergie renouvelable dans notre mix », a souligné le directeur général de l'entreprise, Frédéric Moyné. La disponibilité des centrales thermiques en outre-mer s'est établie à 89,6 % contre 89,2 % en 2016. Leur Ebitda est en croissance de 6 % à 102,1 M€ mais le contexte social demeure tendu, souligne le communiqué, un préavis de grève déposé le 2 novembre 2017 étant toujours en cours. Les unités mauriciennes ont affiché une disponibilité de 93,8 %. Les deux centrales brésiliennes du groupe ont vu leur production s'accroître de 4 %. L'Ebitda brésilien augmente de 7 %. Enfin, la production solaire est restée stable malgré des conditions d'ensoleillement moins favorables. Pour 2018, Albioma annonce des objectifs d'Ebitda compris entre 158 et 166 M€. Deux centrales doivent être mises en service dont une bagasse/biomasse de 41 MW en Martinique et une autre de 40 MW au bioéthanol à La Réunion.

ALLEMAGNE

Uniper : des résultats 2017 en baisse

Le résultat opérationnel ajusté (Ebit) d'Uniper a chuté de 18,2 % en 2017 pour atteindre 1,1 milliard d'euros, a annoncé l'énergéticien allemand jeudi 8 mars. Uniper attribue cette baisse à des ajustements sur des contrats de fourniture de gaz à long terme et rappelle que le résultat de 2016, 1,4 md€, était exceptionnellement élevé. « Malgré des conditions de marché ardues et un environnement réglementaire difficile, Uniper publie des chiffres solides, estime son directeur général Klaus Schäfer dans un communiqué. C'est le signe que notre business model fonctionne ». Le chiffre d'affaires est en augmentation de 7,4 % à 72 mds€, tiré par la bonne performance de la division International Power. La dette se monte à 2,4 mds€, soit une baisse de 40 % par rapport à l'année 2016 (4,2 mds€). Uniper, dont la maison-mère, E.ON, a cédé sa participation de 47 % au capital au finlandais Fortum en février, prévoit pour 2018 un Ebit ajusté compris entre 0,8 et 1,1 md€.

ROYAUME-UNI

Le patron de BP appelle à un prix du carbone mondial

Un prix mondial du carbone est nécessaire pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), a affirmé Bob Dudley, le directeur général du groupe BP, Bob Dudley, le 6 mars lors de la CERAWEEK, a rapporté *Platts*. « Nous avons besoin des gouvernements, à notre avis, pour mettre un prix sur le carbone », a-t-il déclaré lors de la conférence IHS Markit. L'industrie « peut et doit faire partie de la solution », a ajouté M Dudley qui préside également l'Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) qui regroupe dix compagnies pétrolières et gazières engagées dans la réduction des GES. Pour Bob Dudley, une grande partie du travail de réduction des émissions concerne le secteur de l'énergie, où des baisses ont déjà eu lieu en raison de la substitution du charbon par le gaz. Les énergies renouvelables, a-t-il déclaré, ne pourront couvrir que 40 % de l'offre mondiale, même dans les scénarii de croissance les plus optimistes. « Nous devons être agnostiques sur les carburants et nous concentrer sur une course à la réduction des émissions », a prêché Bob Dudley, ajoutant que des progrès doivent être faits pour réduire les émissions de méthane provenant des opérations pétrolières et gazières dans le monde entier. BP devrait prochainement annoncer ses propres objectifs de réduction.

EN BREF

FRANCE La candidature de Chantal Jouanno à la présidence de la Commission nationale du débat public (CNDP) a été validée par les députés et les sénateurs des Commissions du développement durable et de l'aménagement du territoire des deux chambres à l'issue de son audition le 7 mars. Chantal Jouanno a été présidente de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) et ministre de l'Écologie de Nicolas Sarkozy en 2009-2010.

GAZ

POLOGNE

Record de volume de gaz sur le réseau polonais

L'année 2017 a établi un nouveau record de volume de gaz transporté sur le réseau de Gaz-System à 19,7 milliards de mètres cubes, en hausse de 9 % par rapport à 2016. Cité dans le communiqué du 2 mars du gestionnaire de réseau de transport polonais (GRT), Tomasz Stępień, le président du GRT, a déclaré que la construction du gazoduc *Baltic Pipe*, qui doit transporter jusqu'à 10 G.m³ de gaz des gisements gaziers de Norvège vers la Pologne via le Danemark, renforcera la tendance favorable au gaz en assurant stabilité et sécurité d'approvisionnement au marché polonais. Gaz-System envisage une augmentation de la consommation annuelle du secteur électrique de 1,3 G.m³ d'ici 2027, pour atteindre 2,7 G.m³. « Cela signifie que la demande intérieure de gaz devrait passer de 8 à plus de 17 % dans un horizon de dix ans », peut-on lire dans le communiqué.

ÉNERGIES RENOUVELABLES

FRANCE

Éolien en mer : le gouvernement propose une mesure radicale

Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) s'insurge « contre la volonté du gouvernement de pouvoir mettre fin, de manière rétroactive, à des projets dûment sélectionnés à l'issue d'appels d'offres ». Le motif du courroux des industriels est un amendement déposé le 8 mars par le gouvernement dans le cadre de l'examen par le Sénat du projet de loi sur un État au service d'une société de confiance. Avec cet amendement, le gouvernement pourra engager des négociations pour revoir le niveau d'offres retenu dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres. Le préalable sera

d'obtenir l'accord du lauréat. « *Dans certains cas, notamment lorsque le progrès technique permet d'envisager des baisses de coût substantielles, l'État pourrait souhaiter renégocier les conditions de l'offre retenue à l'issue de la procédure de mise en concurrence afin de l'améliorer, et en particulier de diminuer le montant du tarif retenu* », explique le gouvernement dans l'objet de l'amendement. Ce texte vise les lauréats des six projets de parc éolien en mer suite aux appels d'offres lancés en 2011 et 2013 (Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer, Fécamp, Saint-Brieuc, du Tréport et de Noirmoutier). Cette idée d'une renégociation était dans l'air depuis la fin 2017. Selon les calculs de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le soutien *via* les tarifs d'achat accordés (estimés entre 170 et 200 €/MWh hors coût du raccordement) aux six projets s'élève à 40,7 milliards d'euros sur les 20 ans de la durée des contrats. Or, les prix des parcs éolien en mer ont fortement baissé depuis l'attribution des projets en 2012 et 2014.

Mais l'amendement du gouvernement va plus loin. Il stipule que « *si la renégociation des contrats n'était pas possible, une des options pourrait être de mettre fin à ces projets et de relancer une nouvelle procédure dans les meilleurs délais afin de pleinement profiter des améliorations technologiques* ». Cette mesure d'annulation (qui ouvrirait la question des indemnités des dépenses déjà engagées) serait, contrairement à la renégociation, possible que pour les projets des deux premiers appels d'offres sur l'éolien en mer attribués en 2012 et 2014. Le SER estime dans un communiqué du 9 mars que l'adoption de cet amendement « *créerait un précédent et remettrait en question tous les investissements déjà engagés ainsi que les emplois qui y sont associés* ». Son président, Jean-Louis Bal, appelle le gouvernement à retirer sa proposition. L'Union française de l'électricité (UFE) estime dans son édito du 12 mars qu'« *une telle mesure contribuerait à installer une insécurité juridique* ».

Pour Hélène Gelas, avocate associée au cabinet LPA-CGR, cet amendement est tout simplement catastrophique alors que plusieurs avancées pour soutenir le développement de la filière sont en discussion. « *Il crée un risque d'arrêt total des investissements dans le secteur de l'éolien posé en mer mais aussi dans les filières en quête de maturité, comme l'éolien flottant ou l'hydrolien* ». Car rien ne dit que les prochains lauréats seront à l'abri d'une telle mesure. Hélène Gelas juge également le timing « *hallucinant* » alors que les lauréats du premier appel d'offres sur l'éolien en mer sont proches d'une décision finale d'investissement. EDF a récemment annoncé qu'il comptait démarrer les travaux sur son premier projet cet été. Cet amendement vient « *compliquer l'équation des lauréats qui sont en cours de bouclage de leur financement* », relève Hélène Gelas, qui ajoute que ce texte, s'il était adopté, aurait une portée plus large que le secteur des énergies renouvelables : « *tous les grands travaux d'infrastructures seraient fragilisés* ». La discussion en séance publique au Sénat débute mardi 13 mars.

INDE

Prêt de 150 M€ de la BEI pour l'Ireda

La Banque européenne d'investissement (BEI) a annoncé le 10 mars l'octroi d'un nouveau prêt à long terme de 150 millions d'euros à l'Agence indienne de développement des énergies renouvelables (Ireda). Cette nouvelle ligne de crédit doit permettre « *de soutenir 500 M€ d'investissements dans les ENR notamment la construction de parcs solaires photovoltaïques et de parcs éoliens terrestres sur des sites dans tout le pays* ». « *La demande en électricité en Inde va doubler dans la prochaine décennie et la façon dont cette électricité est produite est importante aussi bien pour l'Inde que pour la planète*, a souligné Tomasz Kozłowski, ambassadeur de l'Union européenne en Inde. *Cette nouvelle initiative avec l'Ireda démontre que l'engagement de l'Europe envers l'Inde va bénéficier à des millions de personnes.* » Fin décembre 2017, la BEI avait déjà octroyé des fonds pour le développement des ENR en Inde dans le cadre d'un programme de 400 M€ avec la banque locale Yes Bank dont 200 M€ de la BEI (cf. *Enerpresse* n°11977).

MONDE**Première réunion de l'Alliance Solaire Internationale en Inde**

Le 11 mars, le président français Emmanuel Macron et le Premier ministre indien Narendra Modi ont coprésidé le sommet inaugural de l'Alliance Solaire Internationale (ASI) à New Delhi qui marquait ainsi l'entrée en vigueur de l'accord cadre de l'ASI. D'ici 2022, la France engagera 1 milliard d'euros (dons et prêts) pour soutenir des projets avec le rôle de former à son tour, a indiqué le président français, Emmanuel Macron sur son compte twitter. Cette initiative a été lancée le 30 novembre 2015 lors de la COP21 par les deux pays (*cf. Enerpresse n°11460*). Les deux dirigeants ont « *souligné leur engagement en faveur de l'élargissement et de l'approfondissement de projets et de programmes concrets sous l'égide de l'ASI, en vue de mobiliser des financements abordables au service d'un déploiement massif de l'énergie solaire* », d'après le communiqué de l'Élysée. À cette occasion, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a indiqué que, selon son analyse, la vision de l'ASI visant à mobiliser plus de 1 000 milliards de dollars d'investissement d'ici 2020 pour le développement de l'énergie solaire « *est ambitieuse mais atteignable* ». Depuis avril 2017, l'AIE est un observateur de l'ASI et la soutient pour réaliser ces ambitieux objectifs. Pour confirmer ce rôle, l'AIE et l'ASI ont signé le 10 mars une déclaration de coopération internationale pour la promotion de l'énergie solaire. Le 11 mars, l'ASI a également signé une déclaration conjointe avec l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA) pour renforcer leur coopération. Le financement des projets est crucial et l'ASI a signé le 10 mars avec la banque asiatique de développement (ADB en initiales anglaises) un accord de coopération pour promouvoir le déploiement de l'énergie solaire en Asie et dans le Pacifique. L'ADB devrait fournir 3 milliards de dollars de financement d'ici 2020 dans les énergies propres dont le solaire. À l'occasion du sommet, la Banque européenne d'investissement (BEI) a fait le bilan de ses investissements dans le solaire en 2017 (*cf. ci-dessous*).

Un milliard d'euros de financement de la BEI pour le solaire en 2017

À l'occasion du sommet de l'Alliance Solaire Internationale, la Banque européenne d'investissement (BEI) a indiqué le 9 mars qu'elle avait investi en 2017 plus d'un milliard d'euros pour soutenir les investissements mondiaux dans le solaire. C'est le montant le plus important jamais prêté par l'institution dans le secteur du solaire. L'Inde est le pays, hors Union Européenne, ayant reçu le plus de financement dans ce cadre en 2017 mais aussi depuis 2013. La BEI a approuvé un total de 640 millions d'euros de nouveaux investissements dans des projets solaires en Inde depuis 2013. En dehors de l'Inde, les projets soutenus en 2017 dans le secteur solaire sont situés au Mexique, au Pérou et dans 13 pays européens. Depuis 2002, la BEI a financé plus de 6,35 mds€ d'investissements dans l'énergie solaire et 50 % des investissements financés par la BEI ces 7 dernières années étaient localisés dans les économies développées et émergentes. « *Plus de 1 000 mds€ d'investissements sont nécessaire d'ici 2030 pour déployer des projets solaires, précise le banque dans un communiqué. La BEI a une expertise technique et financière unique pour soutenir les projets solaires partout dans le monde.* »

EN BREF

FRANCE Le tribunal de commerce d'Orléans a validé le plan de continuation de la société Vergnet, spécialisée dans la fabrication d'éoliennes, présenté par Arum International, a indiqué l'AFP mercredi 7 mars. L'entreprise, qui emploie 140 salariés à Ormes, dans le Loiret, avait été placée en redressement judiciaire le 30 août dernier à la suite de graves problèmes de trésorerie. Les nouveaux propriétaires ont obtenu un plan d'étalement du passif, évalué en août dernier à 36 millions d'euros, et se sont engagés à ne pas licencier. (AFP)

DÉLIBÉRATION DE LA CRE SUR L'AUTOCONSOMMATION

Source : CRE – 1^{ère} partie

Nous reprenons ci-après et dans nos prochaines éditions, la délibération N° 2018-027 de la Commission de régulation de l'énergie du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation.

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

L'autoconsommation représente la possibilité pour un consommateur de produire lui-même tout ou partie de sa consommation d'électricité. On distingue l'autoconsommation individuelle, dans laquelle un consommateur produit pour lui-même l'électricité qu'il consomme, et l'autoconsommation collective, dans laquelle plusieurs consommateurs s'associent avec un ou plusieurs producteurs.

Le gestionnaire de réseaux publics de distribution d'électricité (GRD) Enedis comptabilisait, à la fin de l'année 2017, environ 20 000 autoconsommateurs. Ce chiffre reste pour l'instant très faible, mais une dynamique est en train de s'amorcer, près de la moitié des nouvelles demandes de raccordement des installations de production étant en autoconsommation. Cette dynamique est notamment soutenue par la baisse du coût des panneaux photovoltaïques. Elle répond aussi à un souhait des consommateurs de se transformer en consommateurs actifs en privilégiant les circuits courts et en soutenant la production locale. Enfin, dans le cadre tarifaire et fiscal actuel, elle peut trouver une rentabilité dans certains cas.

Les pouvoirs publics accompagnent et encouragent le développement de l'autoconsommation : la loi du 24 février 2017¹ a ainsi donné un statut juridique aux autoconsommateurs et le gouvernement a mis en œuvre plusieurs dispositifs de soutien : tarif d'achat et appels d'offres.

Il revient à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) de définir des tarifs de réseau qui reflètent les coûts engendrés par les utilisateurs de ces réseaux. Elle doit donc s'assurer que ces tarifs tiennent aussi compte du développement de l'autoconsommation, des bénéfices qu'elle apporte au réseau, mais aussi des surcoûts éventuels qu'elle pourrait générer.

Mais le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité n'est qu'une des facettes du cadre dans lequel se développe l'autoconsommation. Or, c'est la façon dont s'articuleront l'ensemble des signaux de prix et les diverses exigences réglementaires qui sera décisive pour permettre un développement harmonieux de l'autoconsommation selon des modalités bénéficiant à l'ensemble du système électrique.

¹ Loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables.

DÉLIBÉRATION DE LA CRE SUR L'AUTOCONSOMMATION

La CRE a donc lancé, au second semestre 2017, une large concertation sur l'autoconsommation afin d'examiner les conséquences que le développement de l'autoconsommation aura, ou pourrait avoir, sur le modèle énergétique français, en particulier en matière tarifaire.

À la suite de cette concertation, qui s'est achevée à l'automne 2017, et de ses propres travaux d'analyse, la CRE souhaite présenter, d'une part les évolutions des tarifs de réseau liés à l'autoconsommation qu'elle envisage ; d'autre part ses recommandations et orientations sur l'ensemble des sujets liés à l'autoconsommation. Il s'agit pour la plupart de recommandations fortes qu'elle fait de manière indépendante après un travail d'analyse pour que l'autoconsommation se développe harmonieusement au bénéfice de tous.

Elle publie à cet effet deux documents, qui ont vocation à proposer les lignes principales d'un cadre dans lequel l'autoconsommation devra se déployer :

- la présente délibération portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation, et notamment sur le cadre contractuel et les dispositifs de soutien ;
- une consultation publique, sur l'adaptation des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) et des tarifs réglementés de vente (TRV) au développement de l'autoconsommation, à la suite de laquelle, la CRE adoptera une délibération sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (« TURPE HTA-BT »), qui entrerait en vigueur le 1^{er} août 2018.

La présente délibération regroupe ainsi les recommandations de la CRE relatives aux cadres technique, contractuel et économique de l'autoconsommation, afin tout d'abord (i) de faciliter et sécuriser le raccordement des installations, ensuite (ii) de simplifier les relations entre les différents acteurs et fixer des règles de fonctionnement simples et garantissant une utilisation optimale des installations et enfin (iii) d'offrir un cadre économique de soutien robuste et stable. L'autoconsommation en étant encore à ses débuts, c'est maintenant qu'il convient de procéder aux ajustements nécessaires sur ces trois volets du cadre de développement de l'autoconsommation.

S'agissant du cadre technique et contractuel, ce dernier doit ainsi être simplifié mais permettre de garantir la sécurité et le bon fonctionnement du système électrique.

Les objectifs en matière de cadre technique et contractuel sont doubles :

- faciliter l'accès à l'autoconsommation pour tous, quelle que soit leur implantation géographique, la taille de leur installation, et le type d'autoconsommation choisie (individuelle ou collective, autoconsommation sans injection ou avec injection du surplus) ;
- faire respecter aux autoconsommateurs un certain nombre de règles (exigence de déclaration de l'installation de production, par exemple) indispensables à la sécurité et au bon fonctionnement du système électrique.

Les recommandations de la CRE en la matière portent notamment sur :

- l'évolution des principes d'études et des règles techniques pour le raccordement simultané au réseau public de distribution des installations d'autoconsommation ;
- la mise en place de plates-formes dématérialisées et simplifiées pour la déclaration des installations de production ;
- l'installation de compteurs évolués chez les autoconsommateurs permettant de comptabiliser précisément les flux autoconsommés ;
- la simplification du cadre contractuel avec la mise en place de contrats uniques pour l'autoconsommation individuelle.

S'agissant des dispositifs de soutien, ces derniers doivent être adaptés à la diversité des situations et permettre un développement optimal et maîtrisé de l'autoconsommation.

DÉLIBÉRATION DE LA CRE SUR L'AUTOCONSOMMATION

Le soutien à l'autoconsommation se justifie par le fait que l'autoconsommation peut constituer une opportunité forte pour le développement des énergies renouvelables et l'atteinte des objectifs nationaux de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) si elle permet une mobilisation plus efficace et plus large du gisement en étant ressentie comme un engagement civique plus direct que dans le cas d'une simple vente d'électricité.

Cependant le soutien à l'autoconsommation ne doit pas freiner le développement de grandes centrales solaires au sol qui contribuent très majoritairement, et à moindre coût, aux objectifs de développement des ENR. Le soutien à l'autoconsommation doit donc être étudié dans le cadre plus global du soutien à la filière photovoltaïque. Une attention particulière doit ainsi être portée à l'articulation entre les dispositifs de soutien à l'autoconsommation et à la vente en totalité. Par ailleurs, eu égard à la variabilité des coûts d'investissement et d'exploitation en fonction de la taille et du territoire d'implantation de l'installation et à la multiplicité des modèles d'affaires des opérations d'autoconsommation (individuelle ou collective), les dispositifs de soutien doivent être adaptés au mieux à chaque situation.

Enfin, si le niveau de ces dispositifs de soutien doit permettre de couvrir les coûts d'investissements et d'exploitation des installations et d'apporter une rentabilité raisonnable à l'investisseur, ce niveau doit s'entendre tous dispositifs confondus qu'ils soient directs (tarifs d'achats, appels d'offres) ou indirects (exonérations de taxe et de contribution). Les soutiens directs sont à privilégier, car ils permettent notamment un pilotage plus efficace du rythme de développement des installations et limitent ainsi les risques d'effets d'aubaine.

C'est pourquoi la CRE :

- recommande de limiter l'exonération de CSPE et taxes locales aux plus petites installations en autoconsommation individuelle ;
- propose un cadre de soutien à l'ensemble de la filière photovoltaïque, adapté en fonction de la taille des installations, du fonctionnement de l'installation (en autoconsommation individuelle, en autoconsommation collective ou en vente à totalité) et de l'implantation géographique (zones non interconnectées ou métropole).

1. ENJEUX ET MÉTHODE

1.1 Les enjeux

Fin 2017, Enedis dénombrait environ 20 000 autoconsommateurs raccordés à ses réseaux publics de distribution, ce qui est très peu par rapport à d'autres voisins européens. Ainsi, l'Allemagne dénombre 1,5 million d'autoconsommateurs, le Royaume-Uni 750 000, l'Italie 630 000, la Belgique 380 000 et le Danemark 90 000. Enedis dénombre également 5 000 installations d'autoconsommation en attente de raccordement, auxquelles viennent s'ajouter les projets de petites installations sans injection, qui n'ont pas fait de demande de raccordement, et ne sont donc pas identifiables par Enedis avant leur mise en oeuvre effective. S'agissant de l'autoconsommation collective, une vingtaine d'opérations pourraient être lancées courant 2018 et cela ne peut que s'accélérer.

Un tel rythme de développement implique donc de définir un cadre lisible et cohérent sur les aspects contractuels et économiques (tarifs, dispositifs de soutien). De plus, s'agissant d'investissements amortissables sur plusieurs années, il importe que ce cadre offre une visibilité et une stabilité suffisantes. Pour y parvenir, il doit reposer sur des sous-jacents économiques solides, assurant à l'autoconsommation une rentabilité raisonnable et proportionnée aux bénéfices qu'elle apporte au système électrique dans son ensemble. Afin de garantir cette robustesse économique, chaque élément doit être défini en fonction de sous-jacents propres, à savoir :

- pour le TURPE, les coûts de réseau ;
- pour les offres de fourniture, les coûts d'approvisionnement et de fourniture ;

DÉLIBÉRATION DE LA CRE SUR L'AUTOCONSOMMATION

- pour les dispositifs de soutien, les montants nécessaires permettant l'atteinte des objectifs de politique publique au meilleur coût.

Toutefois, l'autoconsommation n'en est encore qu'à ses débuts en France, voire, pour l'autoconsommation collective, à un stade expérimental. Ses effets sur le système électrique demeurent dès lors aujourd'hui difficilement quantifiables, tout comme l'évolution de ses coûts et des modèles économiques qui en sous-tendent le développement. Le cadre défini doit ainsi offrir certaines marges d'évolution en fonction du retour d'expérience, mais selon des modalités permettant une anticipation raisonnable. L'objectif de prévisibilité ne doit pas conduire à faire porter l'intégralité des incertitudes de cette filière sur la collectivité. Tels sont les enjeux de ce développement.

1.2 Le processus de concertation

L'autoconsommation étant un phénomène susceptible d'induire des effets dans de nombreux domaines, et touchant une grande variété d'acteurs, la CRE a appuyé ses travaux sur une large concertation, qui s'est étalée sur l'ensemble du second semestre 2017.

Plusieurs étapes ont jalonné cette réflexion, à commencer par la publication d'« éléments de réflexion »¹ présentant les enjeux identifiés par la CRE autour du développement de l'autoconsommation. Cette publication a été suivie d'une conférence-débat portant sur l'« autoconsommation dans le système électrique de demain », qui a eu lieu le 12 septembre 2017, et a réuni des nombreux acteurs du secteur autour de tables-rondes et de grands témoins.

Cinq ateliers de travail ont ensuite été organisés en septembre et en octobre. Ils ont réuni une quarantaine d'acteurs. Trois appels à contribution ont été lancés à la suite de ces ateliers, sur les sujets tarifaires, le cadre contractuel, et les mécanismes de soutien. L'ensemble des contributions est consultable sur le site de la CRE dédié à l'autoconsommation².

La CRE a également interrogé ses homologues européens, afin de recueillir des informations sur le développement de l'autoconsommation dans leurs pays et de comparer les mécanismes de soutien et cadres de régulation qui y ont été mis en place. Il en ressort que si l'autoconsommation est considérée comme un sujet important par l'ensemble des pays interrogés, seul cinq pays présentent déjà une part significative d'autoconsommateurs (Italie, Allemagne, Royaume-Uni, Danemark et Belgique). Par contre, aucun pays ne dispose d'un cadre comparable à celui mis en place en France pour l'autoconsommation collective. Par ailleurs, les cadres techniques, économiques, tarifaires et les dispositifs de soutien sont très différents d'un pays à l'autre, notamment en raison de situations de départ spécifiques. Certaines de leurs caractéristiques ont toutefois inspiré les recommandations de la CRE, notamment celles relatives aux dispositifs de soutien. Ces éléments sont détaillés dans le corps de la présente délibération.

2. CADRE TECHNIQUE POUR LES INSTALLATIONS D'AUTOCONSOMMATION

Un développement harmonieux de l'autoconsommation passe tout d'abord par une simplification et un encadrement des modalités de raccordement. Dans ce but, la CRE propose les recommandations suivantes, afin de préciser le cadre technique des raccordements, de faciliter la déclaration de toutes les installations de production et enfin d'encadrer le comptage des flux.

2.1 Le raccordement des installations de production en autoconsommation

Le nombre de raccordements sur le réseau public de distribution d'électricité d'installations associant production et consommation, avec ou sans injection du surplus, a considérablement augmenté depuis

¹ http://www.smartgrids-cre.fr/media/documents/evenements/Autoconsommation_elements_reflexion.pdf

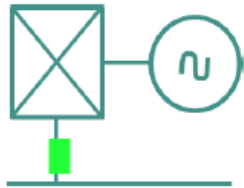
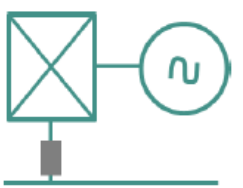
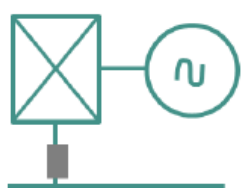
² <http://autoconsommation.cre.fr/contributions.html>

DÉLIBÉRATION DE LA CRE SUR L'AUTOCONSOMMATION

2016. Il est d'ailleurs à noter que, dans la mesure où une installation de production en injection totale associée à une installation de consommation nécessite deux points de livraison, là où une installation en autoconsommation n'en requiert qu'un seul, le raccordement de cette dernière catégorie d'installations est, le plus souvent, moins onéreux.

En outre, si les barèmes de raccordement de certains gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité intègrent, depuis quelques années, des prix spécifiques au raccordement des installations en autoconsommation, ces prix ont récemment évolué significativement à la baisse (par exemple, pour Enedis à la suite de l'approbation par la CRE en 2016¹ de son nouveau barème de raccordement). Cela accroît encore l'écart de coûts de raccordement vis-à-vis d'un utilisateur souhaitant réaliser un deuxième branchement pour injecter l'intégralité de sa production d'électricité sur les réseaux publics de distribution.

Tableau 1 - Présentation des coûts de raccordement dans le cas d'un ajout d'une installation de production sur une installation de consommation existante

Puissance ≤ 36 kVA hors S3REnR ² (puissance limitée)	$36 < \text{Puissance} \leq 100$ kVA hors S3REnR (puissance surveillée)	Puissance > 100 kVA hors S3REnR (puissance surveillée)
		
Le compteur Linky est capable de mesurer les flux d'énergie dans les deux sens, donc pas de travaux supplémentaires nécessaires si $P_{inj} \leq P_{sout}$ (cf. barème d'Enedis).	Le compteur en puissance surveillée est capable de mesurer les flux d'énergie dans les deux sens	
	Pas de travaux supplémentaires nécessaires si la production ne génère pas de contrainte sur le réseau. Si la production génère des contraintes, l'utilisateur paiera des coûts d'extension associés.	Si sa production génère des contraintes non prises en compte dans les ouvrages prévus au titre du schéma S3REnR, l'utilisateur prendra en charge les travaux correspondants aux ouvrages propres.

Source : CRE

Cependant, pour étudier le raccordement simultané d'une installation de consommation et d'une installation de production, les gestionnaires de réseaux de distribution empilent les opérations nécessaires au raccordement d'une installation de consommation, puis y ajoutent celles nécessaires au raccordement d'une installation de production, à la suite d'une deuxième étude.

Pourtant, une telle démarche néglige la nature particulière de ce raccordement simultané, où production et consommation doivent être considérées de manière indissociée dans une seule étude, qui permet de prendre en compte la potentielle réduction de la puissance de soutirage nécessaire.

Recommandation n° 1

Le CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de faire évoluer leurs documentations techniques de référence et, notamment, les principes d'études et les règles techniques pour le raccordement simultané au réseau public de distribution des installations d'autoconsommation.

¹ Délibération de la CRE du 30 juin 2016 portant approbation du barème d'Enedis pour la facturation des opérations de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité qui lui sont concédés.

² S3REnR : Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

DÉLIBÉRATION DE LA CRE SUR L'AUTOCONSOMMATION

2.2 La déclaration des installations de production

Les articles L. 315-7¹ et D. 315-11² du code de l'énergie introduisent l'obligation de déclaration préalablement à leur mise en service des installations de production participant à des opérations d'autoconsommation, principalement pour des questions de sécurité dans l'exploitation et la maintenance des réseaux publics de distribution.

La systématisation de cette déclaration sur une plate-forme du gestionnaire de réseaux, en particulier pour les plus petites installations de production qui ne sont pas toujours déclarées, aurait comme intérêt de rendre cette démarche simple et de diriger de fait l'autoconsommateur individuel vers un des régimes contractuels à sa disposition.

Afin que cela soit encore plus simple pour lui, une option envisagée dans le cadre des travaux de concertation menés par la CRE a été que ce soit le commercialisateur de l'installation de production ou l'installateur qui soit en charge de la déclaration (il aurait a priori moins de difficultés à indiquer toutes les caractéristiques dans le cadre d'une pré-déclaration), et qu'ensuite le circuit de traitement du gestionnaire de réseaux fasse que le client reprenne la main afin qu'il déclare dans quelle situation contractuelle il souhaite se placer.

Une majorité d'acteurs n'est néanmoins pas favorable à faire porter la responsabilité de la déclaration sur le professionnel : ils considèrent en particulier que pour mettre en place des petites installations, le client est parfois mieux placé pour déclarer son installation de production. De plus, les clients pouvant acheter des « kits solaires » notamment sur Internet, il est dans ce cas très probable qu'aucun acteur tiers ne réalisera la pré-déclaration à la place du client.

Faire porter la responsabilité de la pré-déclaration par un tiers semble trop incertaine à ce jour. Cependant, la CRE encourage les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité à dématérialiser la déclaration par l'utilisateur et insiste sur l'impératif de simplicité.

Enfin, la CRE souhaite autoriser une pré-déclaration sur ces plateformes par le commercialiser ou l'installateur.

Cette plate-forme existe déjà chez Enedis pour les demandes de raccordement des installations de production de puissance ≤ 36 kVA et nécessiterait d'être adaptée pour les autoconsommateurs pour simplifier la déclaration et amener vers la sélection du cadre contractuel.

Recommandation n° 2

Afin de faciliter la déclaration des installations d'autoproduction, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de mettre en place une plate-forme dématérialisée et simplifiée, avec des informations minimales telles que prévues à l'article D. 315-11 du code de l'énergie, qui pourraient également être saisies par le commercialisateur ou l'installateur de l'installation de production (avec le consentement du client).

La CRE encourage la pré-déclaration par le commercialisateur ou l'installateur des installations de production d'électricité.

¹ Article L. 315-7 du code de l'énergie : « Les exploitants d'installations de production d'électricité participant à une opération d'autoconsommation déclarent ces installations au gestionnaire du réseau public d'électricité compétent, préalablement à leur mise en service ».

² Article D. 315-11 du code de l'énergie : « Pour la mise en œuvre de l'article L. 315-7, les gestionnaires de réseaux publics de distribution mettent à disposition des exploitants des installations de production et de stockage des formulaires leur permettant de déclarer :

1° Les données d'identification de l'installation ;

2° Les caractéristiques techniques de l'installation et, le cas échéant, celles de son raccordement ;

3° Le mode de fonctionnement de l'installation, précisant si le surplus d'électricité produite est vendu à un tiers ne participant pas à l'opération d'autoconsommation ».

DÉLIBÉRATION DE LA CRE SUR L'AUTOCONSOMMATION

Par ailleurs, la CRE tient à rappeler que toute modification des caractéristiques électriques des installations raccordées à un réseau public de distribution d'électricité ou l'ajout dans l'installation de consommation de moyens de production, doit faire l'objet d'une nouvelle attestation de conformité.

Pour les installations de production d'électricité d'une puissance inférieure à 250 kVA, une attestation de conformité aux prescriptions de sécurité imposées par les règlements en vigueur (notamment un nouveau Consuel pour les installations de consommation de puissance inférieure ou égale à 36 kVA), en application de l'article D. 342-19 du code de l'énergie¹, doit être réalisée.

Pour les installations de consommation de puissance supérieure à 36 kVA et en HTA, de nouvelles conventions de raccordement et d'exploitation, en application des dispositions de l'article 2 de l'arrêté du 17 mars 2013² doivent être établies.

2.3 Le comptage des flux autoconsommés

Afin d'apporter de réels bénéfices aux réseaux publics d'électricité, l'autoconsommation individuelle et collective doit engendrer, à long terme, une réduction de leur dimensionnement. Ceci n'est le cas que si des consommations aux moments de périodes critiques pour les réseaux sont compensées par une production locale concomitante (c.-à-d. une synchronisation entre la consommation et la production).

Pour s'en assurer, l'autoconsommation individuelle et collective doit donc être comptabilisée à une fréquence suffisamment élevée. L'article D. 315-1 du code de l'énergie³ dispose ainsi que le « pas de mesure mis en œuvre est celui utilisé pour le règlement des écarts », soit, à ce stade, un pas de 30 minutes⁴.

Le compteur évolué Linky, actuellement déployé par Enedis pour les consommateurs et producteurs de puissance inférieure ou égale à 36 kVA, permet dorénavant à l'ensemble de ces utilisateurs de comptabiliser les flux d'énergie qu'ils consomment et produisent à un pas de 30 minutes, et ce, dans les deux sens.

En outre, du fait de cette capacité à comptabiliser l'énergie de manière bidirectionnelle, le déploiement du compteur évolué a permis une diminution du coût de certaines opérations de raccordement d'installations en autoconsommation, comprise entre 40 et 700 € selon les types de raccordement (*cf. supra*). Plus généralement, comme annoncé par Enedis en concertation, et demandé par la CRE dans sa consultation publique du 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité, l'ensemble des utilisateurs raccordés aux réseaux publics de distribution en BT et HTA exploités par Enedis disposeront rapidement de compteurs capables de comptabiliser les flux produits et consommés dans le cadre d'opérations d'autoconsommation individuelle et collective⁵.

En revanche, sur les territoires desservis par des entreprises locales de distribution (ELD) et en zones non-interconnectées, le déploiement des systèmes de comptage évolué, qui pourraient relever des courbes de mesure à un pas de 30 minutes, n'a encore pas débuté. L'article R. 341-8 du code de l'énergie précise que, d'ici fin 2020, « 80 % au moins des dispositifs de comptage des installations d'utilisateurs

¹ Article D. 342-19 du code de l'énergie : « Doit faire l'objet, préalablement à sa mise sous tension par un distributeur d'électricité, d'une attestation de conformité aux prescriptions de sécurité imposées par les règlements en vigueur pour le type d'installation considérée. [...] ».

² Arrêté du 17 mars 2013 modifié relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de distribution d'une installation de consommation d'énergie électrique.

³ Article D. 315-1 du code de l'énergie : « Pour l'application des dispositions du présent chapitre, le pas de mesure mis en œuvre est celui utilisé pour le règlement des écarts mentionnés à l'article L. 321-15 ».

⁴ Le pas de règlement des écarts définit la précision à laquelle les responsables d'équilibre sont financièrement incités à équilibrer leur périmètre (les injections et achats d'électricité devant être égaux aux soutirages et aux ventes sur ce pas). Il est actuellement fixé à 30 minutes en France. Le 16 mars 2017, le règlement européen relatif à l'équilibrage du système électrique a été voté par les États membres à l'issue du processus de comitologie. Afin de faciliter l'intégration des marchés d'équilibrage en Europe, figure, en application des dispositions des articles 53 et 62 de ce règlement, le passage obligatoire à un pas de règlement des écarts de 15 minutes, au plus tard 3 ans après l'entrée en vigueur du règlement européen, avec une possibilité de dérogation jusqu'au 1er janvier 2025, soumise à l'approbation de l'autorité de régulation nationale concernée.

⁵ Délibération de la CRE du 30 juin 2016 portant approbation du barème d'Enedis pour la facturation des opérations de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité qui lui sont concédés.

**DÉLIBÉRATION DE LA CRE
SUR L'AUTOCONSOMMATION**

raccordées en basse tension (BT) pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères » seront dotés d'un système de comptage évolué, « dans la perspective d'atteindre un objectif de 100 % d'ici 2024 ».

Tout comme pour Enedis, un tel déploiement est indispensable pour mettre en œuvre les dispositions liées aux opérations d'autoconsommation individuelle et collective. Elles devront par ailleurs être accompagnées des évolutions ad hoc des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux.

Recommandation n°3

La CRE demande fermement aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité d'installer prioritairement des compteurs évolués chez les autoconsommateurs, permettant d'avoir un unique compteur et de comptabiliser précisément les flux injectés ou soutirés.

À suivre...

Président / Directeur de la publication : Julien Elmaleh - **Directrice éditoriale** : Christine Kerdellant (01 77 92 94 83) - **Directrice éditoriale adjointe** : Muriel de Vericourt (01 77 92 99 57) - **Rédacteur en chef** : Philippe Rodrigues (01 79 06 71 78) - **Rédacteurs** : Christelle Deschaseaux (01 79 06 71 75) Stéphanie Frank (01 79 06 71 73) - Louise Rozès Moscovenko (01 79 06 71 77) - Thomas Chemin (01 79 06 71 81) - **Assistante** : Stéphanie Leclerc (01 79 06 71 80)
Courriel : stephanie.leclerc@infopro-digital.com - **Principal actionnaire** : INFO SERVICES HOLDING - **Société éditrice** : Groupe Moniteur SAS au capital de 333 900 euros. RCS : Paris B 403 080 823 **Siège social** : 10 place du général de Gaulle, BP20156, 92186 Antony Cedex - **N° ISSN** : 0153-9442
Numéro de commission paritaire : 0420 T 79611 - **Impression** : AB Printed - 6 rue Eugène Barbier - 92400 Courbevoie - **Dépôt légal** : à parution.
