

**FIN DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT**

---

**ACCOMPAGNEMENT VERS UN ACCES AU MARCHÉ**

## CONTEXTE

---

*Les pouvoirs publics ont demandé à l'UFE de mener une réflexion sur les voies à explorer pour accompagner les filières dont le soutien par le dispositif réglementaire d'obligation d'achat arrive à échéance vers des solutions de marché. Cette réflexion a été menée au sein de l'UFE avec l'ensemble des parties prenantes concernées à la fois membres (telle que la petite hydroélectricité<sup>1</sup>) et non membres de l'UFE (cogénération et diesels dispatchables<sup>2</sup>).*

*Ainsi ce document de position comprend deux volets distincts. Un premier volet qui transcrit les points de vue exprimés par chaque filière au sein du groupe de travail et un second volet qui exprime les recommandations de l'UFE dans sa mission « d'intermédiaire » telle que définie par les pouvoirs publics pour répondre à la problématique d'accès aux marchés de chacune des filières.*

### 1. RAPPEL DU POINT DE VUE DE CHAQUE FILIERE

---

- La Filière hydroélectrique

#### **Acteurs concernés**

Il s'agit des producteurs d'hydroélectricité ayant des installations de moins de 12 MW dont les contrats d'achat conclus en 1997 arrivent à échéance pour la plupart en octobre 2012. Cela représente un peu plus de 1 200 centrales, une capacité installée d'environ 1000 MW et un productible de 3 TWh (3500h/an).

60% des installations ont une puissance installée de moins de 500kW.

Les représentants de la filière estiment qu'un tiers des producteurs choisiront de faire une rénovation sous les conditions du nouvel arrêté publié prochainement. **En conséquence environ 660MW soient 2 TWh seront donc commercialisables sur le marché à partir de fin 2012.**

---

<sup>1</sup> France Hydro-Electricité

<sup>2</sup> ATEE, Association Technique Energie Environnement, FEDENE, Fédération Services Energie Environnement ANPEEP (Association Nationales des Fournisseurs d'Extrême Pointe)

Parc sous OA auprès d'EDF		01/01/2008		01/11/2008		01/11/2009		01/11/2010		01/11/2011		01/11/2012		01/11/2013		01/11/2014		01/11/2015		01/11/2016	
		Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre
	Installations neuves	1196	442	1195	440	1194	439	1182	435	1181	431	1181	431	1181	431	1181	431	1181	431	1181	431
H01	Installations rénovées	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
	Installations neuves	6	18	11	39	16	64	27	90	28	94	28	94	28	94	28	94	28	94	28	94
H07	Installations rénovées	5	12	17	37	31	76	55	122	56	126	56	126	56	126	56	126	56	126	56	126
H97	Installations neuves	892	1250	881	1230	849	1200	838	1171	832	1157	79	141	35	99	19	34	6	17		
	Total général	2099	1723	2104	1747	2090	1780	2102	1819	2097	1809	1344	793	1300	751	1284	686	1271	669	1265	652

Figure 1<sup>3</sup> : Etat du portefeuille de contrat d'obligation d'achat avec EDF<sup>4</sup> au 31/12/2010 entre 2008 et 2016 (sans prise en compte des futures rénovations et des nouvelles installations)

## Spécificités de la Filière

- la grande majorité des petites centrales n'atteint pas une taille critique individuelle pertinente pour la mise sur le marché de leur production ; par exemple la petite production hydraulique est une production non programmable au fil de l'eau, dont les prévisions au pas demi-horaire, permettant de se couvrir des risques d'écart dans le cadre des règles de marché, sont d'un coût disproportionné.
- C'est une production d'ENR pour laquelle le marché n'offre pas de rémunération significative supplémentaire pour sa valeur « verte » (garanties d'origine, certificats verts) ;
- C'est une production décentralisée, proche des lieux de consommation, caractéristique qui ne trouve pas de rémunération sur le marché de l'énergie actuel ;
- Les investissements dans cette filière nécessitent une visibilité à très long terme (10 à 15 ans) sur les conditions de rémunération.
- La petite production hydraulique raccordée au réseau de distribution considère que les prestations de comptage proposées sont insuffisantes pour optimiser la gestion des flux en intra-day sur le marché afin de limiter les pénalités dues aux écarts.

## Attentes de la filière vis-à-vis des mécanismes de marché

- **Visibilité de moyen / long terme** : le marché organisé aujourd'hui ne donne pas de visibilité au-delà de trois ans. Compte-tenu de la longévité des installations hydroélectriques et des coûts de travaux (génie civil en particulier), une visibilité de 10 ans sur les conditions de rémunération serait plus appropriée à la vie des centrales et à leur mise en conformité. Cette visibilité permet de mettre en œuvre la rénovation continue des installations, indispensable à une garantie de puissance disponible.
- **Garantie d'enlèvement de la production** : aujourd'hui, cette garantie est assurée par l'obligation d'achat. Il convient de mettre en place un mécanisme qui garantisse à tout producteur, quelle que soit la taille de son installation et son volume de production, qu'il trouvera un débouché sur le marché (agrégateur de dernier recours, plateforme coopérative).

<sup>3</sup> Source : EDF DOAAT

<sup>4</sup> Ces chiffres ne prennent pas en compte les installations sous contrat d'obligation d'achat avec un autre acheteur obligé tel que les ELD

- **Valorisation de la production :**

D'une part, il y a un réel enjeu relatif à l'accès des acteurs aux différents mécanismes de marché, que ce soit aujourd'hui le marché de l'énergie et demain le marché de capacité. Il est donc nécessaire de mener une réflexion autour de la structuration **de la filière et des acteurs de marché de manière à stimuler l'offre de service d'agrégation de la production.**

A ce titre, certains acteurs de marché intéressés par cette production sont désireux d'acheter de la production profilée. Pour les acteurs de la filière, il serait donc souhaitable de conserver l'option des outils de profilage pour l'hydraulique au-delà de 2012, couplé à un compteur électromécanique ou électronique à télé-relève à index afin notamment de faciliter l'apparition des agrégateurs.

Par ailleurs, toujours dans le souci de faciliter la structuration du marché, les acteurs de la filière souhaitent qu'il puisse être communiqué un fichier de centrales sous obligation d'achat fin 2010, respectant le secret statistique, mais suffisamment précis pour permettre aux producteurs de connaître précisément ce qu'ils ont à vendre, et aux acteurs de marché / agrégateurs de mener les études nécessaires à l'élaboration des offres : puissance, production, nombre d'installations, type de contrat. Cette évaluation pourrait être envisagée à la maille départementale.

Enfin les acteurs de la filière expriment la nécessité d'une optimisation des marchés de certificats verts afin de mieux valoriser le caractère renouvelable de l'électricité produite.

### **Demande de solutions transitoires de la filière en fin de contrat d'obligation d'achat (contrat 07-97)**

Selon les acteurs de la filière, il est indispensable de mettre en place une solution transitoire entre la fin du contrat 07-97 et un nouveau contrat rénovation ou le recours aux mécanismes de marché.

En effet, ce souhait s'explique par :

- La parution tardive de l'arrêté rénovation et l'attente des conditions du nouvel arrêté loi NOME : le risque d'engorgement de la filière aval est aujourd'hui certain ; si 400 producteurs lancent leur projet dans les semaines qui viennent, les délais de fourniture de matériel ne seront pas compatibles avec les exigences de l'arrêté rénovation (avoir investi 70 % des dépenses requises pour obtenir le nouveau contrat) et ne permettront pas aux producteurs d'obtenir le contrat H07 en relais du contrat 07-97.

- L'obtention des contrats CARD i : Cette obligation résulte de la fin des contrats intégrés 97 qui valent contrat d'accès au réseau. L'obtention des contrats CARD i est un préalable obligatoire à la commercialisation de l'énergie produite. Dans l'attente de la clarification du cadre juridique, les producteurs n'ont à ce jour pas initié les démarches. Ce sont ainsi 1 252 contrats qui seront à préparer et signer avec les gestionnaires de réseau, dans des conditions différentes suivant que la centrale sera ré-

novée ou pas. Malgré un accord négocié entre ERDF et France Hydro-Electricité sur la clarification des procédures pour les centrales non rénovées, les acteurs de la filière craignent un engorgement pour traiter de ce millier de dossier excédant largement octobre 2012. Des difficultés d’approvisionnement des matériels de mise aux normes des installations sont également à peu près certaines.

- Les délais que supposent la structuration de plateformes d’agrégation et la mise en place d’un marché de capacités afin de monter en compétence et sécuriser ainsi l’offre aux producteurs.

Dans la mesure où :

- les producteurs apporteront la preuve du commencement de leur rénovation et des délais industriels attachés à sa réalisation dépassant le 8 octobre 2012,
- ils apporteront également la preuve du dépôt de la demande de CARDi en bonne et due forme dans les délais requis et de l’incapacité d’ERDF d’y répondre avant le 8 octobre 2012 ou d’accepter l’ancien contrat 97 comme valant contrat provisoire de raccordement,

Il apparaît que la solution la plus simple pour assurer la transition **est la prorogation des contrats 07-97 sur cinq ans**. Cette prorogation (qui n’est pas un nouveau contrat), est prévue par les conditions particulières des contrats 97 ; elle ne nécessite qu’une modification de la loi du 10 février 2000 pour rendre la compensation des contrats possibles au titre de la CSPE.

- La filière des moteurs diesels dispatchables

#### Acteurs concernés

Il s’agit des exploitants de centrales diesel dispatchables. Elles représentent 700MW raccordées au réseau HTA dont 450MW appartiennent aux adhérents de l’ANPEEP et de l’UNELEG qui représentent la filière au sein du groupe de travail de l’UFE.

Depuis octobre 2010 une grande partie des installations des diesels dispatchables est à l’arrêt et elles le seront quasiment toutes en octobre 2011.

Parc sous OA auprès d'EDF	01/01/2008	01/11/2008	01/11/2009	01/11/2010	01/11/2011	01/11/2012	01/11/2013	01/11/2014	01/11/2015	01/11/2016
Nombre d'installations	123	99	78	46	26	16	13	12	6	<5
Puissance installée (MW)	837	656	535	328	180	100	82	77	41	<10

Figure2<sup>5</sup> : Etat du portefeuille de contrat d’obligation d’achat avec EDF au 31/12/2010 entre 2008 et 2016 (sans prise en compte des futures rénovations et des nouvelles installations)

#### Spécificités de la Filière

- Les installations de diesels dispatchables constituent une réserve de capacité dont la production sert à assurer la couverture des besoins du système électrique lors des

<sup>5</sup> Source : EDF DOAAT

périodes de pointes de consommation. Elles ne fonctionnent que quelques heures par an.

- Ce sont des capacités extrêmement réactives puisque leur temps de réponse à une sollicitation du système est inférieur à 10 minutes.
- Leur production est décentralisée permettant un décongestionnement des réseaux de transport et évitant les pertes.
- Leur impact environnemental est plus faible que les installations fonctionnant au fioul lourd.

### **Attentes de la filière vis-à-vis des mécanismes de marché**

Selon les représentants de la filière, le problème majeur de cette catégorie d'installations est qu'elles ne sont prévues que pour fonctionner dans des cas exceptionnels de tension sur le système. Le marché de l'électricité avec notamment l'existence de caps de prix ne permet pas la rémunération de « la capacité » que représente la disponibilité de ces centrales.

Parmi les mécanismes de marchés existants, les représentants de la filière reconnaissent l'intérêt de la participation aux services système ou au mécanisme d'ajustement (réserve rapide) ainsi que la mise en place de contrats de long terme permettant de la visibilité.

Toutefois, c'est bien à travers la mise en place d'une obligation de capacité telle que prévue par la loi NOME et disposant des propriétés adéquates (cf Annexe) que ces acteurs pourraient envisager une réelle valorisation de la disponibilité de leurs actifs.

### **Demande de solutions transitoires de la filière en fin de contrat d'obligation d'achat**

Les représentants des filières souhaitent pouvoir pérenniser les moyens de production existant jusqu'à la fin 2015, ou jusqu'à la mise en place de l'obligation de capacité. Ainsi ils souhaitent un régime transitoire qui réponde aux critères suivants :

- La rémunération doit être stable et non soumise à la volatilité des marchés de l'énergie
- L'utilité des capacités d'hyper pointes doit être rémunérée à concurrence de leurs coûts économiques
- Leur rémunération doit prendre en compte le renouvellement des installations

Les représentants de la filière évaluent le coût économique de mise à disposition des groupes diesels dispatchables existants à 60 K€/MW. Une rémunération correspondant à ce coût couvrirait les charges d'exploitation, l'entretien, les investissements nécessaires au maintien des performances des installations que se doit d'assurer un industriel sérieux et la juste rémunération du capital.

En conséquence, les représentants de la filière souhaitent **la prorogation des contrats actuels jusqu'au 31 décembre 2015 en fixant à 60K€/MW/an la rémunération des centrales diesel dispatchables.**

- La filière cogénération

### Acteurs concernés

Actuellement le parc installé de cogénération est d'environ 5 000MW et au 1/01/2011 la quasi-totalité de ces installations (4 300 MW) fonctionne encore dans le cadre du système d'obligation d'achat. Les contrats type "97-01" et "99-02" ont une durée de 12 ans et arrivent à échéance entre 2008 et 2014. Ainsi à cette échéance seules les installations de moins de 12 MW pourront continuer à bénéficier de l'obligation d'achat moyennant une rénovation. Sur la base des statistiques d'opérations de rénovation réalisées depuis 3 ans, on peut considérer qu'environ la moitié du parc de moins de 12 MW est susceptible d'être rénové sous contrat C01R. Les installations de plus de 12 MW alimentant un réseau de chaleur (cumulant 572 MW) ne pourront quant à elles pas encore bénéficier de ces conditions, faute d'un arrêté d'application de l'article 10-1 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000.

Les représentants de la filière estiment qu'il existe une véritable incertitude pour la pérennité de 2300MW de cogénérations industrielles et climatiques ne pouvant ou ne souhaitant pas bénéficier d'un contrat d'OA.

Parc sous OA auprès d'EDF			01/01/2008		01/11/2008		01/11/2009		01/11/2010		01/11/2011		01/11/2012		01/11/2013		01/11/2014		01/11/2015		01/11/2016	
			Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre	Pmax	Nbre
C01	Installations neuves	<12MW	350	108	366	112	380	116	383	121	383	122	383	122	383	122	372	118	339	103	250	77
	Installations rénovées	<12MW	40	14	89	29	175	51	314	94	340	102	340	102	340	102	340	102	340	102	340	102
C97	Installations neuves	<12MW	1731	451	1623	418	1475	373	1200	293	907	203	473	92	68	19						
		>12MW	2538	52	2418	50	2418	50	2334	47	1874	38	1354	25	330	5						
C99	Installations neuves	<12MW	128	42	128	42	128	42	127	41	125	40	105	32	40	9	9	2				
Total général			4787	667	4624	651	4576	632	4358	596	3629	505	2655	373	1161	257	721	222	679	205	590	179

Figure 3<sup>6</sup> : Etat du portefeuille de contrat d'obligation d'achat avec EDF au 31/12/2010 entre 2008 et 2016 (sans prise en compte des futures rénovations et des nouvelles installations)

### Spécificités de la Filière

- C'est une production décentralisée présente également dans les zones sensibles telles que la Bretagne et PACA (500 MW).
- Une maintenance lourde (overhaul) doit être programmée après 50 000 heures, soit à la fin de l'obligation d'achat et pendant la période transitoire 2011-2015.

### Attentes de la filière vis-à-vis des mécanismes de marché

Pour les représentants de la filière après des simulations économiques en références aux prix des énergies sur les marchés, les installations de cogénération sortant d'obligation d'achat vont subir des pertes d'exploitation à l'issue d'une période de 10 ans<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> Source : EDF DOAAT

<sup>7</sup> En réalisant des modélisations détaillées d'installations en logique de marché (turbines de 12 à 40 MWe représentatives du parc de grosses cogénérations industrielles et climatiques), les cogénérateurs arrivent à la conclusion systématique que les données disponibles sur les marchés de l'électricité et du gaz pour la période 2011-2015 ne permettent pas de préserver des marges d'exploitation acceptables et d'amortir les charges de maintenance lourde (overhaul) programmée dès 2012 (fins de contrat d'OA survenant en 2011, soit près de 600 MWe de cogénérations de plus de 12 MW concernées).

De telles perspectives conduisent la profession à envisager un scénario plutôt pessimiste pour l'évolution du parc de cogénérations industrielles ou climatiques de puissances supérieures à 12 MW et celles de moins de 12MW qui n'auraient pas été renouvelées en C01R - avec la disparition programmée d'une grande partie de ces actifs de production.

Si aucun mécanisme de capacité n'est anticipé pendant la période transitoire, les cogénérateurs considèrent que l'hypothèse retenue par RTE en 2010 pour son scénario médian - soit 2.300 MWe de cogénérations résiduelles en 2015 - doit être revue à la baisse à 1.500 MWe maximum. Ce mécanisme anticipatif serait de plus à voir comme un mécanisme expérimental permettant de se préparer au mécanisme de capacité qui lui succèdera en 2015.

Parmi les mécanismes de marché existants les représentants de la filière reconnaissent l'intérêt des appels d'offre type PPI nationaux ou localisés (permettant de faire valoir leur atout de production décentralisée), tout en signalant leurs limites (délais de mise en œuvre, contrainte de périmètre éligible, niveau de conditions de rémunération,...)

Par ailleurs, la mise en place d'un marché de capacité constitue une opportunité pour ces installations dès lors que ce dispositif dispose des propriétés adéquates (cf. annexe) et notamment qu'il permet une visibilité à travers un signal prix de la puissance stable.

#### **Demande de solutions transitoires de la filière en fin de contrat d'obligation d'achat**

RTE estime, dans son bilan prévisionnel établi en 2010, à environ 3GW la puissance complémentaire nécessaire pour maintenir le risque de défaillance à un niveau accepté à horizon 2015, ce calcul ne tenant pas compte des possibilités d'importations. Ces résultats sont similaires à ceux du Bilan Prévisionnel 2009. Ces chiffres seront mis à jour par RTE mi-juillet 2011.

Les représentants de la filière proposent d'y remédier par le maintien dans le mix énergétique d'une capacité au moins équivalente de cogénérations industrielles et climatiques (dont une partie < 12MW renouvelée sous OA) pour la période 2010-2015.

Dans ce but il est indispensable de garantir l'équilibre économique des installations pour éviter leur disparition du système.

Les représentants des cogénérateurs proposent donc d'instaurer dès à présent un mécanisme transitoire et expérimental anticipant le futur marché de capacité, via une rémunération de la capacité installée, en contrepartie d'une obligation de disponibilité à la pointe hiver (avec pénalité en cas de défaut) ; une telle prime pourrait être portée par la CSPE et nécessiterait à ce titre une modification de l'article 5 de la loi du 10 février 2000.

Pour les représentants de la filière, les conditions économiques favorables seraient atteintes pour maintenir les installations de cogénération sortant des contrats d'OA en service en **octroyant à ces installations pendant 5 ans une prime fixe annuelle moyenne de 45K€/MW installé.**

Un tel mécanisme engendrerait un coût moyen pour la collectivité d'environ 75 M€/an entre 2012 et 2015, compensé en grande partie selon les acteurs de la filière par les économies réalisées sur les réseaux (gaz, électricité), mais dont le chiffrage exact reste à calculer.

Pour les cogénérations raccordées à des réseaux de chaleur et ne pouvant pas fonctionner avec la flexibilité requise, ce mécanisme transitoire nécessitera cependant d'être renforcé, dans la mesure où ces installations présentent en logique de marché un « missing money » supérieur à celui des cogénérations industrielles.

Tableau 1 Récapitulatif des mécanismes de marchés permettant de répondre aux besoins des filières actuellement couvertes par le mécanisme d'obligation d'achat

	Valorisation de l'Energie produite		Valorisation de la Puissance disponible		Valorisation Environnementale	Valorisation de la flexibilité		Valorisation de l'Avantage Réseau
	Marché Energie	Contrat de long terme	Appel d'offre PPI centralisés	Marché de Capacité	Marché garanties d'origine	Participation aux services système	Participation au mécanisme d'ajustement	Appels d'offres localisé
<b>Petite Hydraulique</b>	++ si agrégation	+ Si longue durée	-	+ si agrégation	++	+	-	-
<b>Cogénération</b>	+	+ Si longue durée	+	++	-	+	+	++
<b>Diesel dispatchable</b>	-	+ Si longue durée	-	++	-	++	++	+ seulement sur réseau HTA

## **2. RECOMMANDATIONS DE L'UFE POUR LA MISE EN PLACE D'UNE SOLUTION DE TRANSITION VERS UN MECANISME DE MARCHÉ**

---

L'UFE considère que la mise en place d'un mécanisme vertueux, au côté des dispositifs de marché existants, permettant un accompagnement des installations sortant d'obligation d'achat peut être envisagée. Ce mécanisme a pour objet d'aider les exploitants de ces installations à s'intégrer dans une logique de marché sans prolonger le système actuel des contrats d'obligation d'achat (hors contrats de rénovation).

Cette position résulte du constat suivant :

- D'une part, les investissements dans le renouvellement ou la mise aux normes des outils de production ne trouvent pas de rentabilité économique dans les conditions actuelles du marché de gros de l'électricité pour nombre d'installations sortant de l'obligation d'achat. Ce constat est également fait pour les investissements dans de nouveaux actifs (ou revamping d'actifs existants, notamment pour se mettre en conformité avec les nouvelles normes environnementales) de semi base ou de pointe (cycles combinés au gaz ou centrales charbon par exemple).
- D'autre part, s'agissant de la sécurisation du système, le législateur a prévu la mise en place d'une obligation de capacité. Ce dispositif devrait permettre aux installations de valoriser le service rendu au système électrique par leur capacité garantie et ainsi de dégager une rémunération complémentaire à celle dégagée par la vente de l'énergie produite sur marché de l'énergie. Toutefois ce nouveau mécanisme ne sera opérationnel qu'à partir de 2015.
- Enfin, certaines installations, notamment celles de petite taille, ne sont pas organisées pour accéder aujourd'hui aux marchés de l'énergie.

Dans ces conditions, la disparition de certaines installations, du fait d'une absence d'anticipation de la sortie de l'obligation d'achat, s'avérerait économiquement dommageable à moyen terme.

**L'UFE souligne que ses recommandations pour une solution de transition ont été fondées sur le respect des conditions suivantes :**

- S'inscrire dans la demande des pouvoirs publics de ne pas reconduire le mécanisme d'obligation d'achat dans sa forme actuelle, hors rénovation des installations qui ont fait l'objet de dispositions spécifiques.
- Constituer une véritable transition vers le marché. Cela implique que les solutions transitoires préconisées doivent : être mises en place rapidement, avoir une durée limitée dans le temps, contribuer à familiariser les filières concernées avec le marché et être cohérentes avec les solutions de marché existantes ou à venir (ex : mécanisme d'obligation de capacité).

- Etre économiquement fondée : la pertinence économique d'un soutien transitoire qui serait financé par la collectivité doit impérativement être démontrée.
- Etre complémentaire aux solutions de marchés existantes telles que listées dans le tableau (voir supra) : marché de l'énergie, appels d'offre, contractualisation de réserves rapides.... qui doivent assurer la rémunération principale de ces actifs.
- Le financement de cette transition ne saurait être assumé par l'opérateur historique.
- Tenir compte des spécificités, des atouts et des besoins exprimés par chacune des filières pour proposer des solutions adaptées à chacune d'entre elles à la fois sur le plan technique pour organiser un accès facilité au marché et sur le plan financier.
- Tenir compte de l'équilibre économique entre les unités de production sortant d'obligation d'achat et les unités de production centralisées uniquement rémunérées sur le marché de gros de l'énergie.

Pour l'UFE le cahier des charges défini ci-dessus **pourrait être rempli par la création d'un fonds public temporaire**. Ce fonds dont la gestion devrait être institutionnalisée (voir infra) serait alimenté par un financement d'initiative publique, les modalités d'allocation des ressources de ce fonds pouvant être différenciées selon les filières concernées.

#### Un fonds transitoire

Afin que le fonds soit une solution de transition, l'UFE propose de limiter son existence à la mise en place effective du mécanisme de l'obligation de capacité avec un délai maximum de 4 ans. Ce délai qui correspond à la mise en place du mécanisme de capacité et laisse suffisamment de temps pour une structuration effective de plateformes d'agrégation permettant aux petites installations d'accéder aux marchés.

**Ainsi il doit être prévu dès sa création que ce fonds a vocation à ne pas être pérennisé au-delà de la mise en place effective du mécanisme de l'obligation de capacité avec un délai maximum de 4 ans.**

#### Un fonds financé publiquement

Les modalités de financement du fonds restent à déterminer, toutefois **l'UFE propose que les ressources soient publiques et spécifiquement dédiées à ce fonds.**

#### Un fonds chargé de plusieurs missions

L'accès au fonds **repose sur des critères d'éligibilité mesurables** (besoins du système électrique, critères environnementaux dont les économies de CO2 réalisées, flexibilité, disponibilité économies d'énergie primaire, économies de réseau ....). Il revient au fonds de proposer ces critères et de déterminer l'éligibilité des actifs aux ressources en fonction du respect de ces critères.

Par ailleurs, **le fonds est en charge de la gestion et de l'allocation des ressources**. Il doit donc définir le niveau de subvention auquel peut prétendre chaque actif éligible en fonction de la valeur économique qu'il apporte au système électrique. La détermination des critères d'éligibilité doit veiller à ne pas générer de surcapacités de production au détriment des unités opérant actuellement dans des conditions de marché.

Le fonds pourrait également aider à la sécurisation des plateformes d'agrégation afin de permettre une mise sur le marché optimisée de la production des installations de petite taille.

Il peut enfin être envisagé qu'une partie du fonds permette de financer des appels d'offres spécifiquement dédiés à certaines filières (semi base ou extrême pointe)

#### Un fonds dont la gouvernance est institutionnalisée

L'UFE propose que le fonds soit géré par un gestionnaire de fonds public doté d'une organisation fonctionnelle (CA...) et d'un conseil de surveillance composé d'acteurs du marché (producteurs sous OA, producteurs centralisés, RTE, ERDF, agrégateurs,...)

\*\*\*\*\*

## ANNEXE

### Attentes des filières sortant d'OA concernant l'organisation du Mécanisme de Capacité

	Propriétés souhaitées	Traduction sur le mécanisme de capacité
<b>La définition du mécanisme</b>	Transparence	La fixation de l'obligation et son niveau doivent être définis par l'Etat et déclinés par l'Etat ou le gestionnaire du réseau de transport
	Visibilité	L'obligation doit être connue suffisamment à l'avance pour pouvoir inciter à investir (3/4ans) : délai estimé de développement de nouveaux moyens.
	Enchère(s) centralisée(s)	Obligation centralisée reposant sur les prévisions de consommation pour l'ensemble du système (et non pour chaque fournisseur).
	Equité	Une répartition de la contribution des fournisseurs en fonction de la contribution de leurs portefeuilles de clients à la pointe annuelle du système
	Cohérent	Ce marché doit s'articuler et en cohérence avec les autres marchés
<b>La définition du produit</b>	Assurer un marché liquide	Un seul produit avec une traduction en MW garanti : Standardisation du produit
<b>La mise en place d'un marché organisé</b>	Transparence sur prix/volumes	Un marché organise assure l'émergence d'un prix de référence et donne plus de transparence au marché
<b>La certification des capacités</b>	Accessible	Permettre aux installations de petites tailles dont la production n'est pas garantie de créer des synergies : Regroupements d'installations, Contrôle au niveau de plusieurs installations pour tenir compte du foisonnement, désignation d'agrégateur de dernier recours
	Obligatoire	Toutes les capacités disponibles et contribuant à satisfaire la pointe doivent être certifiées et intégrées au mécanisme
	Ouverte	Permettre à des agrégateurs d'obtenir des certifications pour des pools d'installations, Ne pas imposer un seuil d'accès trop haut pour permettre également un accès direct  (Ex : éolien agrégé sur PJM)

	Non discriminatoire	Tous les MW ont accès au mécanisme quel que soit le type d'installation qui les produit et quel que soit leur taille ou leur localisation dès lors que ces moyens rendent un service équivalent vis-à-vis de la sécurité du système et à la couverture de pointe
<b>Mesures et vérifications</b>	Mesure de la performance de la disponibilité	Vérification des capacités avec incitations/pénalités
<b>Le signal prix</b>	Stable	Introduction de mécanisme de régulation (prix plancher/prix Plafond)  Introduction d'une courbe de demande « coudée » lors de l'enchère centralisée pour réduire la volatilité du prix de la capacité
	Garanti sur plusieurs années	Verrouillage du prix sur plusieurs années (3 à 5ans) pour les nouveaux actifs ou des actifs rénovés (avec un seuil à définir)
<b>Surveillance du marché</b>	Surveillance du marché	Mise en place d'unités ( <i>Market Monitoring Unit</i> ) responsables de la surveillance du marché : règles strictes