UNIDEN
UNION DES INDUSTRIES
UTILISATRICES D'ÉNERGIE

ÉNERGIE ET COMPÉTITIVITÉ DES INDUSTRIES

Le 30 novembre 2018

CONCERTATION SUR LES NOUVELLES REGLES DU MECANISME DE CAPACITE

-

CONTRIBUTION DE L'UNIDEN

PROPOS LIMINAIRES

L'objectif du mécanisme de capacité introduit par la loi NOME est de **garantir la sécurité d'approvisionnement** du système électrique français lors des pointes hivernales **tout en en maîtrisant l'économie globale du dispositif et l'impact sur les consommateurs** en fonction de leurs contributions respectives au risque de défaillance du système électrique.

La mise en place de ce mécanisme de capacité représente un coût non négligeable, de plus de 2 €/MWh au prix actuel de la garantie de capacité, pour l'ensemble des consommateurs et en particulier pour les industriels, que leur profil de consommation soit plat ou non, qu'ils aient la possibilité de s'effacer ou non, qu'ils soient électro-intensifs ou non.

En tout premier lieu et afin de préserver la compétitivité des industriels français par rapport à leurs concurrents directs en Europe et ailleurs dans le monde, l'UNIDEN souhaiterait que soient mises en œuvre des solutions permettant de compenser les surcoûts de ce mécanisme pour les électro-intensifs via notamment des contrats long-terme, un accès à l'électricité nucléaire historique plus prévisible, une meilleure valorisation des effacements de consommation, etc. Les industriels électro-intensifs ont un besoin vital de compétitivité, de visibilité et de sécurité d'approvisionnement pour maintenir et développer leurs activités fortement consommatrices d'électricité.

Par ailleurs, **l'UNIDEN s'interroge toujours sur le fonctionnement d'un mécanisme de capacité extrêmement complexe (l'Autorité de la Concurrence a souligné la complexité du dispositif qui nuit à son fonctionnement et sa transparence pour les seuls qui en paient le coût, à savoir les consommateurs)** qui a conduit in fine à la formation d'un prix qui ne reflète en aucun cas l'équilibre offre – demande à la pointe et qui ne permet pas de garantir aux consommateurs un coût prévisible et compétitif de la sécurité d'approvisionnement à long-terme. Toutes les propositions faites dans le cadre de cette consultation ne répondent pas à la **problématique fondamentale de concentration de l'offre dans les mains d'un acteur largement dominant** avec un poids considérable à la fois sur l'offre (85%) et sur la demande (75%). En outre, le marché ne répond pas à son objectif premier de sécurisation de l'approvisionnement en électricité à la pointe au coût le plus efficace pour les consommateurs. En effet, quand les prix de l'électricité sont élevés, le prix de la capacité devrait mécaniquement baisser, ce qui n'est pas le cas. D'autant plus qu'il n'y a aucune contre-mesure de vérification et de surveillance de la méthodologie de formation des prix, que l'UNIDEN réclame depuis plusieurs mois déjà.

Au vu des enjeux (sécurité d'approvisionnement, échanges financiers de près de 2 milliards d'euros entre les acteurs), l'UNIDEN souhaite que la Commission de Régulation de l'Energie endosse un rôle de surveillance sur ce nouveau mécanisme afin de s'assurer que

- L'objectif du mécanisme de capacité soit atteint en termes de sécurité d'approvisionnement
- L'économie globale du système soit atteinte, sans rémunération excessive des capitaux à la fois pour les installations de production et les capacités d'effacement, et en veillant en particulier aux effets d'aubaine pour les producteurs existants.

Afin de garantir le bon fonctionnement du marché, il est également essentiel que l'ensemble des acteurs ait une bonne compréhension de l'équilibre offre-demande pour les 4 années de livraison à venir. Aujourd'hui une très grande attention est portée sur le registre de capacité, ce qui donne au marché une grande précision sur l'offre. En revanche, le marché ne reçoit que peu d'informations sur l'évolution de la demande, représentée par le niveau d'obligation globale. Une fois publiée par RTE, les estimations d'obligations ne sont plus remises à jour et lors de la dernière consultation, en mai 2018, il était proposé une nouvelle publication de l'obligation juste avant le début de l'année de livraison. Or la quasi-totalité des enchères ont déjà eu lieu à cette date, et le prix de marché est déjà constitué. Comme déjà proposé, nous souhaitons que RTE publie régulièrement le niveau de l'obligation au cours des 4 années précédents une année de livraison et également au cours de cette même année de livraison, ainsi qu'à l'issue de l'année de livraison, à l'instar de ce qui est fait aujourd'hui sur la partie certification.

A la recherche du même objectif, nous demandons que le mécanisme de capacité au titre d'une année de livraison donnée prenne effectivement fin dès l'année suivante (AL+1) et non 3 années plus tard, afin de donner des signaux cohérents aux acteurs. D'autant plus que cette demande fait l'unanimité des acteurs !

CRITERES DIMENSIONNANTS

Article 5.2.2 *« La date limite de Mise à Disposition de l'Obligation estimée d'une Année de Livraison AL est* ***~~la Fin de Période de Livraison + 12 Mois~~ le 30 mars AL+1****. »*
Article 5.2.3 *« La date limite de Mise à Disposition de l'Obligation d'une Année de Livraison AL est* ***~~1er mars AL+3~~ 30 juin AL+1****. »*
Article 5.3.4 *« La date limite de Mise à Disposition du NCE estimé est le 30* ***~~juin~~ mars*** *AL+1. »*
Article 5.3.5 *« La date limite de Mise à Disposition du NCE est le* ***~~1er mars AL+3~~ 30 juin AL+1****. »*
Article 12.3 *« RTE publie les analyses d'une Année de Livraison AL échue avant le début de l'Année de Livraison* ***~~AL+3~~ AL+2. »***

La mise en place d'un processus accéléré à l'issue de AL a fait l'unanimité chez les acteurs selon les résultats de la consultation de RTE, fait assez rare pour être souligné ! Nous souhaitons donc insister sur l'absolue nécessité d'enfin modifier ces délais : finaliser une année de livraison au plus tôt est synonyme d'une meilleure transparence avec une vision partagée par l'ensemble des acteurs, une vision objective de l'équilibre offre demande de l'année de livraison précédente sans attendre 3 longues années.

En particulier, une information fiable disponible avant l'enchère de rééquilibrage d'avril AL+1 est absolument essentiel pour permettre aux acteurs d'avoir une visibilité sur l'année écoulée.

L'impact majeur porté par ce délai de 3 ans se situe sur le manque de visibilité et de transparence sur l'équilibre offre-demande que n'ont pas les acteurs. Lorsque nous constatons, au vu des éléments publiés par RTE, que l'équilibre offre-demande prévisionnel est équivalent en 2017, 2018 et 2019 mais que le prix des enchères est passé de 10 k€/MW à 18,5 k€/MW entre 2018 et 2019, il nous semble que l'impact de ces 3 ans est de l'ordre de 8,5 k€/MW.

Or la problématique soulevée par les gestionnaires de réseau est purement opérationnelle, au niveau de la collecte des données telles que choisies actuellement par les règles. Or le choix de données fait dans le cadre de l'ARENH ne pose pas ce problème, et même si ces données ne sont pas parfaites, les acteurs les ont plus qu'acceptées au vu du niveau de demande ARENH très élevés pour 2019 ! (cf. communiqué de presse publié par la CRE en date du 29 novembre 2018).

Nous réitérons donc ici notre demande de **raccourcir le processus, de sorte qu'au 30 mars AL-1, avant l'enchère d'avril AL+1, les données définitives pour AL soit publiée, sur la base des données utilisées dans le calcul des droits Ex-Post d'ARENH.** Ou a minima des valeurs estimées et publiée par les gestionnaires de réseau sous un maximum de 6 mois après l'année de livraison (article 5.2.2 et 4.3.4).

Article 12.4.1

« 12.4.1 Prix ~~***de Référence Marché***~~ ***des Ecarts en Capacité*** *d'une année de livraison*
Le Prix ~~***de Référence Marché***~~ ***des Ecarts en Capacité*** *d'une Année de Livraison AL, PRECAL (article 8.2.1), est publié selon des modalités prévues par la CRE, en application de l'article R. 335-5748 du Code de l'énergie. »*

Le fait de ne plus mentionner de Prix de Référence Marché mais un Prix des Ecarts en Capacité, est très positif. Car cela limitera la manipulation des consommateurs peu avertis à qui l'on fait croire que le PRM est une référence de marché qui s'applique alors que ce n'est pas le cas. Nous aurions toutefois apprécié que le terme « référence » ne figure plus dans son nom.

Nous attendons toutefois la publication de la CRE qui devrait confirmer la nouvelle définition du PREC en tant que valeur de l'enchère de Décembre AL-1 pour AL.

Cela devrait a minima fortement limiter le niveau de la demande à tout prix à toutes les enchères, sauf celle de décembre AL-1, vu que l'unique objectif était de reproduire la moyenne arithmétique de toutes les enchères (=PRM) dans la facturation du client consommateur. Même si ce comportement risque d'être d'autant plus accentué sur cette dernière enchère de décembre.

Concernant le calendrier, nous prenons bonne note de son application dès l'année de livraison 2020, telle que nous le demandions, avec pour effet corollaire le décalage des premiers échanges au titre de l'année de livraison 2020 au 10 mars 2019 (cf. article 4.4.3.2).

OBLIGATION

Article 6.8 : à supprimer

~~***« 6.8 Retour d'expérience sur la couverture des Acteurs Obligés***~~
~~***La Commission de Régulation de l'Energie publie en 2021 une analyse sur le rythme des Couverture des Acteurs Obligés dans le cadre du Mécanisme de Capacité. Sur la base des résultats de cette étude, la Commission de Régulation de l'Energie pourra émettre des recommandations sur l'évolution du cadre règlementaire relatif à la couverture des Acteurs Obligés. »***~~

Nous demandons la suppression de cet article.

RTE a indiqué lors d'un des GT qu'aucun retour d'expérience n'a révélé de problème particulier dans le rythme de couverture des acteurs obligés. Nous ne voyons donc aucun intérêt à ajouter des contraintes à un mécanisme déjà complexe (la complexité du dispositif a d'ailleurs été pointée du doigt par l'Autorité de la Concurrence). Il est également à noter que les grands acteurs sont à la fois offreur et acheteur. Ces contraintes risquent au contraire d'organiser une rareté. Les plus petits acteurs porteraient d'autant plus des risques et des contraintes, au lieu de favoriser une saine concurrence et l'émergence de nouveaux acteurs. Dans le cadre d'une saine gestion de son portefeuille, un acteur obligé ne devrait être couvert qu'à partir du moment où il a un accord commercial avec son client consommateur. Il ne devrait donc pas y avoir de contraintes de date si ce n'est la date officielle de règlement des écarts.

En revanche le fait d'anticiper la date de règlement des écarts permettrait de répondre en partie à ces interrogations, car à cette date de règlement, les producteurs auraient forcément valorisé l'intégralité de leur capacité.

Nous souhaitons également attirer l'attention sur les modifications en cours de discussion sur le produit ARENH. Les fournisseurs vont devoir demander de l'ARENH au cours de l'année AL-1 au titre de AL sans aucune

garantie d'obtenir ce volume jusqu'au dernier guichet de décembre AL-1 (*). En tout état de cause, au vu des conditions de marché actuel et du niveau de demande ARENH pour 2019, l'ARENH redevient un produit très sollicité par les consommateurs et est par conséquent fortement corrélé au processus de couverture en capacité. Couplé le dispositif très complexe de l'ARENH à des contraintes de participation des acteurs obligés aux sessions de marché et/ou à un rythme de couverture n'aurait aucun sens.

(*) Pour rappel, 1MW d'ARENH emporte 1MW de capacité. Et les volumes demandés par un fournisseur à un guichet ne sont pas confirmés si les volumes totaux demandés sous supérieur à l'enveloppe. Mais le fournisseur ne peut pas diminuer sa demande au guichet suivant.

Article A.1.4.3

« Le Coefficient de Sécurité prend les valeurs suivantes, selon l'année de livraison

- *2017 / 2018 : 0,93*
- *2019 : **~~0,99~~ 0,95***
- *2020 et suivantes : 0,98 »*

Au vu des éléments succincts partagés au sein des GT par RTE, nous ne comprenons pas comment le coefficient de sécurité passe à 0,99 en 2019 pour diminuer à 0,98 dès 2020.

Par ailleurs, cette modification fait suite à la participation explicite des interconnexions transfrontalières dès 2019. Le fait que ces capacités ne seront disponibles sur le marché qu'en avril 2019, elles manquent au bon équilibre offre-demande sur toutes les transactions réalisées sur 2018 au titre de 2019, ce qui a forcément un impact sur le prix du marché. **Limiter l'augmentation de ce coefficient de sécurité à 0,95 en 2019 permettrait non seulement de tenir compte de la prise en compte très partielle des interconnexions sur l'année 2019 et de lisser l'augmentation sur plusieurs années**.

Nous sommes conscients que la valeur de 0,99 a été publiée aux acteurs à la veille de la 1ère enchère au titre de AL 2019 afin que cet élément puisse être pris en compte par le marché. Mais de la même façon, il avait été annoncé aux acteurs que les capacités d'interconnexions seraient sur le marché a minima sur la dernière enchère de 2018 pour AL 2019.

Article B.1.5.5

« Pour chaque Année de Livraison, la Contribution Globale des Interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française et sa répartition par Etat Participant Interconnecté peut être révisée avant le 1er janvier AL-4, selon les principes des articles 7.1.8.1 à 7.1.8.3 conformément aux modalités d'approbation simplifiée prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.
Le cas échéant, RTE soumet à la CRE une révision de la Contribution Globale des Interconnexions et de sa répartition par Etat Participant Interconnecté.
***Le coefficient de sécurité devra être revu en conséquence.** »*

Pour être valable pour l'Année de Livraison AL, la valeur proposée doit avoir été approuvée par le Ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE, avant le 1er janvier de l'Année AL-4. Dans ces conditions, quid si la valeur n'est finalement pas validée : le coefficient de sécurité doit alors être revu à la baisse pour tenir compte, non d'une participation explicite mais d'une contribution implicite desdites capacités d'interconnexions.

L'UNIDEN a également une interrogation sur la participation de la Grande Bretagne post sortie Europe au mécanisme. Dans le cas où la Grande-Bretagne, comme la Suisse, était sortie, le coefficient de sécurité devrait également être revu à la baisse.

Alors qu'à l'article B.1.5.4 on voit que le volume associé à la Grande Bretagne augmente considérablement sur les prochaines années alors que les autres capacités diminuent.

Année de livraison	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Allemagne	1733	1700	1500	1300	1100
Belgique	272	400	400	200	100
Espagne	1969	2200	2200	2200	2200
Grande-Bretagne	1386	1560	2100	2500	2400
Italie	959	900	1100	900	700
Contribution globale des interconnexions (en MW)	**6319**	**6760**	**7300**	**7100**	**6500**

CERTIFICATION

Article B.1.1.3

« Les Jours de PP2 ne peuvent être sélectionnés que parmi les Jours Ouvrés de la Période de Livraison de l'Année de Livraison […] »

Les jours PP2 hors PP1 ne peuvent plus être sélectionnés que sur des jours ouvrés. Cette approche est à présent cohérente avec les valeurs de stocks journaliers, ce qui est une excellente chose.

Article B.3.2.1.1

« La Borne Haute des Contraintes de Stock pour les EDC d'Effacement vaut ~~***0,7***~~ ***0,75. »***

Sur la base du bilan prévisionnel de 2017 et de modélisation de contribution de la réduction du risque de défaillance, RTE a proposé de nouveaux abaques pour les coefficients Kh et Kh (Articles B.1.2.2 et B.1.3.2) Ces nouvelles valeurs montrent que la capacité apporte finalement une plus grande réduction au risque à nombre d'heures d'activation et de jours d'activations consécutifs équivalent.

Or la valeur de la **Borne Haute de Contraintes de Stock** égal à Kj x Kh est restée constante. **Nous souhaitons donc l'augmenter dans les mêmes proportions à savoir de 0,7 à 0,75**, pour qu'une même capacité puisse continuer à proposer le même nombre d'heures et de jours consécutifs d'activations sans avoir à passer par une dérogation.

Le tableau ci-dessous donne le nombre d'heures maximum d'activation en fonction du nombre de jours d'activations consécutifs, calculé avec les anciennes et les nouvelles valeurs des coefficients Kh et Kj, pour une Borne Haute des Contraintes de Stock (critère) de 0,7 et 0,75 :

Abaque	2017/2022	Dès 2023	Dès 2023
Critère	0,7	0,7	0,75
1 jour	10h	10h	10h
2 jours	8h	5h30	7h30
3 jours	5h	4h30	5h
4 jours	4h30	4h	4h30
5 jours	4h	4h	4h30

Article B.3.2.1.2.

« La révision du Paramètre BorneHauteContraintesStockAL peut intervenir après la Date Limite de Certification des Capacités de Production Existantes En Service pour une Année de Livraison AL, mais ne peut être postérieure au 31 ~~***décembre***~~ ***octobre*** *de l'Année* ~~***AL-1***~~ ***AL-2****. Elle permet de traduire une évolution anticipée des contraintes de stock des EDC d'Effacement. »*

Il est primordial de la visibilité aux acteurs et en tout état de cause aucun paramètre de certification ne doit pas pouvoir être modifié après la date limite de certification du type de capacité concernée.

Alors que tous les autres paramètres du mécanisme ne peuvent pas plus être modifiés plusieurs années avant le début de l'année de livraison, nous proposons que **la valeur du paramètre BorneHauteContraintesStockAL ne puisse plus être modifié après le 31 octobre de l'année AL-2**, à savoir un an avant la date limite de certification des effacements.

VOLET CAPACITES D'INTERCONNEXION

L'UNIDEN souhaite un mécanisme parfaitement transparent et clair de la prise en compte de manière explicite ou implicite des capacités d'interconnexion.

Soit lesdites capacités peuvent participer aux enchères dès leur démarrage et le coefficient de sécurité peut être relevé à due proportion de la **contribution effective de ladite capacité**.

Soit, ce n'est pas le cas et le coefficient de sécurité doit être revue à la baisse pour tenir compte de la contribution implicite mais non explicite de ladite capacité d'interconnexion.

A défaut, sur un marché très peu liquide, on augmente artificiellement la demande sans mettre l'offre en face.

La participation des interconnexions a été vendue par l'Europe et RTE comme un moyen d'apporter de la concurrence sur un marché très concentré et donc de réduire le coût pour les consommateurs.

Force est de constater que ces derniers, pour 2019, en paient deux fois le prix :

- Par l'augmentation du coefficient de sécurité qui augmente mécaniquement leur obligation
- Par une hausse du prix car la demande additionnelle n'est pas compensée par une offre additionnelle

Le tout sans aucun bénéfice hormis pour les détenteurs de capacités…

Enfin, les gains issus de la mise en vente de ces capacités doivent être restitués aux consommateurs français ainsi que l'UNIDEN le demande depuis le démarrage du dispositif.

APPEL D'OFFRES LONG TERME

Article 4.3.4

« Le Ministre chargé de l'Energie organise avant le 31 octobre 2019 des Appels d'Offres Long Terme pour les nouvelles capacités qui portent sur les Périodes de Sécurisation AOLT suivantes :

- Du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2026,
- Du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2027,
- Du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2028. »

Article 10.1.3.1 *« Conditions d'éligibilité spécifiques aux dossiers portant sur une Capacité de Production »*

Article 10.1.3.2 *« Conditions d'éligibilité spécifiques aux dossiers portant sur une Capacité d'Effacement »*

Avec un appel d'offres lancés fin 2019, pour les périodes 2020/2026, 2021/2027 et 2022/2028, les délais de mise en œuvre vont être alors inférieurs à 18 mois, a minima pour les deux premières enchères, ce qui ne garantit pas un délai suffisant pour la construction de nouvelles centrales, et pour obtenir une autorisation d'exploiter (délai de 18 mois). Seules pourront participer des centrales qui ont déjà décidé l'investissement ce qui constituera un pur effet d'aubaine au frais du consommateur, ce qui est inacceptable.

Il est absolument nécessaire que pour le régime transitoire, aucune dérogation aux critères d'éligibilité à l'AOLT décrits aux articles 10.1.3.1 et 10.1.3.2 ne doit être accordé par rapport au régime pérenne afin d'éviter tout effet d'aubaine durant cette période très critique. D'autant plus que dans un calendrier aussi contraint, l'offre risque d'être faible, ce qui fait porter un risque supplémentaire sur le niveau de prix atteint. En tout état de cause, **aucune capacité ne doit être contractualisée si les offres proposées ne répondent pas aux objectifs du dispositif**.

Article 5.6.3

« La Date Limite de Notification du Complément de Rémunération au titre d'une Année de Livraison AL est le 20 décembre AL-1. »

Cette date implique que l'éventuel surcoût supporté par les acteurs obligés se fera sur AL. Nous demandions à ce que les paiements ne soient pas faits avant le début de chaque année de livraison concernée par l'appel d'offres, cette demande est donc satisfaite.

Article 10.2.2

« Pour chaque appel d'offres organisé en AL-4, RTE élabore, en application de l'article R335-73 du Code de l'énergie, un projet de courbe de demande administrée, définie à l'article R335-1 du Code de l'énergie, qui ~~***peut intégrer***~~ ***intègre*** *un coefficient d'abattement visant à garantir que le dispositif bénéficie aux consommateurs. Ce projet est transmis pour avis au Ministre chargé de l'énergie. »*

« La Courbe de Demande Administrée reflète le bénéfice pour la collectivité associé à l'introduction de Nouvelles Capacités dans le système électrique français. Le périmètre de la collectivité comprend notamment les consommateurs et les exploitants de capacité ; le gain pour la collectivité : consommateur et producteur. »

« RTE ~~***pourra également appliquer***~~ ***applique*** *un coefficient d'abattement à la Courbe de Demande Administrée Normalisée pour construire la Courbe de Demande Administrée Effective : coefficient qui* ~~***pourra s'appliquer***~~ ***s'applique*** *pour accroitre la part des consommateurs dans le bénéfice pour la collectivité mesuré à travers la courbe de demande administrée.* ~~***Si RTE propose une valeur différente de 1 pour ce coefficient,***~~ *RTE devra justifier, lors de la soumission du projet de Courbe de Demande Administrée auprès du Ministre chargé de l'énergie et de la Commission de Régulation de l'Energie, que* ***la valeur du*** ~~***le***~~ *coefficient proposé* ***apporte*** ~~***permettra d'accroitre le la part de surplus qui revient***~~ ***bien un bénéficie*** *au consommateur si des offres sont retenues.*

Associer consommateur et producteur est forcément antinomique. Car au bout du compte si le producteur gagne, c'est le consommateur qui paie. Il est donc absolument nécessaire de garantir un bénéfice pour le consommateur, en ligne avec la demande de la Commission Européenne (considérant 135). **La courbe de demande administrée doit donc intégrer un coefficient d'abattement.** Il est important de s'assurer que le calcul a bien été réalisé à chaque nouvel appel d'offres, que la valeur du coefficient soit in fine de 1 ou plus. C'est pourquoi nous demandons que RTE justifie cette valeur à chaque soumis de projet de la courbe administrée.