Union Française de l'Électricité

FILIERES SOUS OBLIGATION D'ACHAT :

ANALYSE DU DISPOSITIF DE SOUTIEN

La présente note a pour objectif de réaliser une évaluation du dispositif de soutien dont bénéficient actuellement en France certaines filières de production d'électricité (énergies renouvelables, cogénération…) au regard de l'évolution du mix énergétique dans le cadre de la transition énergétique.

Cette évaluation porte sur le mécanisme de soutien et ne traite pas la question de son financement.

Cette note étudie également les autres systèmes de soutien adoptés en Europe afin de bénéficier du retour d'expérience de nos voisins et de comprendre les enjeux auxquels ils sont confrontés.

Enfin, elle établit plusieurs critères cibles auxquels devrait répondre tout dispositif de soutien afin d'assurer à la fois l'atteinte des objectifs fixés par la puissance publique et la transition, à terme, vers l'intégration efficace dans le marché des filières sous obligation d'achat.

Synthèse

Dans le cadre actuel de la transition énergétique lancée en France et des réflexions menées au niveau européen, **l'UFE souhaite que les conditions d'intégration dans le système électrique des filières de production d'électricité bénéficiant d'un soutien financier, soient assurées, et que le surcoût de ce soutien pour la collectivité reste connu et maîtrisé.**

Ainsi sur le long terme, l'enjeu principal du dispositif de soutien pour le système électrique est que les objectifs de développement des différentes filières, et la trajectoire permettant d'atteindre ces objectifs, soient fixés par la puissance publique et maitrisés.

Sur le court terme, le mécanisme de soutien revêt un double enjeu : d'une part, celui de la sensibilité des filières soutenues aux signaux de prix envoyés par le marché. Et d'autre part, l'enjeu de la sûreté du système électrique (de l'équilibre offre / demande).

Au regard de ces enjeux pour le système électrique et du développement des filières soutenues, le dispositif français d'obligation d'achat présente plusieurs forces et faiblesses. C'est également le cas des autres systèmes de soutien mis en place dans les principaux pays européens où des niveaux importants d'énergies renouvelables soutenues ont été atteints (Allemagne, Espagne, Suède).

Il est à noter, néanmoins, que le choix du mécanisme de soutien et son design final n'est pas garant, à lui-seul, du succès, ou non, du développement des filières.

Par ailleurs, l'UFE considère qu'il doit être distingué, parmi les filières bénéficiant d'un soutien :

- Les technologies non-matures, pour lesquelles les politiques de soutien doivent cibler l'innovation et la R&D, afin d'en améliorer la performance, avant d'envisager de soutenir le développement de projets.
- Les technologies les plus proches de la maturité technique et économique, pour lesquelles le développement de projets peut être soutenu dans des conditions économiques et industrielles pertinentes.

L'UFE rappelle aussi, qu'à terme, les filières technologiques pleinement compétitives[1] avec les filières conventionnelles, ne devraient pas bénéficier de dispositifs de soutien.

Enfin, toute réflexion sur les mécanismes de soutien devra veiller à préserver l'équilibre économique des contrats en cours.

Ainsi au regard des enjeux pour le système électrique, l'UFE souligne que tout mécanisme de soutien devrait poursuivre les objectifs suivants :

- **Garantir la stabilité et la visibilité à long terme du cadre de soutien pour les différents acteurs investisseurs du système électrique (pour les investisseurs dans les énergies soutenues comme non**

[1] Au-delà de la rémunération du capital une filière compétitive doit être entendue comme capable d'assumer les risques volumes et les risques de marché

soutenues). Cet objectif suppose d'afficher des objectifs de développement stables et à long terme puis de piloter le rythme de développement de la production soutenue conformément aux objectifs affichés de la politique publique. Cet objectif suppose également que le mécanisme d'aide soit soutenable financièrement dans la durée.

- **Garantir une rentabilité normale des capitaux investis**, tenant compte des risques que les producteurs supportent (risque marché, risque volume, risque financement…) de façon à susciter l'investissement dans les filières soutenues ;

- **Eviter les situations d'inefficacité économique**. A travers cet objectif, il s'agit de d'éviter les biais de systèmes de soutien qui pourraient conduire à des situations contraires à l'intérêt général.

- **Responsabiliser les producteurs, ou leurs représentants (agrégateurs), à l'équilibre du système électrique :** prévision de la production, nomination, gestion des écarts**.**

- **Mettre en œuvre une transition progressive vers une valorisation de la production sur le marché, tout en garantissant à tous les producteurs, quelle que soit leur taille, un accès équitable au dispositif de soutien.**

Union Française de l'Électricité

SOMMAIRE

I. Contexte Français et Européen 5

1. Evolution significative de la part, dans le mix électrique français, de certaines filières bénéficiant du dispositif de soutien par l'obligation d'achat 5

2. Evolutions des systèmes de soutien dans certains pays européens où des niveaux importants d'EnR soutenues ont été atteints 6

3. Orientations prochaines de la Commission européenne sur les régimes d'aide aux filières de production non compétitives 6

II. Enjeux pour le système électrique et pour le marché de l'énergie 7

1. Enjeux de long terme : impact sur les investissements dans le marché 7

2. Enjeux de court terme : optimiser le fonctionnement dans le marché 8

III. Description et évaluation du dispositif français d'obligation d'achat 11

1. Description du dispositif 11

2. Evaluation du dispositif 13

IV. Description et évaluation des autres systèmes de soutien existants 15

1. Les contrats pour différence (ou prime ex post) 15

2. La prime ex ante 17

- Prime à l'énergie exprimée en €/MWh 17
- Prime de capacité exprimée en €/MW/an 17

3. Les certificats verts 18

V. Préconisations 20

I. Contexte Français et Europeen

1. Evolution significative de la part, dans le mix électrique français, de certaines filières bénéficiant du dispositif de soutien par l'obligation d'achat

En déclinaison des objectifs européens fixés[2] en 2009 en matière de consommation finale d'énergie d'origine renouvelable, la France cible à l'horizon 2020[3] un développement important de certaines filières ENR actuellement soutenues par le dispositif de l'obligation d'achat.

Le développement de ces filières résulte d'objectifs de volume fixés par les pouvoirs publics. Il convient de rappeler que tant que certaines filières ne seront pas compétitives, leur développement restera conditionné à l'existence d'un mécanisme de soutien financier adapté procurant une rentabilité normale des capitaux investis, tenant compte des risques supportés par les producteurs (risque marché, risque volume, risque financement…).

Pour rappel, le dispositif de soutien par l'obligation d'achat est aujourd'hui applicable, sous certaines conditions, aux filières de production à partir d'énergies renouvelables, mais également à d'autres filières telles que la cogénération gaz.

Filières sous obligation d'achat (en puissance installée) [4]

Puissance (GW)	Au 01/01/2013	Estimation 2020[5]
Photovoltaïque	3,5	8,1
Eolien onshore	7,0	19,1
Eolien offshore	0	6
Hydraulique	1,4	1,4
Cogénération gaz	2,7	1,3
Diesel Dispatchable	0,1	
Cogénération biomasse	0,2	1,8
Biogaz	0,2	0,6
Incinération	0,9	
Autres	0,1	
TOTAL	**16,1**	**38,3**

[2] Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables

[3] L'objectif 2020 concernant la part d'électricité ENR dans la consommation finale est de 27% d'ENR

[4] L'hydroélectricité hors obligation d'achat a une puissance installée de 23.2 GW

[5] Source : données DGEC issues du rapport de la Cour des Comptes de Juin 2012 sur la CSPE, sauf pour l'hydroélectricité

Si le volume des énergies renouvelables intermittentes ne pose pas actuellement de problème majeur pour le système électrique français, leur intégration soulève déjà des difficultés dans certains pays comme l'Allemagne, susceptibles de se propager du fait du couplage des marchés.
Or en France, du fait du développement significatif envisagé pour ces filières, les perturbations sur le système électrique sont appelées à croître.

Dans cette perspective, les acteurs du secteur souhaitent réfléchir à la meilleure façon de prévenir et de surmonter ces difficultés. En effet, pour l'UFE, cette évolution majeure doit se conjuguer avec un bon fonctionnement du système électrique.

Dans le cadre de la transition énergétique, il s'agit de garantir à la fois les conditions nécessaires à l'atteinte des objectifs de production d'EnR et les équilibres du marché. Il est, entre autres facteurs, utile d'analyser les caractéristiques des mécanismes nécessaires pour soutenir chacune des filières.

2. Evolutions des systèmes de soutien dans certains pays européens où des niveaux importants d'EnR soutenues ont été atteints

Si on se réfère à la puissance installée, l'Allemagne est aujourd'hui le premier producteur européen d'énergie solaire photovoltaïque et le premier d'énergie éolienne qui représente 8% de la production électrique pour 29 GW installés en 2011. A partir de ces deux principales sources, l'électricité d'origine renouvelable représente ainsi 21 % de la production électrique allemande.

En Espagne, l'objectif de production d'électricité d'origine renouvelable (40 %) est en passe d'être atteint très prochainement, grâce à l'importance de la production hydraulique et à un essor de l'éolien dont la capacité installée a plus que doublé en 5 ans (passant de 10 GW installés en 2005 à 21.7GW en 2011 soit 16% de la production électrique du pays).

Les évolutions du mix de production électrique de ces pays les ont conduits à réfléchir aux systèmes de soutien des énergies renouvelables les plus adaptés. Le résultat de ces évolutions est détaillé dans la partie « évaluation des autres systèmes de soutien existants » (cf. II.3 de cette note).

3. Orientations prochaines de la Commission européenne sur les régimes d'aide aux filières de production non compétitives

La Commission Européenne, dans une Communication[6] de juin 2012 sur les énergies renouvelables, rappelle que l'intégration de ces énergies constitue un enjeu prioritaire.

[6] COM(2012) 271 final, Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au comité économique et social européen et au Comité des régions, « Énergies renouvelables: un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie »

Concernant les dispositifs de soutien, elle souligne sa préférence pour les régimes qui encouragent les réductions des coûts et évitent les surcompensations. Ainsi, les technologies matures, et donc en concurrence avec les autres filières de production électrique, ne devront plus, à terme, être soutenues mais se valoriser sur le marché.

La Commission considère dans cette perspective que les régimes d'aide doivent être modifiés afin de garantir leur efficacité économique, et préconise «d'avancer aussi rapidement que possible vers des régimes laissant les producteurs affronter les prix du marché.»

En revanche, elle réprouve les conditions dans lesquelles ces changements de régime d'aide ont été effectués dans certains pays et notamment le manque de transparence et la rétroactivité des évolutions apportées. La Commission considère que de telles pratiques, dans le cas de technologies récentes et d'investissements encore dépendants du soutien, minent la confiance des investisseurs.

C'est pourquoi la Commission Européenne souhaite renforcer la cohérence des approches nationales, en élaborant prochainement des orientations non contraignantes sur la réforme des régimes de soutien fondées sur les expériences acquises et les bonnes pratiques recensées dans les Etats membres.

II. ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET POUR LE MARCHE DE L'ENERGIE

1. Enjeux de long terme : impact sur les investissements dans le marché

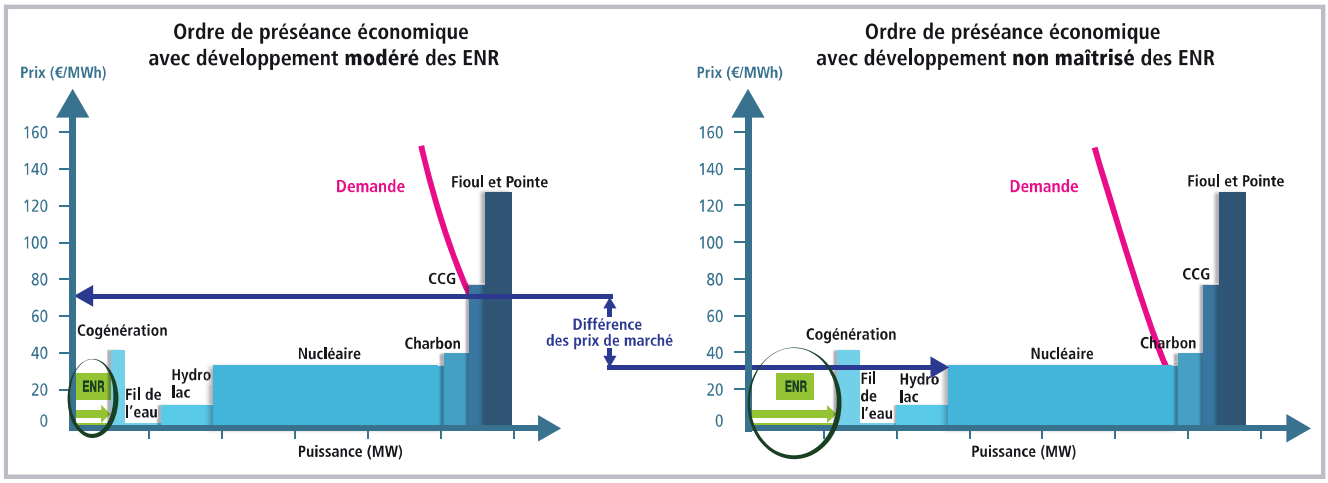
L'enjeu principal est que les objectifs de développement des différentes filières, ainsi qu'une trajectoire permettant d'atteindre ces objectifs, soient fixés par la puissance publique et maitrisés.

En effet, la décision d'investissement dans un actif soutenu est aujourd'hui motivée par la politique publique et non par la satisfaction des besoins d'équilibre offre-demande, contrairement à l'investissement dans tout autre actif de production. Se pose donc, sur le long terme**, la question de la maîtrise du rythme de développement.**

A titre d'exemple, le développement de certaines filières qui s'est réalisé dans plusieurs pays européens, et notamment en Allemagne, à un rythme très rapide et sans tenir compte de l'adaptation de la production existante et de l'évolution de la consommation, a provoqué un suréquipement du parc de production. A l'inverse, l'insuffisance de réactivité dans le pilotage des volumes peut mener à un retard dans la réalisation des objectifs fixés, ce qui est le cas de l'éolien terrestre en France par exemple.
Toutefois, ceci ne semble pas tant relever du dispositif de soutien de ces filières que du système de sélection des projets. A titre d'exemple, indépendamment du dispositif de soutien financier, le mécanisme d'appel d'offres permet de maîtriser les volumes développés. Il n'est cependant pas garant, à lui seul, de l'atteinte des objectifs fixés.

Par ailleurs, les investissements très rapides dans les filières bénéficiant d'un soutien modifient profondément l'économie des autres moyens de production soumis aux règles de marché (notamment les CCG) qui voient, toutes choses égales par ailleurs, leur durée d'appel diminuer et leurs revenus se dégrader. L'exemple simplifié de l'ordre de préséance économique (cf. schémas ci-après) illustre les impacts liés à l'intégration des technologies soutenues dans des proportions plus élevées que prévu.
L'insertion de ces filières à la gauche de l'ordre de préséance économique, déplace les **technologies non soutenues, qui voient leur durée d'appel et leur rentabilité chuter.**

Le développement important d'énergies fatales à coût variable nul, à un rythme beaucoup plus élevé que prévu, et que nécessaire pour répondre à l'évolution de la consommation, provoque du suréquipement, ce qui a un impact baissier important sur les prix de gros. Il est à noter que cette baisse des prix de gros rend d'autant plus difficile la convergence entre le coût de production des filières soutenues et le prix de gros moyen de l'électricité, et en conséquence la vente sur le marché de gros de leur production. Elle se traduit par des charges de service public plus élevées.
Cet impact imprévisible pour les investisseurs du secteur électrique doit être évité par une politique publique qui affiche et respecte le rythme de développement de ces filières.



2. Enjeux de court terme : optimiser le fonctionnement dans le marché

L'enjeu que revêt le dispositif, à court terme et pour le marché, concerne la sensibilité des filières soutenues aux signaux de prix envoyés par le marché.

L'efficacité économique requiert que chaque installation offre sa production à son coût variable et s'arrête de fonctionner lorsque ce coût variable est supérieur au prix de marché. Or, dans les dispositifs à tarif garanti, ces signaux de prix de marché ne sont pas perçus par le producteur qui produit indépendamment des contraintes du système électrique et des prix de marché qui reflètent pourtant la valeur de sa production.

Toutefois, au sein des filières qui peuvent être soutenues, il doit être distingué les filières dont la production est commandable à la hausse et celles dont la production, qui est fatale[7] , est uniquement commandable à la baisse en étant interruptible :

Filières sous obligation d'achat	Commandable à la hausse	Interruptible	Fatale
Photovoltaïque		X	X
Cogénération biomasse	X	X	
Eolien onshore		X	X
Eolien offshore		X	X
Hydraulique fil de l'eau		X	X
Cogénération gaz	X[8]	X	

Les filières commandables à la hausse sont capables d'optimiser leur profil de production et leur période de maintenance pour tenir compte des contraintes du système électrique révélées à travers les prix de marché.

Pour les filières dont la production est fatale et les coûts variables nuls, le fonctionnement dépend largement des conditions météorologiques (soleil pour le PV, vent pour l'éolien, débit du cours d'eau pour l'hydraulique).

Leur maintenance est différenciée : l'hydraulique et l'éolien en fonction des espérances météorologiques, et le PV selon les contrats constructeurs.

Les périodes de maintenance de ces installations pourraient être programmées en tenant compte des contraintes prévisionnelles du système électrique mais dans la réalité, leur influence reste marginale au regard des autres contraintes (volume des apports en énergie primaire, disponibilité des sous-traitants, etc.)

En outre, il est nécessaire de garantir l'efficacité économique du système électrique. Cela requiert que les producteurs offrent leur production à son coût variable et s'arrêtent de produire quand ce coût variable est supérieur au prix de marché. Lorsque ce principe n'est pas respecté, on peut constater l'apparition de prix négatifs comme cela a été vécu en Allemagne (cf. encadré).
Les unités de toutes les filières sont potentiellement interruptibles[9]. Il est donc possible techniquement, à tout instant, de suspendre leur production d'électricité.

[7] Est considérée comme fatale toute technologie soumise aux aléas climatiques, et donc non commandable à la hausse (Eolien, hydraulique, photovoltaïque…).
[8] L'optimisation à la hausse de la cogénération reste dépendante du besoin de chaleur.
[9] Cogénération : sous réserve de satisfaire les besoins en chaleur

Apparition de prix négatifs

Parmi les motifs qui conduisent des producteurs à offrir leur électricité à un prix négatif, il convient de distinguer :

- Les motifs dont le fondement est économique : c'est le cas des producteurs conventionnels pour qui l'arrêt de groupes de production thermique sur quelques heures seulement peut être onéreux du fait de leurs contraintes techniques et économiques (coût de démarrage, puissance minimum, durée minimale d'arrêt…). Ils peuvent ainsi préférer payer pour produire afin de ne pas subir un arrêt de leur groupe de production qui coûterait encore plus cher. Cela se traduit par des offres à prix négatifs sur tout ou partie de la période sur laquelle le producteur souhaite éviter l'arrêt de son groupe. En pratique, ces offres à prix négatifs sont donc le reflet du coût d'arrêt (et de son arbitrage avec l'espérance de gains sur les créneaux horaires suivants).

- Un mauvais design du mécanisme de soutien : tel était le cas en Allemagne. Les producteurs sous obligation d'achat se trouvaient incités à produire le plus possible quel que soit le prix de marché. Les acheteurs obligés étaient dans l'obligation de vendre l'électricité produite par les filières sous OA sur le marché de gros. Ils étaient donc amenés à offrir cette énergie « à tout prix » pour être assurés de l'écouler (puisque l'électricité ne se stocke pas à grande échelle). C'est pourquoi des volumes massifs étaient offerts à prix négatifs, ce qui a conduit le marché à connaître des épisodes de prix négatifs en période de faible demande. Dans ce cas, ces offres à prix négatifs ne reflètent pas le coût d'arrêt. Depuis, l'évolution du mécanisme de soutien en Allemagne et le couplage des marchés ont limité l'ampleur de ce phénomène sans toutefois le traiter complètement (cf. supra).

Le second enjeu de court terme du développement de filières soutenues concerne la sûreté du système électrique (de l'équilibre offre / demande). La participation des producteurs bénéficiant du dispositif de soutien, comme tout autre acteur, à la gestion en temps réel de l'équilibre du réseau est souhaitable, dès lors qu'elle est économiquement pertinente et techniquement possible.

Cette gestion en temps réel peut prendre deux formes.

- Dans un premier temps, les producteurs soumis à un dispositif de soutien pourraient être incités à participer à l'équilibre offre-demande du système en proposant des offres sur le mécanisme d'ajustement français selon leurs caractéristiques économiques (coûts ou pertes d'opportunités de production) et techniques (contraintes dynamiques). Même si le format des offres peut être limité dans le cas de certaines technologies (offre d'ajustement à la baisse), il permet d'améliorer les leviers d'action du gestionnaire de réseau pour gérer l'équilibre offre-demande.

- Dans un second temps, les codes réseaux peuvent obliger les producteurs soumis à un dispositif de soutien à participer à la fourniture de services-système (réglage de tension et fréquence) à condition qu'il leur soit techniquement possible d'en fournir.

La participation de ces producteurs à la gestion en temps réel de l'équilibre du réseau enverrait par ailleurs des signaux économiques forts à destination des constructeurs, de sorte que les innovations technologiques incrémentales puissent porter sur la « conformité » des équipements à se connecter, comme tout autre technologie classique, aux réseaux.

III. DESCRIPTION ET EVALUATION DU DISPOSITIF FRANÇAIS D'OBLIGATION D'ACHAT

1. Description du dispositif

Le mécanisme de soutien à certaines filières de production est défini par les articles L314 et L311 du Code de l'énergie. EDF et les Entreprises locales de distribution sont tenues de signer des contrats d'achat de l'électricité produite par certaines filières dans des conditions, notamment de prix, qui peuvent être déterminées par deux instruments : **la voie réglementaire ou le lancement d'un appel d'offres.**

Dans le cas où le niveau de prix d'achat est fixé par voie réglementaire, un tarif est arrêté après avis du Conseil Supérieur de l'Energie et de la Commission de Régulation de l'Energie. Ces niveaux de tarif, comme la durée des contrats, sont différenciés par technologie. La différenciation de ces paramètres par filière permet notamment de prendre en compte le coût de développement des technologies considérées. Les tarifs d'achat de l'électricité doivent assurer une rémunération normale des capitaux investis.

Dans les cas d'un niveau de prix d'achat fixé après appel d'offres, le tarif correspond à celui proposé par le candidat sélectionné. Les appels d'offres permettent de sélectionner les projets les plus compétitifs et qui répondent à un certain nombre de critères préétablis, tout en fixant a priori un volume à développer.

L'obligation d'achat présente l'avantage, pour le producteur bénéficiant du soutien, de garantir une visibilité sur les revenus associés aux investissements, de ne comporter ni risque marché lié à l'enlèvement du volume ou lié au prix, ni risque lié aux écarts entre prévision de production et réalisé, ni risque de contrepartie. Elle permet ainsi de sécuriser le financement des projets soutenus.

Les modalités classiques sont un achat de l'électricité produite à un tarif garanti pour des durées allant de 10 à 20 ans.

La loi prévoit que les surcoûts par rapport aux prix de marché qui découlent de cette obligation d'achat soient intégralement compensés par la CSPE acquittée par les consommateurs finals d'électricité[10].

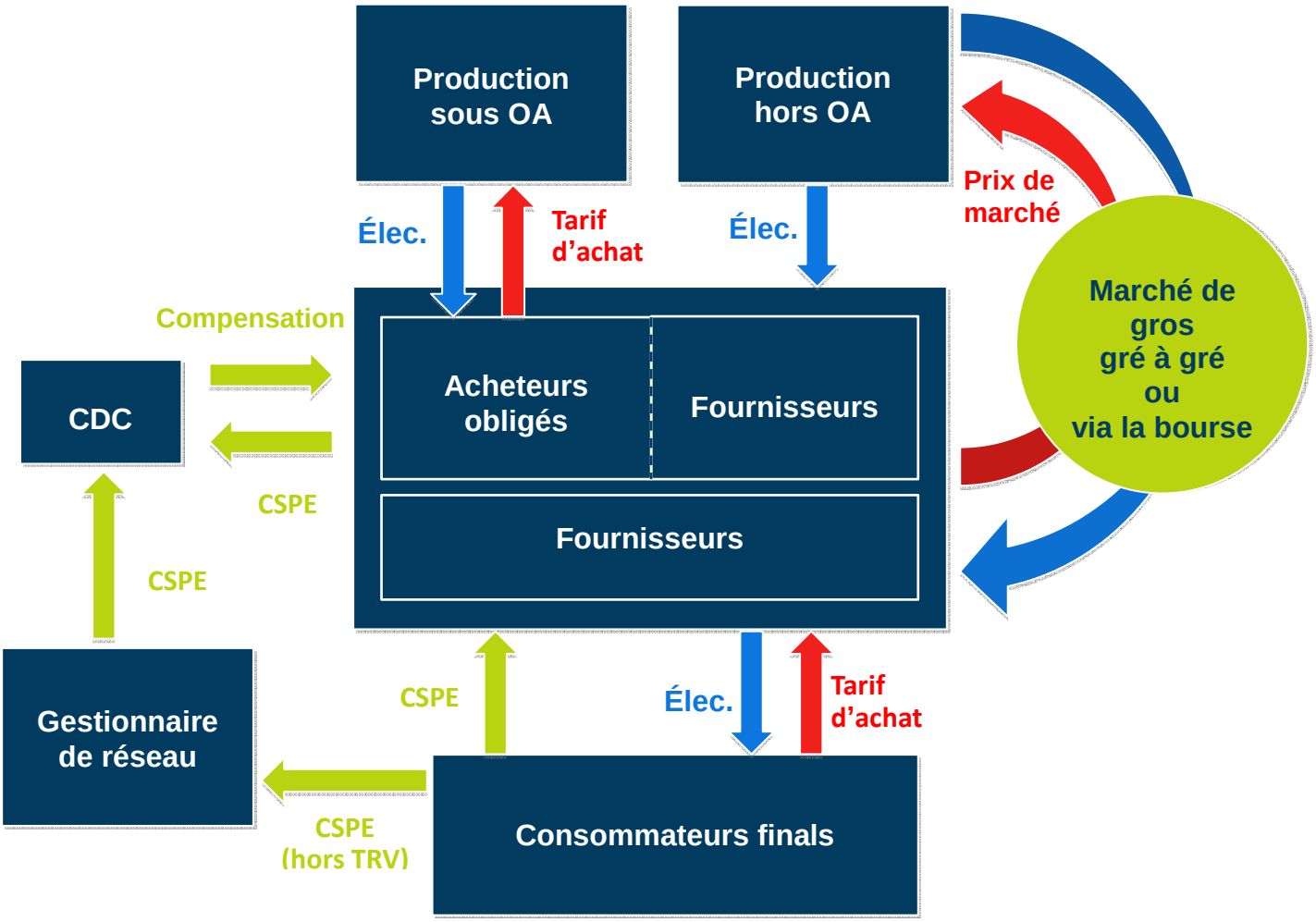
[10] Hors Corse et DOM

Union Française de l'Électricité

Système de soutien aux filières sous obligation d'achat

Légende

- Flux d'énergie
- Flux financiers
- Flux CSPE



2. Evaluation du dispositif

L'analyse du système de soutien actuel français a été effectuée à travers une matrice SWOT (Forces / Faiblesses - Opportunités / Menaces).

INTERNE	FORCES	FAIBLESSES
	Évaluation du dispositif au regard **du développement des filières soutenues**	
	I. Le dispositif garantit une visibilité pour le producteur et pour la filière : • *Sur la rémunération du producteur :* - un prix d'achat fixé indépendant du prix de marché donne de la visibilité sur les revenus - la fiabilité des acheteurs obligés procure une garantie de paiement. - la durée des contrats d'achat permet le financement de projets avec des taux de dette importants et le lancement du développement d'une filière sur la base d'objectifs (phase d'amorçage) • *Sur le volume :* - la garantie d'enlèvement de toute la production est sécurisante pour les producteurs - le producteur ne supporte aucun risque lié à l'incertitude sur les quantités qu'il produit. **II. La simplicité du dispositif facilite son accès aux petits producteurs**	**I. Le dispositif (hors cas des appels d'offres) ne permet pas un pilotage efficace des volumes installés.** Pour les filières dont le coût évolue rapidement à la baisse, la réactualisation du niveau du tarif d'achat peut manquer de réactivité. Il peut en résulter un emballement des développements de projet du fait du caractère sur-rémunérateur des tarifs d'achat. Un tarif trop bas se traduit a contrario par une absence de développement. Le manque de réactivité du dispositif peut donc créer des surcapacités ou des sous-capacités par rapport à l'objectif fixé par la puissance publique.

Union Française de l'Électricité

	FORCES	FAIBLESSES
	Évaluation du dispositif au regard **du fonctionnement du système électrique**	
INTERNE	**I. Le dispositif donne de meilleurs résultats de prévision :** - La prévision de production est réalisée sur un périmètre mutualisé, ce qui permet de mobiliser des moyens techniques et méthodologiques plus importants. - L'équilibrage des productions sous obligation d'achat est effectué en amont principalement par l'acheteur obligé principal, qui utilise notamment les leviers physiques dont il dispose pour faire face à l'intermittence de cette production **II. Les modalités d'achat de la production définies par arrêté ministériel sont transparentes et non-discriminatoires, ce qui assure un traitement équivalent de tous les producteurs**	**I. La production sous obligation d'achat est gérée indépendamment de l'équilibre offre-demande du système électrique :** • le dispositif n'incite pas les producteurs à optimiser leur profil de production en tenant compte de la valeur de marché de la production (sensibilité nulle du producteur aux prix de marché), par leur choix de placement des arrêts pour maintenance ou, pour les installations de cogénération ou biomasse, par leur choix de placement de leur production. • le dispositif actuel ne permet pas aux producteurs de faire des offres d'ajustement à la baisse sur le mécanisme d'ajustement (par exemple l'éolien) permettant à RTE d'assurer l'équilibre offre-demande global France au meilleur coût pour la collectivité ; • les producteurs ne sont pas responsabilisés sur la prévision de leur production ni sur les besoins d'ajustement qu'ils peuvent générer. II. **Les volumes sous obligation d'achat** (de l'ordre de 30 TWh annuel) sont directement intégrés dans les portefeuilles des acheteurs obligés et ne passent pas nécessairement par le marché (OTC ou bourse), ce qui réduit le volume échangé entre les acteurs. De plus, les acheteurs obligés sont également des acteurs du domaine concurrentiel, ce qui nuit à la lisibilité du dispositif. III. **Le dispositif,** dans ses modalités, n'assure pas de transition entre l'obligation d'achat et la valorisation sur le marché à la fin du contrat d'obligation d'achat. IV. **Le dispositif n'incite pas à l'optimisation** de la localisation pour diminuer les problèmes de congestion (hors cas des appels d'offres localisés).
	OPPORTUNITES	**MENACES**
EXTERNE	Le dispositif est compatible avec la Directive 2009/28/CE sur la promotion des énergies renouvelables ; en particulier il assure une priorité d'injection sur le réseau.	**I. Absence de visibilité sur le coût du soutien et donc sur le besoin de subvention (incertitudes sur le prix de marché et sur les volumes sous obligation d'achat).** **II. Dans le dispositif actuel, les moyens de production hors OA sont seuls à supporter l'ensemble des contraintes du système électrique.**

IV. DESCRIPTION ET EVALUATION DES AUTRES SYSTEMES DE SOUTIEN EXISTANTS

Au-delà du mécanisme d'obligation d'achat, tel qu'il existe en France, il est possible de distinguer trois grandes catégories de systèmes de soutien :

1. Les contrats pour différence (ou prime ex post)

Description des principes du dispositif :

De manière générale, dans un système de contrats pour différence, les producteurs vendent leur énergie au prix du marché de gros et perçoivent un complément de rémunération sous la forme d'une prime dans le cas où la « différence » entre un niveau référence et le prix de marché est positive. Dans le cas où cette différence est négative, les producteurs doivent reverser le surplus perçu.

Ce système est compatible aussi bien avec le dispositif d'appels d'offres, qui permet de piloter les volumes développés, qu'avec un système de « guichet ouvert » (qui ne sélectionne pas les projets et donc ne maîtrise pas les volumes développés).

Une des variantes du contrat pour différence consiste à ne pas obliger le producteur à reverser le surplus lorsque sa rémunération sur le marché de l'énergie dépasse le niveau référence. Il s'agit alors d'un « contrat pour différence asymétrique » (ou prime ex-post asymétrique), qui a notamment été mis en place en Allemagne.

Illustration pratique : le cas Allemand

Le montant de la prime exprimée en €/MWh est calculé ex post sur la base des prix de marché réels observés pondérés par la production totale du type d'énergie renouvelable considéré. Cette prime diffère selon les filières.
Ce système existe en **Allemagne** depuis le 1er janvier 2012 pour soutenir les filières renouvelables.
Les producteurs choisissent entre l'option de vendre leur production au tarif d'achat garanti et celle de la vendre au prix du marché + prime. Dans le cas du système de tarif d'achat garanti, les acheteurs obligés sont les quatre gestionnaires de réseaux allemands. Le passage d'un système à l'autre est possible mensuellement.

Dans le cas où un producteur choisit de vendre sa production au prix de marché, son revenu sera composé de trois éléments :

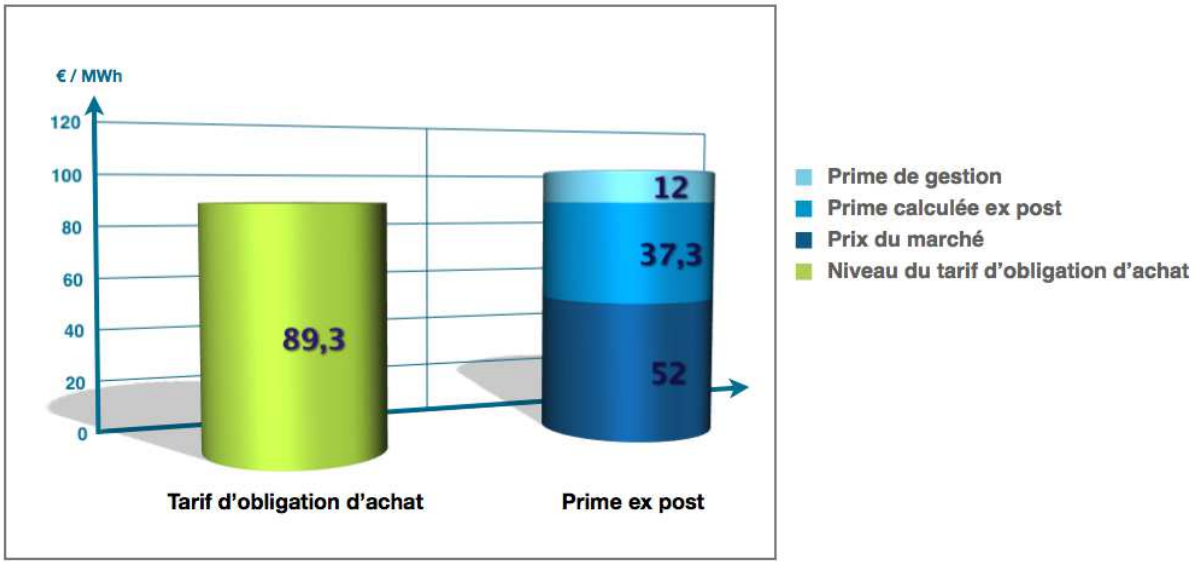
- **Le prix tiré de la vente de sa production sur le marché de l'énergie**
- **Une prime calculée ex post** par filière

- **Une prime de gestion, fixe,** visant à compenser les coûts de gestion de l'équilibre et de la commercialisation. Cette prime, initialement fixée à 12 €/MWh en 2012 se décomposait comme suit :

  - 5.8 € /MWh : coût d'équilibrage des ENR anticipé par les GRT
  - 3.2 € / MWh : bonus d'apprentissage à l'équilibrage (réduit les années suivantes pour disparaître à terme)
  - 1 € / MWh : couverture des frais de commercialisation
  - 2 € / MWh : bonus d'apprentissage à la commercialisation (réduit progressivement puis 0 en 2015)

La part relative aux coûts d'équilibrage des ENR (5,8 €/MWh) a depuis été réévaluée par les GRT à 2,5 €/MWh, ce qui a entrainé une révision de la prime de management à la baisse.

Le cas de l'éolien onshore Allemand



<u>Evaluation du dispositif Allemand</u>

Ce dispositif présente notamment les caractéristiques suivantes :
- une absence de maîtrise du volume de production ENR développé,
- une sensibilisation des producteurs d'énergie à la vente sur le marché de gros de l'électricité et aux signaux de prix du marché,
- une possibilité réversible de choisir entre un tarif d'achat garanti ou une rémunération (prix de marché + primes), ce qui suppose une prime suffisamment attractive pour inciter les producteurs à sortir du système antérieur,

- un mode de calcul de la prime ex-post, basé sur la moyenne mensuelle des prix de marché de gros, qui conduit à lisser les signaux de marché et ne préserve pas des possibles comportements opportunistes des acteurs de marché (les producteurs continuant à avoir intérêt à offrir à prix négatifs).

2. La prime ex ante

Description des principes du dispositif :

Les producteurs vendent leur énergie au prix du marché de gros et perçoivent un complément de rémunération sous la forme d'une prime. La prime est calculée initialement et fixée pour une durée définie. Elle correspond à la différence entre le coût complet de production estimé par le producteur, et des prévisions des prix de marché de gros futurs.

La prime « ex-ante » peut être de deux types : une prime à l'énergie exprimée en €/MWh ou une prime de capacité en €/MW/an.

➢ *Prime à l'énergie exprimée en €/MWh*

Le montant de la prime est fixé sur la base d'une estimation des prix de marché futurs de sorte à procurer en espérance une rémunération correspondant au coût complet de l'installation. Dans ce cas, il existe une incertitude pour le producteur sur sa rémunération totale, qui dépendra des prix de marché réels constatés.

Illustration pratique : le cas Espagnol

L'Espagne, à l'instar d'autres pays, a utilisé ce système jusqu'en 2007. Toutefois, afin de limiter le risque prix pesant sur le producteur, l'Espagne a adapté le dispositif en instaurant des seuils (plafond et plancher) pour la rémunération globale (prix de marché + prime) du producteur à tout instant. Dans le système espagnol, les acheteurs obligés sont les fournisseurs.

Evaluation du dispositif Espagnol

Ce dispositif présente notamment les caractéristiques suivantes :

- une absence de maîtrise du volume de production ENR développé,
- une sensibilisation des producteurs d'énergie à la vente sur le marché de gros de l'électricité et aux signaux de prix du marché.
- une exposition (partielle) du producteur à un risque sur sa rémunération

➢ *Prime de capacité exprimée en €/MW/an*

A la différence du cas précédent, la prime est non plus fonction de l'énergie produite mais est calculée sur la base de la capacité installée.

La rémunération du producteur est donc composée d'une prime à la capacité versée annuellement pendant une durée déterminée et fixée contractuellement, et des revenus de la vente de sa production sur le marché.

Illustration pratique : le cas de l'appel d'offres lancé par la CRE en 2011 pour la création d'un Cycle Combiné à Gaz (CCG) en Bretagne

Ce dispositif a été introduit en France en 2011 par la CRE dans le cadre d'un appel d'offre pour la création d'un Cycle Combiné à Gaz en Bretagne. Le candidat retenu se rémunère à travers :

- une prime fixe annuelle, dont le niveau a été proposé par le candidat lauréat dans son offre ;
- la vente de l'électricité produite sur le marché de gros.

En contrepartie, le producteur retenu s'engage sur un niveau de capacité et sur un taux de disponibilité de la centrale proposée.

Evaluation du dispositif de l'appel d'offres lancé par la CRE en 2011 pour la création d'un CCG en Bretagne

Ce dispositif présente les caractéristiques suivantes :

- une maîtrise du volume de production développé,
- une sensibilisation des producteurs d'énergie à la vente sur le marché de gros de l'électricité et aux signaux de prix du marché.
- une exposition du producteur à un risque sur sa rémunération

3. Les certificats verts

Description des principes du dispositif :

Dans ce dispositif, les acheteurs obligés[11] sont soumis à l'obligation légale d'attester de l'origine renouvelable d'une fraction de l'énergie qu'ils fournissent à leurs clients. Ils attestent cette origine en détenant des certificats verts qu'ils acquièrent auprès des nouveaux producteurs d'énergie renouvelable. Ils sont soumis à une pénalité s'ils n'en détiennent pas suffisamment au regard de leur obligation.
Les certificats font donc l'objet de transactions entre les producteurs d'énergies renouvelables et les fournisseurs d'électricité sur un marché qui en révèle le prix. Ainsi la rémunération du producteur ENR est la somme de la vente de l'énergie produite, et du certificat associé.

[11] En Suède les acteurs obligés sont les fournisseurs d'électricité, en Italie les acteurs obligés étaient les producteurs.

Illustration pratique : le cas Suédois

Dans le cas du dispositif Suédois mis en œuvre en 2003, chaque MWh renouvelable produit génère un certificat vert, quelle que soit la technologie, dès lors qu'elle est homologuée[12]. Le parlement fixe l'objectif à long terme (ex : 25 TWh en 2020) de production d'origine renouvelable, le calendrier et la courbe de quotas annuels imposés aux fournisseurs (ex : 18 % en 2012). Les certificats obtenus n'ont pas de date limite de validité et peuvent donc être gardés en réserve pour être utilisés plus tard.

La restitution des certificats par les fournisseurs, à hauteur de leur vente ou consommation, est annuelle. Le dispositif prévoit également une pénalité, non libératoire, fixée à 150 % du prix moyen constaté du certificat en cas de non restitution.

Evaluation du dispositif Suédois

Ce dispositif présente les caractéristiques suivantes :

- une maîtrise des capacités de production ENR développées notamment grâce à des niveaux forts de pénalité et à une stabilité des objectifs
- le développement des filières EnR par ordre de coûts de production croissants, en l'occurrence, dans le cas Suédois, l'éolien terrestre en premier, avec une minimisation du coût pour la collectivité[13]
- le développement d'une filière industrielle est indépendant de la volonté politique
- une sensibilisation des producteurs ENR à la vente sur le marché de gros de l'électricité et aux signaux de prix du marché.
- une exposition des producteurs ENR à un double risque de marché : celui du prix de l'électricité et celui du prix des certificats verts.

NB : Pour pallier cette incertitude, l'Italie et la Grande-Bretagne avaient complété le dispositif par un système d'acheteur de dernier recours des certificats verts à un prix minimum garanti. Ces deux pays ont, depuis, abandonné le dispositif de certificats verts. Pour le cas suédois en dépit de ce double risque de marché, la stabilité de la volonté politique et des objectifs a contribué à l'attractivité du dispositif pour les investisseurs.

[12] A noter que toute augmentation de capacité de production hydraulique, même sur la base d'installations existantes, est éligible aux certificats verts

[13] Toutefois, il y a de possibles effets d'aubaine, dont peuvent bénéficier les premières technologies développées, lorsque le prix des certificats verts augmente pour équilibrer les technologies suivantes dans l'ordre des coûts croissants.

V. PRECONISATIONS

L'évaluation précédente permet de constater que chaque mécanisme de soutien a permis, selon des rythmes différents, l'essor de certaines technologies non compétitives.

Il est à noter, néanmoins, que le choix du mécanisme de soutien et son design final, n'est pas garant, à lui-seul, du succès, ou non, du développement des filières.

Le mécanisme de soutien est un élément central de l'essor d'une filière. Toutefois, d'autres éléments, tels que l'engagement politique national et local, le développement des réseaux nécessaires à l'évacuation de l'énergie, les procédures administratives, ou le nombre d'interlocuteurs dans la gestion du projet, l'acceptabilité locale, sont autant d'éléments contributeurs du succès, ou de l'échec, des politiques de soutien.

C'est pourquoi l'UFE considère qu'il est indispensable que les outils de ces politiques de soutien soient cohérents avec les objectifs de développement.

Par ailleurs, l'UFE considère qu'il doit être distingué, parmi les filières bénéficiant d'un soutien :

- Les technologies non-matures, pour lesquelles les politiques de soutien doivent cibler l'innovation et la R&D, pour en améliorer la performance avant d'envisager de soutenir le développement de projets.
- Les technologies les plus proches de la maturité technique et économique, pour lesquelles le développement de projets peut être soutenu dans des conditions économiques et industrielles pertinentes.

L'UFE rappelle aussi, qu'à terme, les filières technologiques pleinement compétitives[14] avec les filières conventionnelles, ne devraient pas bénéficier de dispositifs de soutien.

Par ailleurs , l'UFE considère qu'il est nécessaire de garantir aux acteurs et notamment aux investisseurs, une certaine stabilité réglementaire. Toute réflexion sur les mécanismes de soutien devra donc veiller à préserver l'équilibre économique des contrats en cours.

[14] Au-delà de la rémunération du capital une filière compétitive doit être entendue comme capable d'assumer les risques volumes et les risques de marché

Au regard des enjeux pour le système électrique, l'UFE souligne que tout mécanisme de soutien devrait poursuivre les objectifs suivants :

- **Garantir la stabilité et la visibilité à long terme du cadre de soutien pour les différents acteurs investisseurs du système électrique (pour les investisseurs dans les énergies soutenues comme non soutenues)**. Cet objectif suppose d'afficher des objectifs de développement stables et à long terme puis de piloter le rythme de développement de la production soutenue conformément aux objectifs affichés de la politique publique. Cet objectif suppose également que le mécanisme d'aide soit soutenable financièrement dans la durée.

- **Garantir une rentabilité normale des capitaux investis**, tenant compte des risques que les producteurs supportent (risque marché, risque volume, risque financement…) de façon à susciter l'investissement dans les filières soutenues ;

- **Eviter les situations d'inefficacité économique**. A travers cet objectif il s'agit de d'éviter les biais de systèmes de soutien qui pourraient conduire à des situations contraires à l'intérêt général.

- **Responsabiliser les producteurs, ou leurs représentants (agrégateurs) à l'équilibre du système électrique :** prévision de la production, nomination, gestion des écarts**.**

- **Mettre en œuvre une transition progressive vers une valorisation de la production sur le marché, tout en garantissant à tous les producteurs, quelle que soit leur taille, un accès équitable au dispositif de soutien.**