

Etude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime

Version du 15 juillet 2013



Sommaire

1. OBJECTIF DE L'ETUDE ET STRUCTURE DU DOCUMENT	4
A. Objectif de l'étude.....	4
B. Structure du document	4
C. Observations liminaires concernant la rationalité économique d'une prime conférée aux opérateurs d'effacement.....	5
2. DEFINITION DE LA TYPOLOGIE D'EFFACEMENTS CONSIDEREE	7
A. La typologie d'effacements considérée.....	7
B. La problématique de l'effet report des effacements.....	8
3. IDENTIFICATION DES AVANTAGES DE L'EFFACEMENT POUR LA COLLECTIVITE AU REGARD DES OBJECTIFS DU CODE DE L'ENERGIE	12
A. Les objectifs de la politique énergétique française	12
B. Les avantages de l'effacement pour la collectivité	12
4. IDENTIFICATION DES DISPOSITIFS VALORISANT CERTAINS DE CES AVANTAGES	18
A. Valorisation de la capacité	19
B. Valorisation de l'énergie	20
C. Valorisation de la flexibilité.....	22
D. Valorisation des économies de réseaux	23
E. Valorisation de la réduction des émissions de CO ₂	27
F. Valorisation des économies d'énergie	28
G. Impact sur le prix de marché.....	29
H. Création d'emplois et innovation.....	30
I. Conclusion sur les avantages non ou partiellement valorisés.....	30
5. ESTIMATION DES AVANTAGES NON VALORISES DES EFFACEMENTS	33
A. Valorisation de l'externalité CO ₂	33
B. Impact de l'effacement sur le prix de marché	41
C. Valorisation des économies d'énergie.....	47
D'autre part, il est important de souligner que les actions d'efficacité énergétique qui bénéficient de subventions payées par la collectivité comme les CEE ou autres (CIDD, Eco-PTZ) n'ont-elle aucune subvention explicite au titre de la réduction des externalités négatives (CO ₂ , réseau, dépendance énergétique, ...).	51
D. Valeur de création d'emplois et d'innovation.....	51
E. Amélioration de l'efficacité du marché de l'énergie.....	56
F. Diversification des sources d'approvisionnement.....	58
6. FORMAT DE LA PRIME ET IMPACT SUR LE MARCHE	62
7. ANALYSE DE L'ECONOMIE DES EFFACEMENTS.....	66
A. Méthodologie et hypothèses.....	66
B. Analyse des conditions de rentabilité des effacements sans revenus de capacité.....	69
C. Analyse des conditions de rentabilité des effacements avec des revenus de capacité	74
D. Estimation de l'impact de la prime sur la CSPE.....	76

8. SYNTHÈSE	79
A. Synthèse sur l'analyse des externalités des effacements	79
B. Synthèse sur l'analyse de l'économie des effacements.....	84
ANNEXES	87
A. Benchmark de l'impact de l'effacement sur les prix de marché nord-américains.....	87
B. Prise en compte de la diminution des pertes réseaux de l'effacement sur les marchés nord-américains.....	91
C. Estimation de la valeur d'économie d'investissements réseaux liée à l'effacement.....	92
D. Prise en compte de la variabilité du taux de pertes dans le calcul des pertes réseaux évitées	95
E. Valeur capacitaire « latente » à court-terme des actifs de production.....	96
F. Eligibilité des effacements « tarifaires » à la prime	101
D'autres investissements peuvent aussi être considérés comme la mise en place d'un système informatique ad hoc permettant la gestion des clients avec offres d'effacement.	105
G. Estimation du coût « implicite » du MWh effacé issu des tarifs EJP et Tempo.....	114

1. OBJECTIF DE L'ETUDE ET STRUCTURE DU DOCUMENT

A. Objectif de l'étude

Début 2013, l'Assemblée Nationale a adopté une proposition de loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre. Cette même proposition de loi prévoit le versement d'une **prime afin de rémunérer les effacements** et contient notamment les éléments suivants :

- Article L. 271-1 du Code de l'énergie : « *un décret en Conseil d'État, pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, fixe la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement mentionné à l'article L. 321-10* ».
- Article L. 123-1 du Code de l'énergie : ce même décret devrait fixer « *la méthodologie utilisée pour établir **une prime versée aux opérateurs d'effacement au titre de leur contribution aux objectifs définis aux articles L. 100-1 et L. 100-2 et des avantages procurés à la collectivité**, notamment en matière de maîtrise de la demande d'énergie ou de sobriété énergétique* » et préciser « *les modalités selon lesquelles les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, le montant de cette prime* ». Il est aussi prévu que « *le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés par les opérateurs excède une rémunération normale des capitaux compte tenu des risques inhérents à ces activités* »

Dans ce contexte, l'objet de cette étude est d'analyser les avantages de l'effacement pour la collectivité permettant de justifier une prime à verser à l'opérateur d'effacement et de proposer une méthodologie générale, lorsque cela s'avère possible, permettant d'en établir le montant, ou a minima une estimation de la valeur de ces avantages.

B. Structure du document

Le document est organisé en six parties :

- La première partie dresse une **typologie des effacements** qui constituera la base des analyses quantitatives : en effet, tous les types d'effacement ne peuvent justifier des mêmes externalités ; les structures de coûts varient également selon le type d'effacement. Dans cette partie est aussi discutée la problématique de l'**effet report** des effacements qui constitue un élément clé dans le cadre de la valorisation des avantages de l'effacement.
- Dans la deuxième partie, l'ensemble des **avantages de l'effacement pour la collectivité** au regard des objectifs de la politique énergétique française définis dans le code de l'énergie sont **identifiés et objectivés** (sans chercher à établir d'analyses quantitatives sur ces avantages à ce stade).
- La troisième partie analyse l'ensemble des **mécanismes existants** aujourd'hui et **permettant d'ores et déjà une valorisation des avantages** de l'effacement préalablement identifiés. Il s'agira, sur cette base, d'isoler les avantages de l'effacement qui ne seraient, à l'heure actuelle, pas valorisés par l'opérateur d'effacement ou le consommateur s'effaçant et qui pourraient donc faire l'objet d'une prime par rapport aux avantages dont la valeur est déjà captée par une de ces deux entités.
- La quatrième partie discute des points-clés méthodologiques de prise en compte des avantages identifiés comme pouvant justifier une prime, et propose une estimation du montant que pourrait représenter cette prime, ou a minima une **estimation de la valeur des externalités positives représentées par ces avantages**.
- La cinquième partie discute de l'**impact** que le format d'une telle prime pourrait avoir **sur les marchés de l'électricité**.
- Enfin, la sixième partie analyse l'**économie des différentes typologies d'effacement** préalablement définies

C. Observations liminaires concernant la rationalité économique d'une prime conférée aux opérateurs d'effacement

Le développement de l'effacement s'inscrit dans le contexte de la transition énergétique qui consiste à déployer, sous la contrainte du temps, des innovations dans la production, le transport (et la distribution) ou la consommation d'énergie, afin de tendre vers le « Facteur 4 » en 2050, le tout sans dégrader la sécurité collective pour la fourniture des services finals et en tenant compte des effets économiques induits (sur la compétitivité et la cohésion sociale en particulier).

La puissance publique est logiquement fondée à soutenir ces innovations pour en accélérer le déploiement, dès lors que les mécanismes économiques en vigueur sont inadaptés (voire inopérants dans certains cas) pour assurer leur diffusion au bon rythme et au bon niveau (eu égard à la demande sociale à laquelle ils sont censés répondre).

Les efforts de promotion des moyens de production renouvelables, de l'efficacité énergétique dans l'habitat ou bien encore du véhicule électrique suggèrent toutefois les multiples difficultés que posent la définition et le bon dimensionnement des dispositifs de soutien afférents :

- parce qu'il s'agit de piloter le rythme de diffusion d'un progrès technique qui, par essence, est incertain (fonction à la fois de l'appétence des demandeurs, mais également de la progression opérée au sein d'autres marchés nationaux),
- parce que différents outils peuvent permettre d'atteindre le même objectif et qu'il s'agit au final de « piloter » un portefeuille d'innovations sous la contrainte, in fine, de l'équilibre du système énergétique considéré,
- parce que la promotion de ces innovations peut conduire à des perturbations en raison d'effets redistributifs forts ou produire des conséquences contraires à certains objectifs (cf. le débat sur la localisation de la valeur ajoutée et des emplois issus de la filière photovoltaïque).

Le soutien aux mécanismes de l'effacement s'inscrit dans ce cadre. L'effacement est bien une innovation (puisque l'efficacité d'un service énergétique se trouve améliorée) et la puissance publique est donc légitime à soutenir son développement cohérent avec différents objectifs d'intérêt collectif. Mais la promotion de l'effacement, comme beaucoup d'innovations au service de la transition énergétique, n'échappe pas au questionnement sur le bon « design » du (des) dispositif(s) de soutien et sur leur rationalité économique sous-jacente (voire sur leur licéité dans certains cas).

Notre étude présente un caractère exploratoire, en vue d'éclairer la décision publique et non pas de proposer un « dispositif complet ». Il nous paraît toutefois utile de lister ici quelques-unes des difficultés qui se présenteront pour ajuster, au final, une prime cohérente en faveur des opérateurs d'effacement :

- Soulignons tout d'abord que les dispositifs d'effacement sont nombreux et divers (autoproduction, diffus, industriels / cf. section 2), de même que les types d'avantages susceptibles d'être retirés par la collectivité (économies de production, de réseaux, fonctionnement du marché de l'énergie, émissions de CO₂, sécurité de fourniture, divers industriels induits, ... / cf. section 3), ainsi que les dispositifs de valorisation d'ores et déjà en vigueur ou prévus (mécanisme de capacité de la loi NOME, interruptibilité, NEBEF, mécanisme d'ajustement du RTE, .../ cf. section 4).
- A ce titre, la question de l'éligibilité à une prime, des effacements « tarifaires », hors NEBEF (parfois qualifiés d'« implicites »), n'est pas discutée dans le corps du document ; nous n'avons analysé dans le corps du document que les effacements « explicites ». La question spécifique de l'éligibilité des effacements « tarifaires » est discutée en annexe F.
- Au total il s'agit donc ici d'isoler un « sous-ensemble » d'avantages d'effacement non rétribués et de leur associer des principes de valorisation (section 5). Compte-tenu de la

grande hétérogénéité dans l'ensemble de départ, il est évident que les principes de valorisation identifiés dans la présente étude seront eux-mêmes hétérogènes et que des risques de recouvrement (entre dispositifs en vigueur et à venir) devront être repérés et analysés.

- Cette hétérogénéité se retrouvera également dans les logiques économiques sous-jacentes. Dans certains cas, les avantages produits relèvent d'une externalité au sens de la théorie économique¹ (lorsque des coûts de fonctionnement sont réduits dans la production ou le transport d'électricité par exemple) et appellent bien un correctif (qui peut prendre la forme d'une rémunération spécifique via une prime) au risque de voir l'effacement sous-développé.
- Mais, dans d'autres cas, le fondement d'une prime prêterait sans doute plus à discussion comme lorsqu'il s'agit des autres impacts pour la collectivité en général (amélioration de l'efficacité de marché², la diversification des sources d'approvisionnement, la création d'emplois et d'activité économique). Il faut garder à l'esprit que si la puissance publique favorise l'innovateur et protège son produit (ex : le brevet confère une rente de monopole), elle ne peut lui garantir un intéressement à tous les effets induits sur l'économie, de même qu'elle ne peut compenser tous les acteurs qui subiraient des effets redistributifs éventuellement négatifs (ces transformations relèvent au final du processus de « destruction créatrice »).
- La question sera donc posée ultérieurement de déterminer ceux qui ont vocation à être intégrés dans une prime, parmi tous les avantages induits par l'effacement et non encore rétribués qui sont identifiés dans le présent rapport. Notre démarche est ici « extensive », en ce sens qu'il ne nous revenait pas de préjuger de la sélection à opérer par l'autorité publique au terme du débat, de sorte que nous avons donc retenu sans discrimination tous les avantages non encore couverts par un dispositif de rémunération.
- Par ailleurs, des effacements pourraient induire des « désavantages pour la collectivité », et notamment, une perte de recettes fiscales (taxes assises sur l'énergie non distribuée) : nous n'avons pas étudié ces éventuels désavantages³ ; pourtant, une défalcation du montant de la prime de la valeur économique de ces désavantages pourrait être envisagée.
- Enfin, dès lorsqu'il s'agit d'accompagner la transformation d'un système dynamique, il conviendra de s'assurer que tous les avantages fondant la prime perdurent au fil du temps⁴ ou bien que d'autres dispositifs n'émergent pas pour les valoriser. Le cas échéant, un tel principe devrait être articulé avec une demande, émanant des « opérateurs d'effacement », de visibilité sur le niveau de prime pour les années à venir, voir un engagement des pouvoirs publics de maintien de ce niveau de prime pour modérer l'impact financier du risque investisseur (risque qui se traduirait par un surcoût économique du recours à l'effacement).

¹ Selon l'Encyclopedia Universalis : « Les économistes désignent par 'externalité' ou 'effet externe' le fait que l'activité de production ou de consommation d'un agent affecte le bien-être d'un autre sans qu'aucun des deux reçoive ou paye une compensation pour cet effet. Une externalité présente ainsi deux traits caractéristiques. D'une part, elle concerne un effet secondaire, une retombée extérieure d'une activité principale de production ou de consommation. D'autre part, l'interaction entre l'émetteur et le récepteur de cet effet ne s'accompagne d'aucune contrepartie marchande. »
<http://www.universalis.fr/encyclopedie/externalite-economie/>

² Un nouvel entrant est susceptible d'améliorer le fonctionnement d'un marché ou de contribuer à réduire une rente captée par des entreprises en place. L'autorité publique doit certes favoriser la libre entrée, mais devrait elle rétribuer l'entrant pour avoir amélioré le fonctionnement du marché ?

³ Eventuel impact réseau de l'effet rebond, éventuel solde net négatif du critère « création d'emplois »...

⁴ L'avantage de réduction potentielle des émissions de CO₂ pourrait évoluer avec le temps en fonction de l'évolution du mix électrique

2. DEFINITION DE LA TYPOLOGIE D'EFFACEMENTS CONSIDEREE

A. La typologie d'effacements considérée

Pour mener à bien l'étude d'une prime dédiée aux opérateurs d'effacement, il est nécessaire d'introduire une typologie des effacements.

En effet, différents types d'effacement se révèlent hétérogènes selon :

- leur impact sur les différents postes de valorisation : un effacement « autoproduction » réduira à la fois certains coûts de production ou de transport de l'électricité, mais aura dans le même temps un impact limité voire négatif sur les émissions de CO2 (dès lors qu'un générateur diesel est mobilisé);
- leur correspondance avec les modes de valorisation déjà en vigueur : l'interruptibilité ne concerne par exemple que les effacements industriels ;
- leurs sous-jacents économiques : les structures de coûts étant différentes, la mise en place d'une prime non-discriminatoire pourrait conduire à des niveaux de rentabilité différents et à un développement biaisé des différentes filières d'effacement, contraire à l'optimum économique recherché pour la collectivité.

Le tableau ci-dessous donne une segmentation (simplifiée) des différents types d'effacement existants aujourd'hui.

Principales sources d'effacement et rationnel économique lié

	Rationnel économique	Type	Processus clef	Consommation électrique [TWh ¹⁾]
1 Effacement « Autoproduction »	Coût de production d'électricité avec un générateur diesel	Gén. diesel	Gén. diesel	NA
2 Effacement « Diffus »	Economie de l'Energy Box contrôlant le chauffage électrique	Résidentiel	Chauffage électrique	170
	Part des coûts d'une GTB avancée et coûts d'étude	Tertiaire	Chauffage, ventilation, AC	118
Effacement « Industriel »	3 Effacement d'opportunité (utilisation de stock existant, positionnement d'une maintenance)	Industrie du ciment	Broyage de granulat	5.5
		Sidérurgie	Four à arc	18.7
	4 Marge sur coût variable, c'est-à-dire la perte d'opportunité à ne pas produire	Industrie du papier	Broyage du bois	9.9
		Industrie chimique	Electrolyse	20.9
	5 Part des coûts d'automatismes avancés et coûts d'étude	IAA	Génération de froid	18.7
	Traitement et distribution d'eau	Pompes	8	

Source: Entretiens, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

1) Consommation du secteur pour l'année 2009

Ainsi, quatre types d'effacement (correspondant aux effacements de type 1 à 4 du schéma précédent) seront distingués dans nos analyses lorsqu'une telle distinction est nécessaire :

- **L'effacement « autoproduction »** qui recourt généralement à un groupe électrogène en substitution des appels de puissance. Ce type d'effacement est très développé et représente plus de la moitié du gisement EJP. La disponibilité de ces gisements de capacité est directement indexée sur le niveau de prix des carburants (gazole, fioul lourd).
- **L'effacement « diffus »** qui utilise l'inertie thermique des bâtiments résidentiels ou tertiaires pour réaliser des « micro-coupures » de manière *cascado-cyclique* sur des équipements de chauffage électrique (ou de climatisation dans les bâtiments tertiaires) ou du report de consommation de ballons d'eau chaude ; la mesure de l'effet report global est critique.
- **L'effacement industriel qui peut être** subdivisé en deux sous-catégories :
 - o **L'effacement, que nous qualifierons d'effacement « pur » dans la suite du document**, s'appuie sur l'arrêt de dispositifs de production de plusieurs centaines de kW à plusieurs dizaines de MW, dès lors que la marge sur coûts variables des biens produits est inférieure à la rémunération retirée de l'effacement. Les process concernés sont typiquement la chimie du chlore ou la production d'aluminium. Le cas d'espèce ne présente pas d'effet report *a priori* car il correspond à la réduction d'une production non « rattrapée » par la suite (l'industriel refusera certaines commandes car il gagne plus à « ne rien faire »).
 - o **L'effacement modulable ou « process industriel à stocks intermédiaires »** qui repose sur la constitution de « tampons » préservant la production de produits finis en dépit des interruptions. Les broyeurs à fibre de bois dans l'industrie du papier, le broyage de granulats dans l'industrie du ciment ou bien encore les process froids qui permettent une accumulation préalable d'énergie. Ces stocks tampon et accumulation d'énergie constituent des déplacements de consommation par anticipation (cet effet d'anticipation doit être pris en compte dans le cadre du calcul de l'effet report afin de déterminer un effet net).

Cette segmentation est néanmoins une représentation simplifiée de la réalité des effacements. Les investissements nécessaires et les coûts d'activation peuvent être extrêmement variables au sein de chacune des familles : ainsi des effacements modulables peuvent être réalisés à niveau d'investissement minimal s'ils reposent sur une réorganisation temporaire du travail (« faux » effacements purs) ; en revanche, si des stocks intermédiaires doivent être construits ou des automatismes d'asservissement de process mis en place, l'investissement peut être significatif.

B. La problématique de l'effet report des effacements

L'effet report représente le décalage dans le temps de la consommation non réalisée lors de l'effacement. Ce décalage peut correspondre à consommation anticipée ou bien repoussée dans le temps.

Dans le cadre de l'estimation de la valeur des avantages de l'effacement pour la collectivité, la problématique de l'effet report constitue un élément central. En effet, certains avantages de l'effacement pour la collectivité (que nous allons identifier dans la suite du document) sont fortement dépendants de cet effet report.

C'est le cas notamment de :

- **la valeur de réduction des émissions de CO2 :**
 - o d'une part, l'effet report diminue (voire annule) la quantité d'électricité non produite et donc les émissions de CO2 potentiellement évitées,
 - o d'autre part, si le report de consommation est effectué lors d'une période où les émissions de CO2 du parc électrique sont plus élevées, le bilan est au total négatif.

- **la valeur d'économies d'énergie** : les économies d'énergie réalisées grâce à l'effacement dépendent directement du taux de report de l'énergie effacée. Si la totalité de la consommation d'énergie effacée est reportée sur une autre période de consommation, les économies d'énergie réellement réalisées sont nulles.

La problématique de la mesure de l'effet report est ainsi complexe. Dans le cadre des méthodologies de calcul de l'estimation de la prime liée aux avantages qui seront présentés dans la suite du document, il paraît donc préférable **d'intégrer l'effet report comme un paramètre**, en fonction d'approximations toutefois assez robustes (ou relevant du « meilleur effort ») :

- **pour les effacements « purs » (cf définition section 2), l'effet report pourrait en première approche être considéré comme nul.** Ces effacements s'appuient sur l'arrêt de processus industriels dès lors que la marge sur coûts variables des biens produits est inférieure à la rémunération retirée de l'effacement ; il n'y a, dès lors, pas d'effet report *a priori*. Toutefois, l'existence de tels effacements est difficile à établir en pratique : elle suppose, en effet, que les processus des industriels fonctionneraient 8600 heures par an (hors maintenance) s'il n'y avait pas d'effacement ; or, en période de crise, cette hypothèse n'est probablement pas remplie et la production des commandes enregistrées par l'industriel peut donc être décalée ; on retombe alors dans le schéma ci-dessous
- **pour les effacements couplés à de l'autoproduction locale, l'effet report est logiquement nul.** En effet, ces effacements ne correspondent pas (en théorie si l'unité de production locale possède la même capacité de production que la puissance effacée sur le réseau) à une baisse de consommation réelle, mais à une simple substitution de la source d'approvisionnement. Il n'y a donc pas d'effet report.
- **pour les effacements fondés sur des « process à stocks intermédiaires », l'effet report pourrait en première approche être considéré comme total (ie correspondant à 100% de la consommation effacée).** En effet, des effacements reposent sur la constitution de stocks intermédiaires permettant de maintenir la production de produits finis tout en interrompant une partie du process. Dès lors, si la quantité totale de produits industriels n'est pas diminuée au global, cela implique que la quantité d'énergie consommée n'a pas diminué et donc que les consommations effacées ont été intégralement reportées.

Ces approximations reflètent évidemment une simplification de la réalité. En effet, pour les effacements « purs » (cf définition section 2) par exemple, si ceux-ci ne fonctionnent pas en base (24h sur 24h, 7 jours sur 7), les industriels en question peuvent choisir de reporter effectivement leur production sur des périodes pendant lesquels un arrêt de la production était initialement prévu. Inversement, si la demande d'effacement est activée suffisamment longtemps à l'avance, un industriel peut volontairement déplacer une période de maintenance lors de la période d'effacement sans réduire sa production (et donc sa consommation) d'un point de vue global.

Pour la dernière catégorie d'effacement considérée, l'**effacement « diffus »**, l'approche de l'effet report est plus complexe encore.

La mesure de cet effet report s'avère en effet difficile. Il n'existe pas aujourd'hui de valeur de référence sur le sujet et cet effet devra faire l'objet d'études et de mesures plus approfondies lors de la mise en place de l'expérimentation NEBEF.

Ci-dessous sont présentées deux valeurs, l'une avancée par la société Voltalis, l'autre issue d'une étude de l'ADEME et du CSTB.

Communication Voltalis

Dans sa communication, Voltalis indique que seuls 25% de la consommation effacée à l'aide de ces boîtiers est « reconsommée » dans les 2h qui suivent : « **Les observations montrent que nous**

réalisons trois quarts d'économies d'énergie. Seuls 25% sont consommés dans les 2 h qui suivent »⁵.

Etude ADEME/CSTB (à partir de données Voltalis)

Une étude réalisée par l'ADEME et le CSTB, en partenariat avec Voltalis, donne des éléments encore différents vis-à-vis d'économies d'énergie liées aux effacements⁶. En effet, afin de déterminer la part de l'effacement qui constitue une économie d'électricité pour les consommateurs, l'ADEME et le CSTB se sont associés pour conduire une étude sur la base de tests réalisés en période de chauffe sur un panel de 2800 adhérents à l'offre de la société VOLTALIS dans l'ouest de la France⁷. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous, extrait de la publication réalisée par l'ADEME sur les résultats de l'étude.

EXTRAIT DE LA PUBLICATION « LES AVIS DE L'ADEME – L'EFFACEMENT DES CONSOMMATIONS ÉLECTRIQUES RÉSIDENIELLES » - 08/10/2012

Taux d'économie constaté sur le chauffage pour une seule journée d'effacement		
scénario d'effacement	économie d'énergie	marge d'erreur
33 % du temps : effacement 20 min par heure en moyenne, 24 fois par jour	13,2%	+/- 6,3 points
25 % du temps : effacement 15 minutes par heure en moyenne, 24 fois par jour	10,9%	+/- 7,3 points
Taux d'économie constaté sur l'eau chaude sanitaire pour une seule journée d'effacement		
	économie d'énergie	marge d'erreur
	0%	+/- 0,5 points

Ces résultats montrent que :

- les économies d'énergie liées à l'effacement des ballons électriques d'eau chaude sanitaire sont nulles. Autrement dit, **l'effet report sur les consommations d'eau chaude sanitaire effacées est de 100%**. Ceci peut être expliqué par le fait que, le ballon étant un système fermé, la résistance aura besoin de plus fonctionner ensuite pour compenser le manque d'apport énergétique résultant de l'effacement.
- Les économies d'énergie liées à l'effacement du chauffage sont comprises entre 10,9% et 13,2% respectivement pour un effacement 25% du temps et un effacement 33% du temps. En supposant que la consommation théorique de référence n'est pas supérieure pendant les périodes de coupures (ce qui constitue une approximation), ces résultats permettent **d'estimer l'effet report des consommations de chauffage à environ 60%** (ie 60% des consommations effacées sont effectivement reportées, 40% des consommations effacées constitueraient effectivement des économies d'énergie).

⁵ Communication Voltalis – article actu-environnement du 25 mai 2010 – « Un boîtier pour tenter d'infléchir la pointe de consommation d'électricité »

⁶ « Les avis de l'ADEME (08/10/2012) – L'effacement des consommations électriques résidentielles »

⁷ VOLTALIS a mis à disposition 2 groupes de 1400 foyers adhérents situés dans l'ouest de la France en janvier et mars 2012. Les économies d'énergies ont été mesurées entre un groupe sur lequel des effacements étaient réalisés et l'autre groupe « témoin ».

Pour définir un effet report de référence pour les effacements diffus concernant le chauffage électrique des résidentiels, il conviendrait probablement de différencier sa valeur en fonction de la période d'effacement :

- un effacement durant les heures de la journée (hors des périodes creuses définies par le tarif HC/HP) concernerait a priori uniquement un effacement de chauffage et posséderait donc un effet report égal à celui du report constaté sur les consommations de chauffage soit **60 %** d'après les résultats de l'étude ADEME/CSTB;
- un effacement réalisé la nuit (i.e. durant les périodes creuses définies par le tarif HC/HP) aurait un effet report moyen supérieur car correspondant *a priori* à un effacement à la fois sur le chauffage et l'eau chaude. En supposant une puissance de chauffage quatre fois supérieure à la puissance de l'équipement d'eau chaude sanitaire, l'effet report moyen pondéré serait donc de **68%** (si l'effacement est équitablement réalisé sur l'équipement de chauffage et d'eau chaude).

D'autre part, dans notre document, nous ne considérons pas la problématique qui pourrait être posée par le « rebond » court terme des consommations après un effacement (pic de consommation momentané dans les minutes suivant l'effacement), effet qui pourrait impacter négativement certains avantages identifiés par la suite, en particulier l'avantage potentiel de l'effacement lié à la valeur « réseau » (cf section 3).

3. IDENTIFICATION DES AVANTAGES DE L'EFFACEMENT POUR LA COLLECTIVITE AU REGARD DES OBJECTIFS DU CODE DE L'ENERGIE

A. Les objectifs de la politique énergétique française

Les articles L100-1 et L100-2 du code de l'énergie définissent les objectifs de la politique énergétique française.

Article L100-1 :

« La politique énergétique garantit l'**indépendance stratégique** de la nation et favorise sa **compétitivité économique**. Cette politique vise à :

- assurer la **sécurité d'approvisionnement** ;
- maintenir un **prix de l'énergie compétitif** ;
- **préserver la santé humaine et l'environnement**, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre ;
- garantir la **cohésion sociale** et territoriale en assurant l'**accès de tous à l'énergie**. »

Article L100-2 :

« Pour atteindre les objectifs définis à l'article L. 100-1, l'Etat, en cohérence avec les collectivités territoriales, veille, en particulier, à :

- maîtriser la demande d'énergie et **favoriser l'efficacité ainsi que la sobriété énergétiques** ;
- **diversifier les sources d'approvisionnement** énergétique, **réduire le recours aux énergies fossiles** et augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale ;
- développer la **recherche** dans le domaine de l'énergie ;
- assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins. »

Ainsi, les différents impacts de l'effacement doivent être considérés comme des avantages pour la collectivité dans la mesure où ceux-ci sont alignés avec les objectifs de la politique énergétique française.

B. Les avantages de l'effacement pour la collectivité

Dans cette partie du document, l'ensemble des avantages potentiels de l'effacement pour la collectivité ainsi définis sont identifiés eu égard aux objectifs de la politique énergétique française tels qu'énoncés dans le code de l'énergie, en préalable aux analyses quantitatives conduites ultérieurement.

Si certains des avantages identifiés correspondent à un périmètre bien délimité et peuvent être considérés comme « indépendants », en revanche, il existe des risques de recouvrements entre certains avantages dont il peut être délicat d'évaluer s'ils sont complètement indépendants les uns des autres.

Nota Bene : Dans ce document, nous définissons la « collectivité » dans son sens le plus large, c'est-à-dire :

- l'ensemble des acteurs du système électrique (producteurs, fournisseurs, opérateurs d'effacement, consommateurs électriques)
- l'ensemble des autres entités économiques (l'Etat, l'ensemble des citoyens et des entreprises autres que celles du secteur de l'électricité)

La « collectivité » retenue dans le présent document recouvre donc bien un périmètre plus large que les seuls consommateurs d'électricité.

Les avantages potentiels de l'effacement pour la collectivité identifiés peuvent être regroupés en deux grandes catégories:

- d'une part, les avantages de l'effacement liés au fonctionnement et à la gestion du système électrique : l'effacement possède de nombreuses valeurs pour le système électrique directement qui sont explicitées par la suite
- d'autre part, les avantages de l'effacement pour la collectivité dans son ensemble, non liés au fonctionnement et à la gestion du système électrique.

B.1. Les avantages de l'effacement pour le fonctionnement et la gestion du système électrique

- Valeur capacitaire :

Au même titre que les capacités de production d'électricité, les effacements constituent un moyen de gestion de l'équilibre offre-demande et participent de ce fait à la sécurité d'approvisionnement du système électrique. En particulier, les effacements peuvent être utilisés lors des périodes de pointe afin de garantir l'équilibre du système électrique.

Ainsi, la mise en place de capacités d'effacement peut réduire le besoin de construction de nouvelles unités de production ou le maintien en fonctionnement d'unités existantes qui seraient nécessaires à la sécurité d'approvisionnement du système électrique. Les effacements peuvent contribuer à minorer les coûts de construction ou de maintenance de centrales (coûts fixes évités relativement aux annuités d'investissement ou de maintenance). Cette valeur « capacitaire » concourt à la fois à l'objectif de « *sécurité d'approvisionnement* » et de « *maintien d'un prix de l'énergie compétitif* » via les coûts évités.

- Valeur énergie :

Les effacements de consommation constituent une « non consommation » d'un certain volume d'électricité. Par rapport à une situation de référence dans laquelle cette consommation aurait lieu, les effacements évitent donc la production de ce volume d'électricité additionnel et les coûts variables associés (combustibles et divers autres coûts exploitation,...). Ils constituent à ce titre un avantage pour la collectivité au titre du « *maintien d'un prix de l'énergie compétitif* ».

Cette « valeur énergie » ne constitue cependant pas mécaniquement un « gain net » car les consommations effacées peuvent faire l'objet de reports totaux ou partiels. Théoriquement, cette valeur peut même être négative (et donc constituer un coût) si les effacements sont reportés sur une période durant laquelle le coût variable des unités de production marginales est supérieur à celui des unités marginales mobilisées lors de la période d'effacement. Ce cas-limite ne correspond certes pas à l'utilisation rationnelle de mécanismes d'effacement, mais devra être toutefois considéré.

- Valeur de flexibilité :

Au même titre que certaines unités de production, les effacements peuvent être utilisés pour leur capacité à compenser rapidement des aléas techniques ou des erreurs de prévisions de l'équilibre offre/demande sur le système électrique. Certains effacements sont en effet particulièrement « flexibles » (délai d'activation très court, montée en puissance, atteinte de la capacité d'effacement cible très rapide). Comme le rappelle RTE (dans le document sur la

mise au point du « volet économique » des règles « NEBEF 1.0 »), la demande de flexibilité est inélastique puisque déterminée entièrement par des critères techniques. Ainsi, en permettant l'accès à une source de flexibilité potentiellement plus compétitive et efficace, les effacements peuvent donc induire une diminution du coût global des besoins de flexibilité utilisés par le gestionnaire de réseau et constituent un avantage pour la collectivité en répondant à l'objectif « *d'assurer la sécurité d'approvisionnement* » et de « *maintien d'un prix de l'énergie compétitif* »

- **Economies de réseaux :**

Les effacements de consommation peuvent représenter, dans certains cas particuliers discutés par la suite, un avantage pour la collectivité lié à leur impact sur les réseaux d'acheminement d'électricité, de distribution comme de transport. Ces avantages peuvent être de plusieurs natures :

o Réduction des pertes d'acheminement :

L'acheminement d'un kWh électrique de son lieu de production vers son lieu de consommation implique des pertes réseaux liées à la résistance des lignes d'acheminement. La totalité des pertes représentent aujourd'hui environ 7 à 8% de la consommation nette d'électricité⁸ française. Néanmoins, les pertes provoquées par la consommation d'un kWh varient fortement en fonction de la localisation de cette consommation sur le réseau d'acheminement. D'une part, en moyenne, les pertes liées à l'acheminement sur le réseau de transport (réseau opéré par RTE) représentent environ 2,5 % du volume net d'électricité soutirée sur ce réseau. D'autre part, au sein d'un même niveau de tension, dans certains cas particuliers (en cas de refoulement de production locale), les effacements de consommation peuvent au contraire engendrer une augmentation des pertes.

Néanmoins, en évitant la production d'un volume d'électricité donné, les effacements permettent de réduire la quantité d'électricité acheminée sur les réseaux de transport et de distribution et donc, dans la plupart des cas, de réduire les pertes réseaux, représentant donc une économie des coûts dans ce domaine.

Cette diminution globale des pertes en ligne liées aux effacements de consommation n'est évidemment réelle que dans la mesure où le report des consommations « effacées » sur d'autres périodes de consommation est limité.

o Investissements évités ou reportés :

Certaines zones de consommation bénéficient de capacités d'acheminement de l'électricité limitées pouvant impliquer des congestions fréquentes dès aujourd'hui ou potentiellement fréquentes à l'avenir en prévision de l'évolution des consommations d'électricité de ces zones. Pour répondre à cette problématique, les gestionnaires de réseaux sont amenés à planifier des investissements de renforcement des capacités d'acheminement vers ces zones de consommations « contraintes ». Le développement d'effacements dans ces zones de consommation peut permettre de différer dans le temps des investissements initialement prévus à une échéance plus courte (voire de trouver une solution lorsque de tels investissements sont impossibles ou très contraints). Dans ce cas, la valeur représentée par ces effacements correspond à la rémunération du capital non investi sur la durée de report de l'investissement. Si celui-ci est pérenne dans le temps, le développement d'effacements dans ces zones « contraintes » peut permettre d'éviter ces investissements. Dans ce cas, la valeur représentée par ces effacements correspond

⁸ Pour les années 2009, 2010 et 2011, le rapport « pertes réseaux / consommation nette » est respectivement de 7,4%, 7,8%, et 7,9% (données RTE – statistiques annuelles l'électricité)

à la valeur même de l'investissement initialement envisagé ainsi qu'aux coûts d'exploitation des infrastructures.

Il est néanmoins important de souligner que cet avantage de l'effacement pour la gestion du réseau ne représente une valeur réelle que dans la mesure où les opérateurs de réseaux les intègrent dans leurs études de développement du réseau : mais, s'ils n'ont pas connaissance de ces ressources ou si leur fiabilité ou leur pérennité est incertaine, ou encore, s'ils n'ont pas la main sur leur activation au service du réseau, ils pourraient continuer à dimensionner le réseau sans les prendre explicitement en compte⁹ et il n'y aura donc pas d'économie réelle. D'autre part, cette valeur pour le réseau n'est réelle que dans certaines zones spécifiques déjà congestionnées ou devant l'être à court ou moyen terme. Dans ce cas, elle suppose qu'il n'y ait pas déplacement de congestion (ie que l'éventuel report de consommation ne crée pas une nouvelle congestion), voire effet rebond, se traduisant par un surcroît d'appel de puissance lorsque l'effacement est interrompu.

- **Amélioration de l'efficacité du marché de l'énergie :**

Les effacements de consommation constituent de nouvelles offres venant renforcer la concurrence et dynamiser les échanges sur le marché de l'électricité. A ce titre, ils permettent donc une diminution du pouvoir de marché potentiel des acteurs de la production. Cette diminution du pouvoir de marché des producteurs peut avoir une influence particulièrement importante lors des périodes de pointes de consommation pendant lesquelles certaines unités de production peuvent être, sans élasticité de la demande au prix, « incontournables » pour répondre à la demande. De plus, les opérateurs d'effacements permettent d'améliorer l'élasticité de la demande au prix en compensant le manque d'information des clients vis-à-vis de l'évolution en temps réel des prix de marché. Ces deux effets combinés rapprochent de l'optimum économique d'un marché de l'électricité caractérisé par une concurrence pure et parfaite et une élasticité parfaite de la demande au prix de marché. Sans garantir une diminution moyenne des prix, ces deux avantages de l'effacement permettent néanmoins d'assurer que le prix se rapproche du « juste » prix de marché en diminuant les rentes indues risquées dans un marché trop concentré. A ce titre, l'effacement représente un avantage pour la collectivité en contribuant au « *maintien d'un prix compétitif de l'énergie* »

- **Impact sur le prix de marché :**

L'activation d'effacements sur le marché énergie permet, comme l'introduction d'un nouvel actif de production compétitif, de diminuer le prix de marché de l'électricité en se substituant à des actifs de production à coûts variables plus élevés. En pratique, cette activation des capacités d'effacement se traduit par un bénéfice pour les consommateurs (s'ils paient un prix indexé marché) et pour les fournisseurs (qui voient leur coût d'approvisionnement diminuer), compensé en partie par une perte au détriment de la communauté des producteurs (dont la rente infra-marginale diminue). En réalité, cet impact engendre principalement une redistribution de valeur des producteurs vers les fournisseurs, qui ne constitue pas une création nette de valeur. Les différents effets de la diminution du prix de marché sur les acteurs du système électrique sont expliqués plus en détail en partie 5 du document.

D'autre part, si cet avantage de diminution des prix spot fait ici l'objet d'une « catégorie » spécifique dans notre étude avec une quantification spécifique par la suite, elle englobe probablement partiellement deux autres avantages identifiés que sont l'amélioration de l'efficacité du marché et la couverture au risque prix des hydrocarbures (cf diversification des sources d'approvisionnement)

⁹ Leur prise en compte « implicite » est discutée infra

B.2. Les avantages de l'effacement pour la collectivité dans son ensemble

- Economies d'énergie :

Sous réserve d'un report limité des consommations à d'autres périodes, les effacements réduisent les consommations énergétiques et participent ainsi à l'objectif de « *maîtrise de la demande d'énergie* ». Encore une fois, cette participation aux économies d'énergie n'est effective que dans la mesure où le report des consommations « effacées » sur d'autres périodes de consommation est limité.

Néanmoins, les économies d'énergie liées aux effacements correspondent à une perte d'utilité pour le consommateur (par exemple, si les effacements diffus sur le chauffage électrique permettent de réaliser des économies d'énergie, ces économies d'énergie sont probablement dues à une baisse de la température du logement concerné) et ne sont donc pas directement comparables avec les économies d'énergie procurées par exemple par des travaux d'isolation qui représentent des économies d'énergie pour un niveau de confort inchangé.

- Réduction des émissions de CO2 :

Une baisse de la consommation d'électricité peut réduire le recours aux moyens de production qui peuvent émettre des gaz à effet de serre, selon la technologie de production exploitée. S'ils ne sont pas compensés par une production locale « carbonée » (typiquement un groupement électrogène fonctionnant au fioul), les effacements de consommation permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre et représentent donc un avantage pour la collectivité au titre de « *la lutte contre l'aggravation de l'effet de serre et la préservation de la santé humaine et de l'environnement* ». Néanmoins, pour les effacements couplés à une production locale d'électricité fortement émettrice de CO2, le bilan en termes d'émissions de CO2 peut s'avérer négatif si les émissions évitées des unités de production raccordées au réseau qui voient leur production diminuer sont inférieures aux émissions engendrées par la production locale d'électricité.

D'autre part, à l'instar des potentiels avantages en termes d'économies d'énergie et de pertes réseaux, la réduction des émissions de gaz à effet de serre est effective dans la mesure où le report des consommations « effacées » sur d'autres périodes de consommation est soit limité soit réalisé sur une période de consommation avec un contenu CO2 marginal de l'électricité moins élevé. En effet, si la totalité des consommations « effacées » sont reportées par ailleurs sur une autre période de consommation, les émissions évitées peuvent être fortement réduites voire « négatives » (l'effacement induit une augmentation des émissions de CO2) si le facteur d'émissions des unités marginales de production lors de la période de report sont supérieures au facteur d'émissions des unités marginales de production lors de la période d'effacement.

- Diversification des sources d'approvisionnement :

Le recours à l'effacement permet de diversifier les sources d'approvisionnement utilisées pour la gestion de l'équilibre offre/demande du système électrique et donc, en particulier, de diminuer les importations de combustibles fossiles. Cet avantage des effacements possède une double valeur pour la collectivité :

- au regard des objectifs du code de l'énergie, les effacements représentent une valeur d'amélioration de « *l'indépendance stratégique de la nation* »
- une *valeur d'option* liée à la diminution de l'exposition de l'économie nationale à la fluctuation du cours des énergies fossiles (couverture du risque prix).

- **Compétitivité industrielle :**

Les effacements industriels peuvent constituer une nouvelle source de revenus pour les industriels français, diminuant ainsi leur facture énergétique globale. Cette nouvelle source de revenus améliore ainsi la compétitivité des entreprises industrielles. Pour les industries actives sur des marchés locaux, l'amélioration de la compétitivité n'est réelle que si seuls certains industriels bénéficient de mécanismes de valorisation en place, par rapport à d'autres qui n'en tireraient pas profit. Pour les industries en situation de compétition internationale, les revenus supplémentaires procurés par les effacements contribuent à la compétitivité de ces entreprises par rapport aux industries concurrentes ne pouvant pas bénéficier du levier « effacement » et représente à ce titre un avantage pour la collectivité en contribuant à « *la compétitivité économique de la nation* ».

- **Création d'emplois et innovation :**

Dans le cadre d'activités de R&D sur la filière effacement, de la construction et l'exploitation d'un parc d'effacement en France, de la production et l'installation d'équipements ou solutions d'effacement, le développement de la filière effacement peut représenter un potentiel de création d'emplois et d'activité économique sur le territoire nationale.

Ce potentiel de création d'emplois et d'activité économique doit néanmoins être nuancé par deux éléments principaux :

- o d'une part, la prise en compte des emplois substitués par le développement de la filière effacement en France : en diminuant la production des unités de production d'électricité et en permettant d'éviter la construction de nouvelles unités de production, le développement de la filière effacement peut détruire des emplois dans la filière de production d'électricité.
- o d'autre part, la localisation des emplois créés : si les emplois créés par la production des équipements (ou d'autres maillons de la chaîne de valeur) sont créés à l'étranger, l'avantage pour la collectivité française¹⁰ disparaît.

Ce potentiel de création d'emplois est discuté au chapitre 5.

Identification des avantages de l'effacement pour la collectivité au regard des objectifs de la politique énergétique nationale

Avantages de l'effacement pour la collectivité	Objectifs de la politique énergétique nationale								
	Indépendance énergétique	Compétitivité économique	Sécurité d'approv.	Prix compétitif de l'énergie	Lutte contre l'effet de serre.	Maîtrise de la demande d'énergie	Diversification de l'approv.	Réduction du recours aux énergies fossiles	Cohésion sociale et territoriale
Valeur capacitaire		✓	✓						
Valeur énergie			✓						
Valeur de flexibilité		✓	✓						
Economies de réseaux			✓						
Impact sur le prix de marché			✓						
Amélioration de l'efficacité du marché de l'énergie			✓						
Economies d'énergie					✓				
Réduction des émissions					✓				
Diversification des sources d'approvisionnement	✓						✓	✓	
Compétitivité industrielle		✓							
Création d'emplois et d'activité économique									✓

¹⁰ Cette considération soulève la question la définition de la collectivité : doit-on considérer la collectivité comme la collectivité française ou la collectivité européenne ? En d'autres termes, la création d'emplois en Europe mais hors de France d'entreprises d'effacement françaises doit-elle être considérée comme un avantage pour la collectivité ou non ?

4. IDENTIFICATION DES DISPOSITIFS VALORISANT CERTAINS DE CES AVANTAGES

Cette partie du document analyse l'ensemble des mécanismes valorisant actuellement certains des avantages de l'effacement préalablement listés pour la collectivité. Cette analyse permet d'isoler les avantages non valorisés et qui pourraient justifier une prime.

La loi indique que la prime doit être « *versée aux opérateurs d'effacement au titre de leur contribution aux objectifs définis aux articles L. 100-1 et L. 100-2 et des avantages procurés à la collectivité* ».

Les valeurs de ces avantages de l'effacement peuvent aujourd'hui potentiellement être captée par différentes entités dont :

- l'opérateur d'effacement (ie l'entité assurant l'exploitation des capacités d'effacement)
- les consommateurs s'effaçant
- l'ensemble des consommateurs (et non spécifiquement les consommateurs s'effaçant)
- les fournisseurs
- les producteurs
- les gestionnaires de réseaux
- la collectivité dans son ensemble

Pour ne pas mettre en place une double rémunération de certaines valeurs de l'effacement auprès des opérateurs d'effacement, les valeurs déjà captées par l'opérateur d'effacement n'ont pas lieu d'être intégrées dans la prime. La question se pose néanmoins, en ce qui concerne les valeurs de l'effacement pour la collectivité qui sont captées par les consommateurs s'effaçant. Dans le cas d'un consommateur valorisant lui-même ses capacités d'effacement (ie sans recours aux services d'un agrégateur), le consommateur s'effaçant et l'opérateur d'effacement représentent la même entité. Néanmoins, ces deux entités peuvent aussi être considérées comme deux agents économiques distincts : dans certains modèles d'affaires de l'effacement diffus, l'opérateur active des effacements indépendamment de l'intérêt économique du consommateur effacé ; inversement, l'opérateur d'effacement ne rémunère pas le consommateur effacé : il pourrait dès lors être argué que l'absence de transaction ne permettrait pas le transfert d'un signal économique (d'un avantage) entre les deux agents économiques.

Cependant, dans cette étude, **nous considérons l'entité « opérateur d'effacement » mentionnée par la loi comme égale à l'ensemble « consommateur s'effaçant + opérateur d'effacement »**. En effet, nous considérons que l'éventuelle absence de lien économique contractualisé entre les deux entités ne démontre pas que l'avantage retiré par le consommateur effacé n'est aucunement capté par l'effaceur

En effet, un consommateur n'acceptera de souscrire un contrat avec un opérateur d'effacement que s'il en retire un bénéfice. Les exemples émergents suggèrent que le bénéfice attendu est bien de nature économique puisque les opérateurs d'effacement diffus communiquent sur une économie de consommation des adhérents à leur programme. Si, ce consommateur estime par exemple avoir besoin d'une rémunération de 40 € par MWh effacé, afin de compenser la contrainte que pourrait représenter l'activation d'effacement (potentielle perte de confort pour un particulier par exemple), cette valeur, matérialisée par la réduction de la facture du consommateur, sera économisée par l'opérateur d'effacement qui n'aura pas à la payer au consommateur, en compensation de sa participation à son programme. Ainsi, l'opérateur d'effacement bénéficie déjà des 40 €/MWh de rémunération du consommateur qu'il ne devra pas lui-même financer pour activer l'effacement. L'opérateur d'effacement capte donc indirectement la valeur captée directement par le consommateur s'effaçant. En conséquence, le partage de la valeur entre le consommateur s'effaçant et l'opérateur d'effacement relève d'une transaction économique implicite, interne à ces deux entités ; elle est donc réglée au travers du schéma de contractualisation mis en place entre ces deux entités ; dans l'hypothèse d'une concurrence effective entre opérateurs d'effacement, pour convaincre des consommateurs d'adhérer à leur offre, elle est réputée aboutir à un juste partage de la valeur entre chacun des acteurs.

En conséquence, les valeurs déjà captées par chacune des composantes de cet ensemble n'ont pas lieu d'être intégrées dans la prime.

A contrario, si, dans le cadre de cette étude et en regard de l'objectif qui lui est assigné, l'opérateur d'effacement et le consommateur s'effaçant étaient considérés comme deux entités distinctes, la méthodologie déboucherait sur des résultats discutables pour l'intérêt général. Il pourrait être ainsi envisagé que la diminution de la part fourniture du tarif et la diminution du TURPE (composante de la valeur de l'effacement captée par les consommateurs s'effaçant) justifie une fraction de la prime versée aux opérateurs d'effacement. Etant donnée le principe de financement envisagé de la prime (financement via la CSPE), une telle rémunération reviendrait à faire payer à l'ensemble des consommateurs une valeur que seuls certains consommateurs (ceux qui s'effacent) captent. Qui plus est, il est aussi important de noter qu'une large part des consommateurs s'effaçant serait constituée de consommateurs exonérés de CSPE (les industriels à forte consommation) et ne participeraient donc pas au financement de cette rétribution.

Nous retenons dans la suite du document le principe suivant : évaluer l'avantage pour la collectivité en termes d'« externalité positive »¹¹ des effacements c'est-à-dire comme la différence entre la valeur globale pour la collectivité et la valeur déjà captée par l'ensemble « consommateur s'effaçant + opérateur d'effacement », et à considérer que seule la valeur de ces externalités positives doit être prise en compte dans le cadre de la prime à verser aux opérateurs d'effacement.

A. Valorisation de la capacité

A court terme, deux mécanismes de valorisation de la valeur de capacité des effacements existent déjà : le mécanisme d'interruptibilité et les appels d'offres effacement réalisés par RTE.

Le mécanisme d'interruptibilité, instauré par la loi NOME et mis en place fin 2012, permet aux grands industriels consommateurs d'électricité d'être rémunérés pour leur capacité à interrompre leur consommation, dans un délai inférieur à 5 secondes, en cas d'extrême tension de l'équilibre offre/demande. Cette rémunération ne peut excéder 82 €/MW/jour (représentant un maximum d'environ 30 k€/MW/an). Ce mécanisme de valorisation ne concerne pas l'ensemble des effacements, puisqu'il est restreint aux effacements des consommateurs raccordés au réseau de transport et dont la capacité interruptible des sites à profil d'interruption instantanée est supérieure à 60 MW – ce qui représente une capacité d'effacement très importante pour un seul site. De plus, la totalité des capacités interruptibles rémunérées ne peut excéder 400 MW.

Les appels d'offres effacement réalisés par RTE, même s'ils ont été conçus dans le cadre du mécanisme d'ajustement dans le but de constituer des réserves additionnelles aux réserves rapides et complémentaires (et donc plutôt dans un objectif d'augmentation des sources de flexibilités exploitables par RTE), représentent néanmoins, indirectement, une valorisation de la capacité des effacements¹². Tout comme le mécanisme d'interruptibilité, les appels d'offres effacements, d'une part sont limités en volume (400 MW en 2012), d'autre part possèdent des critères d'exigibilité (seuil de participation à 10 MW, critères de durée maximale d'activation) qui pourraient ne pas permettre à l'ensemble des opérateurs d'effacements de bénéficier de cette valorisation de capacité.

A plus long terme, le mécanisme de capacité, prévu par la loi NOME, devrait entrer en vigueur pour l'hiver 2016/2017 ; il donnera une valeur aux capacités d'effacements, comme à toute capacité de

¹¹ i.e. la valeur de l'impact que crée un agent économique sur d'autres agents économiques sans que celui-ci ne puisse prétendre à reversement compensatoire pour la valeur économique de ce bénéfice (ou inversement, qu'il n'ait à payer un dédommagement)

¹² En effet, la demande de flexibilité est inélastique puisque déterminée entièrement par des critères purement techniques. Le volume contractualisé d'effacements via l'appel d'offre effacement vient aujourd'hui en addition aux volumes de ces réserves et non en substitution à ces réserves. La valeur de flexibilité des effacements contractualisés dans ces appels d'offre est donc probablement très limitée.

production contribuant à la sécurité d'approvisionnement¹³. Ainsi, ce mécanisme internalisera les externalités liées à la valeur de sécurité d'approvisionnement des centrales de production et les effacements.

Dans l'attente de l'entrée en vigueur effective de ce mécanisme, la loi prévoit l'organisation d'un appel d'offre spécifique pour l'hiver 2015/2016, qui vise notamment à préparer la filière au déploiement du mécanisme-cible, et dans lequel, là encore, les effacements et les capacités de production seront en concurrence.

En ce qui concerne la phase transitoire, antérieure à l'hiver 2015/2016, nous relevons que les analyses d'équilibre offre-demande conduites par RTE dans le cadre du Bilan Prévisionnel, montrent que le critère de défaillance est supérieur à la consigne de 3 heures jusqu'à l'année 2015 incluse. La valeur d'une capacité de production ou d'effacement supplémentaire est donc nulle *a priori* jusqu'à 2015 (le système électrique français ne nécessitant pas de capacité supplémentaire aujourd'hui selon RTE).

Ce constat pourrait cependant être nuancé par une notion de valeur de capacité « latente » : ainsi, cette situation de « surcapacité » serait trompeuse car, l'équilibre économique de certains actifs n'étant pas garanti (les centrales au gaz ne recouvrant aujourd'hui pas leur coûts fixes par exemple), ces actifs auraient dû déjà être mis sous cocon et le seront rapidement, modulo le jeu d'acteurs entre producteurs. Ces mises sous cocon éventuelles révéleraient alors cette valeur de capacité « latente ». Néanmoins, il ne nous semble pas pertinent de justifier le versement d'une prime de capacité à court-terme aux effacements au titre de cette potentielle valeur de capacité « latente » des actifs de production. Ce point est discuté en annexe E.

D'autres acteurs de marché ont pu contester que les mécanismes prévus soient adaptés à répondre aux problèmes de sécurité d'approvisionnement : ces mécanismes révéleraient une valeur de capacité « instantanée », incapable d'adresser un signal économique pertinent pour justifier les investissements requis à terme : le prix de la capacité pourrait être très volatile ; le système serait alors, tour à tour, en surcapacité puis en sous-capacité, à contretemps par rapport à ces signaux défaillants. A ce titre, la valeur de capacité pertinente, qui devrait être retenue année après année, est celle des coûts fixes annuels de l'actif marginal d'un parc de production adapté (une turbine à combustion *a priori*, soit de l'ordre de 60 €/kW/an aujourd'hui). La prime devrait donc être établie sur la base de cette valeur en y défalquant les éventuels revenus de capacité qu'un investisseur pourrait retirer des mécanismes existants.

Dans la suite de ces travaux, nous ne retenons pas ces arguments pour, notamment, deux raisons ;

- il est délicat de poser comme hypothèse que des mécanismes récemment instaurés par la loi, seront défaillants
- le principe d'une valeur de capacité virtuellement constante, si elle devait suffire pour que les filières d'effacement trouvent leur rentabilité économique, pourrait conduire à un développement de l'effacement sans corde de rappel par rapport au besoin réel du système électrique (dans l'éventualité où le gisement d'effacement devait être supérieur aux besoins de pointe)

Ainsi, nous estimons que la prime à verser aux effacements ne doit pas comprendre de « valeur capacitaire » car celle-ci peut être considérée comme nulle aujourd'hui, selon RTE et qu'elle sera, à la mise en place du mécanisme de capacité, internalisée et, donc, intégralement captée par l'opérateur d'effacement.

B. Valorisation de l'énergie

¹³ Les fournisseurs d'électricité seront responsables de couvrir, via des crédits de capacité, la consommation de leurs clients à la pointe. Cette valeur peut néanmoins être différente de la valeur optimale théorique du fait des potentielles erreurs de prévisions des consommations à la pointe des clients réalisés par chaque fournisseur.

La valeur « énergie » de l'effacement est égale aux coûts évités de production du kWh non consommé et peut être segmentée en deux composantes :

- les économies liées à la réduction de la facture du consommateur (à hauteur de la part variable de son tarif de fourniture)
- les économies additionnelles représentées par la différence qui peut exister entre le coût variable du kWh de production évité et la part variable du tarif de fourniture.

Aujourd'hui, les opérateurs d'effacements ne peuvent pas directement participer au marché « énergie » hors ajustement (marché Spot, achat/vente d'électricité en OTC). La valeur « énergie » de l'effacement ne peut être valorisée aujourd'hui en totalité que lorsque l'opérateur d'effacement est lié au fournisseur et que l'effacement est réalisé à la demande du fournisseur dans un objectif d'optimisation de son portefeuille. Dans ce cas, le fournisseur bénéficie de la valeur « énergie » de l'effacement dans le sens où il évite des coûts de production ou d'achat de l'électricité supérieurs aux revenus de vente de cette électricité (part fourniture du tarif réglementé ou des offres de marché payé par le consommateur). Le consommateur, lui, économise bien sur sa facture le prix de vente de détail de la fourniture d'électricité en réduisant sa consommation. La valeur « énergie » de l'effacement est donc entièrement valorisée. Néanmoins, la nécessité d'être lié au fournisseur d'électricité pour valoriser cette valeur « énergie » de l'effacement est un facteur pouvant potentiellement limiter le développement des opérateurs d'effacement.

Cette situation devrait être levée à partir de la mise en place du mécanisme dit NEBEF (Notification d'Echange de Bloc d'Effacements) dont une première expérimentation doit être lancée durant l'année 2013. Ce mécanisme devrait mettre en place un cadre réglementaire spécifique permettant aux opérateurs d'effacement de participer directement au marché « énergie » (vendre des kWh non consommés sur le marché au même titre qu'un producteur vend ses kWh) sans être lié au fournisseur du consommateur s'effaçant.

En effet, le mécanisme NEBEF va permettre à l'opérateur d'effacement d'être rémunéré au prix Spot du marché énergie moins la part fourniture du tarif (réglementé ou offre de marché) du consommateur effacé. Dans ce cas de figure, le consommateur effacé maintient son gain égal à la réduction de sa facture (à hauteur de la part fourniture de son tarif) et l'opérateur d'effacement pourra capter la valeur additionnelle représentée par la différence qui peut exister entre le coût variable du kWh de production évité (en théorie égal au prix spot) et le versement, égal à la part fourniture du tarif (que l'opérateur d'effacement doit rétribuer au responsable d'équilibre du consommateur effacé).

Si les niveaux de versement mis en place représentent bien la part fourniture du tarif de vente de l'électricité du client effacé (tarif réglementé ou offre de marché)¹⁴, **ce mécanisme permettra donc à l'opérateur d'effacement et au consommateur s'effaçant de capter l'intégralité de la valeur « énergie » de l'effacement (coût de production évité). Il n'y a donc pas d'externalité positive liée à cette valeur « énergie » et cette valeur ne doit donc pas faire l'objet d'une intégration dans la prime.**

Néanmoins, pour que ce levier de valorisation des effacements ne constitue une sur-rémunération de l'effacement par rapport à sa valeur réelle pour la collectivité, le mécanisme NEBEF devrait, à terme, intégrer la prise en compte de l'effet-report des effacements de consommation. Ainsi, afin de refléter au plus juste cette valeur énergie de l'effacement (en prenant bien en compte un « effet net »), il conviendra à terme de mettre en place un traitement du report symétrique à celui de l'effacement.

Par ailleurs, le retour d'expérience RTE sur l'effacement diffus, mettant en évidence de possibles effets induits négatifs sur des acteurs non participants aux effacements ; si de tels effets pouvaient constituer des « externalités négatives », il conviendrait d'analyser leur niveau pour éventuellement en corriger la prime.

¹⁴ Et donc dans l'hypothèse où les niveaux de versement définis n'aboutissent pas in fine à une sur-rémunération (ou une sous-rémunération) de l'opérateur d'effacement

C. Valorisation de la flexibilité

Différents mécanismes valorisant la flexibilité des outils de production et d'effacement existent déjà sur le système électrique français. Le mécanisme principal permettant au gestionnaire d'équilibrer le réseau en faisant appel aux sources de flexibilité disponibles est le mécanisme d'ajustement.

A travers le **mécanisme d'ajustement**, RTE exprime chaque jour les besoins de flexibilité lui permettant de compenser les écarts d'équilibre offre/demande anticipés et garantissant ainsi la bonne gestion du réseau. Les entités d'ajustement (centrales de production ou consommateurs) fixent eux-mêmes le prix de leur flexibilité et soumettent leurs offres à RTE qui sélectionne parmi ces offres la ou les sources de flexibilité les plus compétitives répondant aux critères techniques nécessaires à l'équilibrage. Le mécanisme d'ajustement fait émerger un prix de marché de la flexibilité et internalise le bénéfice procuré au système.

En plus des revenus variables (en €/MWh) de « flexibilité » qui peuvent être tirés de l'activation d'un effacement sur le mécanisme d'ajustement, les effacements peuvent aussi bénéficier d'une valorisation de leur flexibilité sous forme d'une prime fixe via la participation aux réserves. En effet, chaque année, RTE s'assure de la disponibilité suffisante de flexibilité à tout moment en contractualisant des réserves via la constitution des **réserves rapides et complémentaires** qui donnent une prime fixe aux sources de flexibilité en compensation d'une garantie de disponibilité sur le mécanisme d'ajustement. Ces réserves sont constituées par des procédures concurrentielles (appel d'offre). Les effacements peuvent d'ores et déjà participer aux appels d'offres pour les réserves rapides et complémentaires. En plus de ces réserves, RTE réalise également un appel d'offre spécifique aux effacements pour disposer de capacités supplémentaires utilisables pour gérer l'équilibre offre/demande qui peut être vu comme un mécanisme de valorisation de la valeur flexibilité et capacité des effacements (cf paragraphe 3.A. « valorisation de la capacité »).

Néanmoins, plusieurs contraintes pèsent sur les effacements participant à ces réserves et limitent cette valorisation de la flexibilité :

- les seuils de puissance minimum acceptés sur le mécanisme d'ajustement et pour les appels d'offres effacement sont aujourd'hui de 10MW¹⁵, obligeant les effacements diffus à être agrégés pour pouvoir valoriser leur flexibilité
- les seuils pour les réserves sont de 50 MW pour les réserves rapides et 25 MW pour les réserves complémentaires et les effacements diffus n'ont pas accès à ces réserves.

Ces contraintes techniques sont cependant nécessaires pour s'assurer que les capacités contractualisées permettront réellement de garantir la bonne gestion de l'équilibre offre/demande sur le réseau.

Ajoutée à ces mécanismes de valorisation de la flexibilité gérés par le gestionnaire du réseau de transport, la flexibilité des effacements sera aussi valorisée grâce à la mise en place du mécanisme NEBEF permettant aux opérateurs de valoriser la flexibilité des effacements en participant aux échanges infra-journaliers qui permettent aux responsables d'équilibre d'adapter leurs programmes de production et de consommation afin d'affiner leurs positions et de minimiser leurs écarts.

Ainsi, la valeur de flexibilité que représentent les effacements peut déjà être captée par les opérateurs d'effacement via des mécanismes existants (ou le sera par la mise en place du mécanisme NEBEF) pour la majorité des types d'effacements et n'a donc pas vocation à être intégrée dans la prime.

La seule limitation existante à cette valorisation est la contrainte de seuils de puissance liée à la participation au mécanisme d'ajustement et aux réserves. Seuls les effacements de petite capacité peuvent donc aujourd'hui ne pas être valorisés pour leur flexibilité : une agrégation des capacités est nécessaire et n'est possible que si un parc de capacités d'effacement diffus est constitué par un même opérateur d'effacement. Ainsi tant que les opérateurs n'atteignent pas ce seuil, la valeur de

¹⁵ Une expérimentation est actuellement en cours en région Bretagne pour abaissement du seuil de 10 à 1 MW

flexibilité de ces effacements n'est pas internalisée par le mécanisme d'ajustement. Deux manières peuvent être envisagées pour palier ce problème :

- la première serait d'intégrer cette valeur dans la prime à verser aux opérateurs d'effacement, en ciblant uniquement les effacements mentionnés précédemment ;
- la deuxième serait d'améliorer les réglementations existantes des mécanismes de valorisation de la flexibilité pour permettre une plus large participation des effacements de toutes sortes (y compris de plus petite capacité).

Etant donnée la complexité que représenterait l'intégration de cette valeur dans la prime à verser aux opérateurs d'effacement (calcul d'une valeur de référence de la flexibilité, versement d'une prime aux seuls effacements diffus, risque de sur-rémunération une fois qu'un opérateur d'effacement atteint un seuil suffisant d'agrégation de capacités pour participer au mécanisme d'ajustement), une amélioration des règles de participation aux mécanismes d'ajustement et aux réserves semble la solution la mieux adaptée en termes pratiques et la plus « juste » car étant adossée à un système concurrentiel (mécanisme de marché).

Enfin, l'argument selon lequel l'ensemble des mécanismes de valorisation de la flexibilité représente un volume global limité de capacités et ne permettra donc pas à l'ensemble des capacités d'effacement d'être rémunéré pour cette valeur de flexibilité ne peut justifier l'intégration de la valeur « flexibilité » dans la prime. En effet, comme le rappelle RTE, le volume des réserves contractualisées chaque année est inélastique puisque déterminé entièrement par des critères techniques. La flexibilité des capacités « restantes » au-delà du volume global contractualisé n'est donc pas nécessaire à la gestion court-terme de l'équilibre O/D. D'autre part, comme nous l'avons mentionné précédemment, les mécanismes de contractualisation de réserves ne sont pas les seuls leviers de valorisation de la flexibilité des effacements qui pourront aussi valoriser cet avantage via NEBEF en réalisant des échanges de blocs en infra-journalier.

D. Valorisation des économies de réseaux

Les valeurs d'économies de réseaux représentées par les effacements sont de deux natures:

- la valeur des **pertes réseaux évitées**
- la valeur **d'investissements reportés ou annulés** permise par le développement d'effacement dans les zones congestionnées.

Les consommateurs s'effaçant captent aujourd'hui un gain lié à l'économie de la part variable d'acheminement du TURPE.

Aujourd'hui le seul mécanisme de valorisation des économies de réseaux procurées par les effacements consiste en l'économie de la part variable du TURPE. En effet, à l'instar du gain réalisé par le client sur la valeur énergie de l'effacement, qui correspond à l'économie de la part fourniture du tarif, le consommateur capte un gain lié aux économies réseaux, qui correspond à la part variable du TURPE dont il bénéficie via la réduction de sa consommation.

Le TURPE, qu'il propose ou non différentes classes temporelles, est défini sur la base des coûts unitaires horaires d'utilisation des réseaux, c'est-à-dire les coûts unitaires horaires d'infrastructure et les coûts unitaires horaires de pertes. Ainsi, en économisant la part variable du TURPE, le consommateur s'effaçant capte déjà un gain lié à la fois à la valeur de pertes réseaux évitées et à la valeur d'infrastructure de report d'infrastructure.

Dans certains cas de figure, ce gain peut être supérieur à la valeur apportée par l'effacement au réseau, représentant alors une externalité négative. Néanmoins, ce gain peut aussi être inférieur à la valeur réellement représentée par l'effacement pour le réseau. Dans ce cas, il existe bien une externalité positive des effacements liée à la valeur réseau qu'ils génèrent et

qui est captée *in fine* par l'ensemble des consommateurs (l'existence du compte de régulation des charges et produits (CRCP) permet de s'assurer que la valeur d'économie de réseaux des effacements, si elle existe, est intégralement retransmise à l'ensemble des consommateurs et n'est pas captée par les gestionnaires de réseau¹⁶).

Externalités positives potentielles liées aux pertes réseaux évitées

Le consommateur s'effaçant économise, via l'économie de la part variable du TURPE, une partie du coût d'achat des pertes subis par les gestionnaires de réseaux. Néanmoins, la valeur des pertes réseaux évitées par les effacements peut être supérieure au prix de référence d'achat des pertes intégré dans le TURPE. En effet, d'une part, les deux composantes de coûts réseaux (les pertes et les infrastructures) sont aujourd'hui intégrées dans le TURPE sous forme d'une part fixe et d'une part variable. Concernant les pertes, le consommateur s'effaçant ne va donc économiser qu'une partie des coûts d'achat des pertes réseaux, celle intégrée dans la part variable TURPE, et non la totalité. D'autre part, le prix de référence d'achat des pertes intégré dans le calcul du TURPE reflète la valeur moyenne, d'un point de vue temporel, d'achat des pertes réseaux. Cependant, les effacements peuvent être réalisés majoritairement pendant des périodes où le prix d'achat des pertes (mais aussi le taux de pertes qui, de manière générale, augmente avec la consommation) est supérieur à la valeur moyennée intégrée dans le TURPE (hypothèse probable étant donné que les effacements sont activés principalement lors des pics de consommation). Ces deux éléments suggèrent que les effacements puissent engendrer, en pratique, une externalité positive liée aux pertes réseaux évitées.

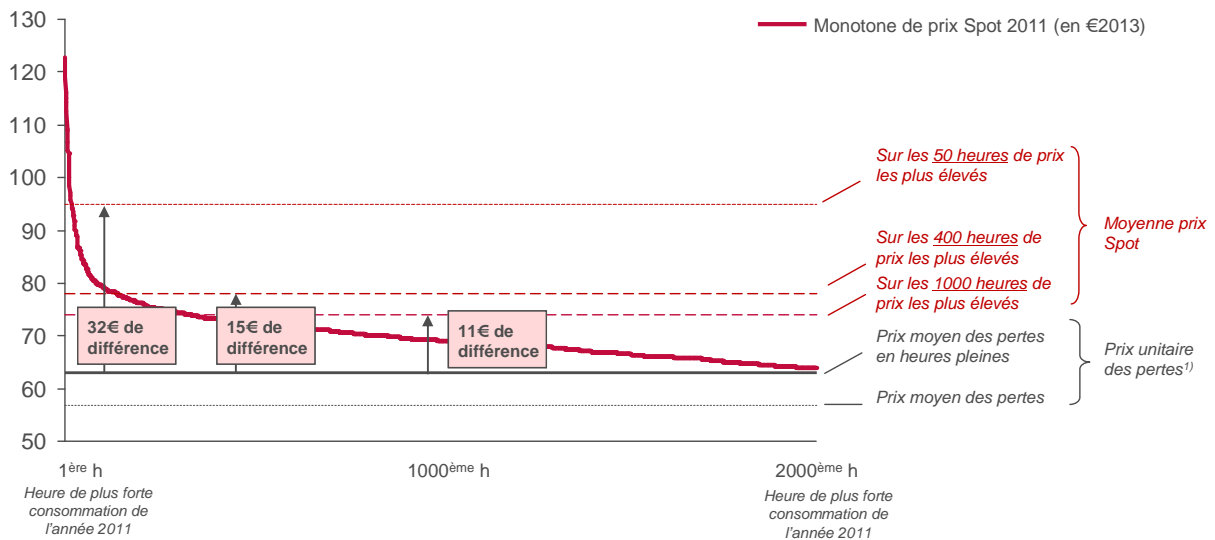
En pratique, la mesure de cette externalité nécessiterait de calculer, ex-post, pour chaque effacement, l'écart entre le prix de référence d'achat des pertes intégré dans le TURPE et la valeur du MWh lors des heures d'effacement.

Une estimation de la valeur maximale de cette externalité peut être réalisée à partir de l'historique de prix spot. Le prix moyen de référence à intégrer dans le TURPE a été proposé par ERDF pour l'année 2013 à 57,3 €/MWh¹⁷, correspondant à un prix moyen pour les heures pleines de 62,8 €/MWh. Fondé sur l'historique des prix spot de l'année 2011, le graphique ci-dessous représente le différentiel de prix entre ce prix unitaire des pertes proposé pour le TURPE et la valeur du MWh lors des heures de prix les plus élevés (respectivement les 50h, 400h et 1000h de prix les plus élevés).

¹⁶ Le CRCP est un compte extracomptable, mis en place dans le cadre du TURPE 2, qui permet de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions pris en compte lors de l'élaboration des tarifs. Ainsi, si des économies sont réalisées par les gestionnaires de réseaux par rapport aux prévisions initiales de dépenses, celle-ci vont être prises en compte via le CRCP et vont venir diminuer l'évolution annuelle prévue du TURPE. La seule limite à cette redistribution des économies aux consommateurs est le seuil imposé d'impact maximal de +/- 2%/an sur le TURPE. Dans ces postes intégrés dans le CRCP figurent notamment le coût d'achat des pertes réseaux et les charges de capital. Ainsi, si l'activation d'effacements permet de diminuer les pertes réseaux et donc le prix d'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux, cette valeur devrait être intégralement retransmise aux consommateurs. De la même manière, si les effacements de consommation permettent un report de certains investissements réseaux et donc une diminution des charges de capital, cette valeur devrait aussi être intégralement retransmise aux consommateurs.

¹⁷ Source : Consultation publique de la commission de régulation de l'énergie du 6 novembre 2012 sur les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de l'électricité

DIFFERENCE ENTRE LE PRIX SPOT ET LE PRIX UNITAIRE DES PERTES INTEGRE DANS LE TURPE PENDANT LES HEURES D'EFFACEMENT (€/MWh)



1) Proposition ERDF pour l'année 2013 concernant les charges de couverture des pertes pour la période du TURPE 4, soumise à consultation publique (CRE, novembre 2013) – hypothèse de prix unitaire des pertes RTE et ERDF équivalent

Source: EPEX SPOT, CRE, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Les résultats montrent que, pour un effacement qui aurait été activé pendant les 50h de prix les plus élevés, l'écart entre le prix unitaire des pertes proposé pour le TURPE et la valeur du MWh aurait été de 32 €/MWh. Pour un effacement activé les 400h (respectivement les 1000h) de prix les plus élevés, ce différentiel aurait été de 15 €/MWh (respectivement 11 €/MWh).

En prenant pour hypothèse un taux de pertes de 2,5%¹⁸ pour le réseau de transport et de 7,7% pour le réseau de distribution, l'externalité positive de l'effacement lié aux pertes évitées peut être estimée à un maximum de :

- Pour 1000 heures d'effacement : **0,9 €/MWh** effacé sur le réseau de distribution et **0,3 €/MWh** sur le réseau de transport ;
- Pour 400 heures d'effacement : **1,2 €/MWh** effacé sur le réseau de distribution et **0,4 €/MWh** sur le réseau de transport ;
- Pour 50 heures d'effacement : **2,5 €/MWh** effacé sur le réseau de distribution et **0,8 €/MWh** sur le réseau de transport.

L'estimation, en ordre de grandeur, de l'externalité « pertes réseau évitées » n'est segmentée ici qu'en deux catégories transport et distribution. Cette segmentation pourrait être réalisée de manière plus fine selon les différents niveaux de tension de chacun des 2 réseaux. Ce raffinement de la méthodologie complexifierait néanmoins la méthodologie de fixation et de versement de la prime.

Ces valeurs représentent néanmoins un maximum car l'exemple numérique réalisé ci-dessus suppose que les effacements sont réalisés uniquement lors des heures de prix les plus élevés et ne tient pas compte des pertes supplémentaires générées par le report de consommation potentiel.

Externalités positives potentielles liée à la valeur des investissements reportés ou évités

¹⁸ Chiffre communiqué par RTE pour le taux de pertes moyen du réseau de transport public

La valeur « infrastructures réseau » potentielle des effacements correspond à la possibilité de reporter ou d'éviter des investissements d'infrastructure réseau dans les zones congestionnées grâce au développement de capacités d'effacement permettant de diminuer la pointe de consommation de ces zones.

Cette valeur d'infrastructure réseau n'est donc réelle que si :

- *A minima*, **les gestionnaires de réseaux sont capables de prendre en compte dans leurs décisions d'investissements l'existence de capacités d'effacement** ou de programmes de développement de capacités d'effacement qui pourraient leur permettre de reporter les investissements prévus
- Au mieux, **les gestionnaires de réseaux ont la main sur l'activation des effacements**, c'est-à-dire qu'ils sont capables d'activer les capacités d'effacement installées, directement ou indirectement via une coopération avec les opérateurs d'effacement, pour que ces capacités permettent réellement une amélioration de l'exploitation du réseau.

A la maille du réseau de transport, il existe des mécanismes permettant de rémunérer cette valeur « infrastructures réseau » des effacements. En effet, au sein du mécanisme d'ajustement, RTE peut justifier une dérogation au principe de préséance économique dans la procédure de sélection des capacités si la localisation de l'entité proposant l'offre d'ajustement permet une meilleure gestion du réseau (RTE peut sélectionner une offre plus chère si, de par sa situation géographique, elle permet une meilleure gestion du réseau – cette possibilité est néanmoins à nuancer car les entités d'ajustement composées de capacités agrégées (notamment les effacements diffus) ne sont généralement pas caractérisées explicitement par leur localisation, bien qu'elle le pourrait, ce qui limite la capacité du gestionnaire de réseau à mettre en œuvre cette dérogation du principe de préséance économique au titre de la localisation des offres d'ajustement). D'autre part, certaines offres sont activées sur le mécanisme d'ajustement spécifiquement au titre de la résolution des congestions réseaux, et valorisent donc leur situation géographique sur le réseau ;

En plus de ces principes, on peut citer l'appel d'offre réalisé pour la région Bretagne qui vise à rémunérer spécifiquement des capacités d'effacement ou de production situées en région Bretagne.

Néanmoins, **il n'existe pas de mécanismes équivalents à la maille du réseau de distribution. Cette valeur « infrastructures réseau » pourrait donc être rémunérée, à la maille du réseau de distribution, via la mise en place de mécanismes *ad hoc* gérés par les gestionnaires de réseaux eux-mêmes, comme cela se fait sur le réseau de transport.**

D'autre part, **les processus de décision relatifs aux programmations d'investissements dans les infrastructures réseaux, fondés sur l'estimation de l'évolution de la puissance souscrite et de son taux d'appel, n'intègrent (évidemment) pas explicitement aujourd'hui, la prise en compte des effacements de consommation.** A ce titre, la valeur « infrastructures réseau » des effacements pourrait être aujourd'hui considérée comme nulle.

Ces processus de décision pourraient toutefois intégrer « implicitement » l'existence de ces effacements : la programmation d'investissement repose, d'une part, sur les perspectives de développement économique et démographique et d'autre part, sur l'observation des appels de puissance historiques de la zone : à ce titre, ils intègrent donc implicitement les effacements. Toutefois, cette situation rend inconnaisable l'économie réalisée par une capacité inconnue du GRD : comment estimer l'investissement qui aurait été nécessaire s'il n'y avait pas eu des capacités d'effacement dont on ne connaît ni la puissance ni les caractéristiques ?

Par ailleurs, en pratique, les économies de réseau seront limitées par l'inertie du renouvellement et du développement du réseau (ie : la mise en place d'une capacité d'effacement aurait pu éviter tel investissement, mais celui-ci vient d'être réalisé, et l'infrastructure concernée ne sera donc redimensionnée que dans 10 à 20 ans : cette capacité d'effacement ne produira donc pas l'économie escomptée, avant le renouvellement de l'infrastructure concernée, sous réserve d'être toujours disponible). Autrement dit, l'effacement n'a de valeur réseau que dans les zones congestionnées dans lesquelles se pose la question d'un renforcement.

Cette situation ne signifie pas pour autant qu'il serait impossible d'exploiter cette valeur « infrastructures réseau » des effacements. **Cela nécessiterait d'améliorer la coopération entre les opérateurs d'effacement et les gestionnaires de réseau, et de mettre en place une incitation « spécifique » poussant les gestionnaires de réseaux à prendre en compte l'alternative « effacement » lors de leurs projets d'investissements et, à ce titre, à rendre explicite la prise en compte de l'effacement dans les processus de programmation des investissements ; c'est déjà le cas, notamment, en Grande-Bretagne où le *Distribution Price Control Review 5* (DPCR5) a créé une « *equalization incentive* » dont le principe est de traiter de façon fongible les charges d'exploitation et les investissements des *Distribution Network Operators*. L'objectif affiché est d'encourager une alternative « effacement » au débiaison de nouveaux investissements réseau.**

E. Valorisation de la réduction des émissions de CO₂

Le système ETS mis en place en 2005 internalise déjà l'externalité liée aux émissions de CO₂ des industries soumises à ce mécanisme dont l'industrie de production d'électricité fait partie. Ce système d'échange de quotas d'émissions de CO₂ délivre un prix de marché qui est par la suite intégré comme un coût additionnel au coût variable de production des centrales en fonction des quantités de CO₂ émises par ces dernières. Le système ETS induit donc une prise en compte de l'externalité négative CO₂ dans les offres des producteurs et cette externalité est donc directement prise en compte au travers du prix de marché de l'électricité. Ainsi, les économies de coûts de production engendrées par les effacements incluent déjà en réalité la valeur liée aux émissions de CO₂ : lors d'un effacement, le fournisseur évitera d'acheter (ou de produire) une quantité d'électricité qui inclut à la fois les coûts variables de production et le coût des émissions de CO₂ que le producteur a intégré dans son offre.

L'externalité CO₂ représentée par les effacements est donc déjà internalisée (donc captée par l'opérateur d'effacement) via le système ETS qui fixe un prix de référence du CO₂ pour l'industrie électrique et ne devrait donc pas être prise en compte dans le calcul de la prime à verser aux opérateurs d'effacement.

Néanmoins, le niveau de valorisation du CO₂ auquel aboutit le système EU ETS est aujourd'hui faible au regard des valeurs de référence du CO₂ définies par certains rapports comme la valeur tutélaire du CO₂ proposée par le rapport Quinet (2009)¹⁹, qui fixait pour l'année 2010, le dommage pour la collectivité associé à l'émission d'une tonne de CO₂ à 32 €₂₀₀₈/tCO₂, ou encore le rapport Stern qui évaluait, en 2006, le coût social du CO₂ à 85 \$₂₀₀₆/tCO₂.

Dès lors, au regard des valeurs tutélaire du CO₂ fixées par les études précédemment mentionnées, le mécanisme EU ETS pourrait être considéré comme n'aboutissant pas à un niveau de valorisation pertinent des émissions de gaz à effet de serre d'un point de vue social et cet écart de valorisation par rapport à une valeur tutélaire du CO₂ pourrait être compensée à travers une modalité spécifique dans la prime versée aux opérateurs d'effacement.

Néanmoins, il s'agirait ici d'introduire un biais favorable à l'effacement, spécifiquement au titre de l'externalité CO₂ qu'il procure, alors que d'autres filières de production (hydraulique ou nucléaire) offrent un avantage similaire : ces filières pourraient-elles être fondées à revendiquer, à ce titre, une prime pour l'avantage qu'elle procure à la collectivité ? Par ailleurs, si le mécanisme ETS était jugé défaillant et que sa correction soit jugée impossible, il pourrait être plus pertinent de le substituer par un mécanisme de type « taxe carbone » qui évite les questions de discrimination et distorsion mal maîtrisées entre filières.

¹⁹ Sur la base des travaux réalisés par Marcel Boiteux pour la commission : « Transport : choix des investissements et coût des nuisances ».

F. Valorisation des économies d'énergie

Nota Bene : Les économies d'énergie mentionnées ici sont les économies d'énergie permises par la diminution des consommations effacées et non les économies d'énergie potentiellement engendrées par une amélioration de la connaissance du client sur ces consommations (via l'affichage des consommations permises par un boîtier d'effacement résidentiel par exemple).

Si les économies d'énergie permises par les effacements sont avérées (ie si l'effet report des effacements n'est pas de 100%), le consommateur valorise les économies d'énergies réalisées par un gain sur sa facture d'électricité (diminution de la part fourniture du tarif). En ce sens, les économies d'énergie sont déjà valorisées par le consommateur (et donc indirectement par l'opérateur d'effacement au travers de son contrat avec le consommateur).

Néanmoins, de la même manière que les effacements, les économies d'énergie réalisées via d'autres « technologies » (rénovation thermique du bâtiment, amélioration des systèmes de chauffage, ...) permettent aussi une économie sur la facture énergétique. Cependant, ces « technologies » bénéficient tout de même de mécanismes de soutien « additionnels » (dispositif CEE, crédits d'impôts, prêts bonifiés, TVA réduites, ...) justifiés par le fait que le consommateur n'est pas en réalité capable de mesurer le gain réel qu'il retirerait d'une réduction du gaspillage et donc la valeur réelle pour la collectivité d'une diminution des consommations d'énergie.

Ainsi, si les économies d'énergie liées aux effacements sont avérées, cet avantage pour la collectivité pourrait justifier la mise en place de mécanismes de soutien « additionnels » pour les effacements à l'image des autres technologies d'efficacité énergétique qui bénéficient de plusieurs mécanismes de soutien.

Deux solutions sont envisageables afin de faire bénéficier aux effacements d'un soutien financier additionnel au titre des économies d'énergie qu'ils pourraient procurer :

- l'intégration d'une composante « économie d'énergie » dans la prime à verser aux opérateurs d'effacement mentionnée par la loi
- l'amélioration des dispositifs de soutien existants (CEE, crédits d'impôts, prêts bonifiés,...) afin de permettre l'intégration des effacements dans ces dispositifs.

Intégrer l'effacement dans les dispositifs existants, en particulier le dispositif CEE, permettrait de mettre sur un pied d'égalité l'effacement et les autres technologies permettant la réalisation des économies d'énergie dans la mesure où leurs revenus seraient identiques car liés à la valeur marché du MWh_{cumac} .

Evidemment, l'intégration explicite de l'effacement dans le dispositif CEE nécessiterait de résoudre la problématique du calcul des MWh_{cumac} évités par les effacements liée aux incertitudes sur les points suivants (incertitude forte due au manque de retour d'expérience):

- sur le nombre d'heures effacées par an
- sur l'effet report
- sur l'utilisation effective des boîtiers d'effacement diffus

Cette problématique du calcul des MWh_{cumac} n'est cependant pas spécifique à l'effacement mais est inhérente à la réalisation de fiches standardisées, quelle que soit la technologie.

Si la valeur liée aux économies d'énergie devait être intégrée dans la prime visée par la loi, cette composante « économie d'énergie » devrait logiquement refléter le niveau de « prime » dont bénéficient les autres leviers d'efficacité énergétique aujourd'hui valorisés par le mécanisme CEE. Ce niveau est discuté dans le chapitre 5.

Il est toutefois permis de raisonner différemment et de considérer que la valeur sociale de l'économie d'énergie est, en soi, nulle : ce n'est en effet pas la réduction de consommation qui est un bénéfice pour la collectivité, mais la réduction des externalités négatives qui y sont attachées : CO2 émis pour le produire, pertes réseau, dépendance énergétique, déficit de la balance des paiements...

Or, ces externalités sont, dans cette étude, chiffrées en tant que telles afin de les intégrer à la prime ; intégrer dans la prime une valeur supplémentaire liée à l'économie d'énergie pourrait consister à rémunérer deux fois ces externalités.

G. Impact sur le prix de marché

L'activation d'effacements sur le marché énergie permet, comme l'introduction d'un nouvel actif de production compétitif, de diminuer le prix de marché de l'électricité en se substituant à des actifs de production à coûts variables plus élevés. Les effets de cette diminution des prix, explicités plus en détail en partie 5 du document, sont de deux sortes à court-terme :

- la création d'un **gain net** pour la collectivité :
 - o dont une partie est **captée par les fournisseurs** (*aire rouge ci-dessous*)
 - o dont une partie est **captée par les opérateurs d'effacement** (*aire verte ci-dessous*)
- une **redistribution de valeur des producteurs envers les fournisseurs**, qui ne constitue pas une création nette de valeur (*aire grisée ci-dessous*)

L'impact le plus important (en termes de volumes financiers – cf analyse partie 5) est l'effet redistributif entre producteurs et fournisseurs. En effet, il existe bien, à court terme, une redistribution de valeur entre producteurs et fournisseurs : la diminution du prix de marché, en réduisant la rente infra-marginale des producteurs²⁰, engendre une perte pour ceux-ci, perte qui est intégralement compensée par un gain pour les fournisseurs qui réduisent leurs coûts d'approvisionnement. Néanmoins, cet effet redistributif :

- d'une part, **ne constitue pas une création de valeur en soi**
- d'autre part, sera probablement contrebalancé à long-terme par une augmentation du prix de la capacité sur le marché de capacité et/ou des prix de l'énergie. En effet, si la rente infra-marginale captée par les producteurs sur le marché énergie diminue (du fait d'une diminution des prix à la pointe), les producteurs devraient à long-terme compenser cette perte par une augmentation du prix de la capacité et/ou des prix « Base » de l'énergie.

Ainsi, ce transfert de valeur entre les producteurs et les fournisseurs ne représente pas une externalité positive pour la collectivité (pas de création de valeur) et n'a pas lieu d'être intégré dans la prime évoquée par la loi.

La diminution du prix de marché engendre néanmoins un gain net pour la collectivité. Une partie de ce gain net est déjà captée par l'opérateur d'effacement étant donné que celui-ci, via la mise en place du mécanisme NEBEF, pourra participer au marché énergie en étant payé au prix Spot (moins la part fourniture du tarif du client). Cette valeur, représentée par l'aire verte du graphique ci-dessous, correspond à une partie de la « valeur énergie » mentionnée plus haut.

Néanmoins, l'effacement sera valorisé au prix spot tel qu'il apparaît avec l'activation d'effacement et non au prix spot tel qu'il aurait été sans effacement. Ceci implique qu'une partie du gain net pour la collectivité, représentée par l'aire rouge du graphique ci-dessous, n'est pas captée par l'opérateur d'effacement où le consommateur s'effaçant mais par le fournisseur. Ce gain pour la communauté des fournisseurs pourrait donc être intégré dans la prime à verser aux opérateurs d'effacement. Néanmoins, trois objections peuvent être faites sur ce sujet :

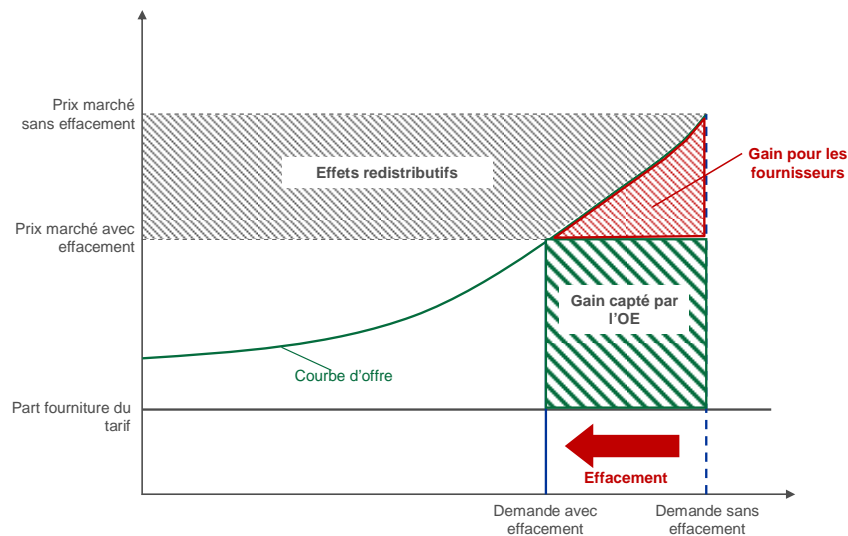
- premièrement, cet impact de l'effacement est équivalent à l'impact de tout nouvel actif de production compétitif dans le *merit order*, qui ne bénéficie pas pour autant d'une prime pour cette externalité positive.
- deuxièmement, l'impact positif de l'effacement sur les prix de marché sera probablement compensé en partie par un impact négatif dû au report des consommations des effacements

²⁰ L'intégrale de la différence entre le prix spot et les coûts variables de production

qui augmentent la consommation pendant les périodes de report et donc pourrait avoir un impact à la hausse sur les prix.

- enfin, ce gain sera à court terme capté par les fournisseurs et nécessiterait donc, pour être redistribué sous forme de prime aux opérateurs d'effacement via la CSPE, d'être préalablement collecté auprès des fournisseurs. En effet, dans un marché concurrentiel parfait avec des prix indexés sur les prix de marché, cette diminution des coûts d'approvisionnement devrait directement bénéficier aux consommateurs. Néanmoins, aujourd'hui, la majorité des consommateurs étant encore au tarif réglementé de vente, ce gain bénéficiera probablement principalement aux fournisseurs et non aux consommateurs.

BILAN DE L'ACTIVATION D'UN EFFACEMENT SUR LES ACTEURS DU SYSTEME ELECTRIQUE



H. Création d'emplois et innovation

Certains mécanismes permettent déjà aujourd'hui aux entreprises de bénéficier d'aides à l'emploi ou à l'innovation par la recherche, comme par exemple le dispositif de « crédit impôt recherche », ou encore les subventions accordées dans le cadre des investissements d'avenir, les subventions de l'ANR, la convention industrielle de formation par la recherche, le contrat de développement innovation... De même, il existe un certain nombre de dispositifs incitatifs à la création d'emplois ; ainsi, le tout récemment introduit Crédit Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi (CICE) « a pour objet le financement de l'amélioration de la compétitivité des entreprises à travers notamment des efforts en matière d'investissement, de recherche, d'innovation, de formation, de recrutement, de prospection de nouveaux marchés, de transition écologique et énergétique et de reconstitution de leurs fonds de roulement. ».

Si ces mécanismes traduisent correctement les valeurs « création d'emplois » et « innovation », aucune valeur additionnelle ne devrait être prise en compte dans le calcul de la prime à verser aux opérateurs d'effacement.

I. Conclusion sur les avantages non ou partiellement valorisés

Les valeurs capacitaire, « coûts de production évités » et flexibilité représentées par les effacements de consommation sont aujourd'hui, soit déjà valorisées par des mécanismes existants permettant d'internaliser ces externalités positives, soit en passe de l'être via la mise en place, à court terme, de nouveaux mécanismes. Il n'y a donc pas lieu dès lors de prévoir une prise en compte du bénéfice procuré par ces avantages de l'effacement dans la prime à verser aux opérateurs d'effacement.

L'avantage de l'effacement représenté par l'amélioration de la compétitivité des industriels qui réalisent des effacements est par définition capté par l'industriel lui-même donc par le consommateur s'effaçant.

Concernant la **valeur d'économie d'énergie**, deux visions sont possibles :

- la première consiste à considérer que la valeur sociale des économies d'énergie correspond à la réduction des externalités négatives (CO₂, réseau, dépendance énergétique, ...) qui sont déjà chiffrées en tant que tel dans la prime et ne justifie donc pas de prime spécifique supplémentaire
- la seconde consiste à considérer que les effacements pourraient justifier une subvention "économie d'énergie" au titre de non discrimination avec d'autres actions d'efficacité énergétique. Cette subvention pourrait être réalisée :
 - o Soit en intégrant les effacements au mécanisme CEE existant
 - o Soit via la prime en fixant son niveau par rapport à la valeur aujourd'hui payée par la collectivité pour 1 MWh économisé qui peut être déterminée par le prix de marché du CEE ou la subvention implicite du MWh économisé découlant d'autres dispositifs de subvention

Néanmoins, il est important de souligner que les actions d'efficacité énergétique qui bénéficient de subventions payées par la collectivité comme les CEE ou autres (CIDD, Eco-PTZ) n'ont-elle aucune subvention explicite au titre de la réduction des externalités négatives (CO₂, réseau, dépendance énergétique, ...).

Ainsi, les seuls avantages des effacements qui pourraient justifier l'intégration dans la prime à verser aux opérateurs d'effacement sont :

- **la réduction des émissions de CO₂** – qui impliquerait néanmoins, d'une part de définir une valeur du CO₂ différente de celle reflétée par le marché aujourd'hui, d'autre part de créer un biais favorable à l'effacement par rapport aux autres technologies permettant aussi la réduction des émissions de CO₂ (si cette prime ne s'applique qu'aux effacements)
- **les économies d'énergie (cf remarque ci-dessus)**
- **la valeur réseau potentielle**
- **l'impact de diminution des prix de marché**, concernant uniquement la création de valeur liée à cet impact et non l'effet redistributif entre producteurs et fournisseurs
- **les autres impacts pour la collectivité en général :**
 - o amélioration de l'efficacité de marché
 - o diversification des sources d'approvisionnement
 - o création d'emplois et innovation – si la puissance publique estime insuffisants les mécanismes existants d'aides à l'emploi et à l'innovation

Identification des valeurs de l'effacement déjà captées par l'opérateur d'effacement ou le consommateur s'effaçant dans le cadre de mécanismes existants ou en cours d'élaboration

Avantages de l'effacement pour la collectivité	Mécanismes existants ou en cours d'instauration permettant de valoriser ces avantages	Légitimité d'intégration dans la prime effacement
<p>Valeur capacitaire</p> <p>Valeur énergie</p> <p>Compétitivité industrielle</p> <p>Valeur de flexibilité</p> <p>Réduction des émissions</p> <p>Economies de réseaux</p> <p>Création d'emplois et innovation</p> <p>Amélioration de l'efficacité du marché de l'énergie</p> <p>Diversification des sources d'approvisionnement</p> <p>Impact sur le prix de marché (<i>hors effet redistributif entre producteurs et fournisseurs</i>)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Futur mécanisme de capacité prévu par la loi NOME AO Effacement (<i>dans la limite des volumes contractualisés</i>) Mécanisme d'interruptibilité Réduction de la part fourniture du tarif appliqué au client Futur mécanisme NEBEF L'amélioration de la compétitivité bénéficie aux consommateurs s'effaçant et est donc déjà valorisée Mécanisme d'ajustement géré par RTE Réserves rapides et complémentaires Possibilité d'échange de blocs à court-terme via NEBEF Système EU ETS d'échange de quotas Réduction de la part variable du TURPE Dispositifs de soutien divers existants (CIR, Subventions ANR, Investissements d'avenir,...) <p style="text-align: center;">↑ Aucun mécanisme existant ne permet de valoriser ces avantages de l'effacement pour la collectivité ↓</p>	<p>Valeurs de l'effacement déjà captées par le consommateur s'effaçant ou l'opérateur et ne justifiant donc pas une intégration dans la prime</p> <p>Valeurs de l'effacement non captées ou partiellement captées par le consommateur s'effaçant ou l'opérateur et pouvant justifier l'intégration dans la prime</p>
<p>Economies d'énergie</p>	<p>↑</p> <p>2 visions possibles</p> <p>↓</p> <ol style="list-style-type: none"> La valeur sociale des économies d'énergie correspond à la réduction des externalités négatives (CO₂, réseau, dépendance énergétique, ...) qui sont déjà chiffrées en tant que tel dans la prime et ne justifie donc pas de prime spécifique supplémentaire Les effacements pourraient justifier une subvention "économie d'énergie" au titre de non discrimination avec d'autres actions d'efficacité énergétique. Cette subvention pourrait être réalisée <ul style="list-style-type: none"> Soit en intégrant les effacements au mécanisme CEE existant Soit via la prime en fixant son niveau par rapport à la valeur payée par la collectivité pour 1 MWh économisé qui peut être déterminée par le prix de marché du CEE ou la subvention implicite du MWh économisé découlant d'autres dispositifs de subvention 	

5. ESTIMATION DES AVANTAGES NON VALORISES DES EFFACEMENTS

Dans cette partie du document, nous tentons d'estimer l'ordre de grandeur de la valeur des externalités positives qui ont été identifiées préalablement comme les valeurs pouvant justifier l'intégration dans la prime car n'étant pas déjà captées par l'opérateur d'effacement ou le consommateur s'effaçant.

Nous tentons d'estimer un ordre de grandeur de la valeur des externalités en raisonnant d'un point de vue annuel (ie quelle valeur sur une année donnée) et non en calculant la valeur actuelle nette des externalités sur la durée de vie d'un effacement.

A. Valorisation de l'externalité CO₂

Rappel

L'externalité positive des effacements représentée par la diminution des émissions de CO₂ est déjà internalisée, d'un point de vue économique, par l'existence du système EU ETS d'échange de quotas CO₂ qui fait émerger la valeur marché du CO₂ intégrée dans le coût variable de production des centrales.

Si l'on considère que cette valeur marché du CO₂ reflète parfaitement la désutilité publique des émissions, l'externalité CO₂ des effacements ne devrait donc pas être prise en compte dans le calcul de la prime à verser aux opérateurs d'effacement.

Néanmoins, comme discuté au chapitre 3, cette externalité positive des effacements pourrait tout de même faire l'objet d'une prime versée aux opérateurs d'effacement dans la mesure où le prix de marché du CO₂ issu du système ETS serait jugé non pertinent car ne reflétant pas le coût « social » réel des émissions de CO₂ pour la collectivité. Il s'agirait alors néanmoins d'introduire un biais favorable à l'effacement spécifiquement au titre de l'externalité CO₂ qu'il procure, alors que d'autres filières de production (ENR ou nucléaire) permettent un avantage similaire de réduction des émissions de CO₂ via la substitution à des énergies fossiles qu'elles engendrent, à l'instar de l'effacement.

Estimation de l'externalité CO₂ avec un prix du CO₂ de référence administré

Dans le cas où une valeur du CO₂ administrée différente de celle issue du marché EU ETS devait être prise en référence, le calcul théorique permettant de fixer le niveau de la prime à verser aux effacements, par MWh effacé²¹, serait le suivant :

$$\text{Emissions évitées} * \Delta \text{CO}_2$$

avec ΔCO_2 [en €/t CO₂] = valeur sociale du CO₂ – valeur marché du CO₂

Néanmoins, si une partie ou la totalité de l'électricité non consommée pendant la période d'effacement « Peff » est reportée sur une période ultérieure de consommation « Preport », alors la valeur de l'externalité CO₂ de l'effacement est la suivante :

²¹ La valorisation de l'externalité CO₂ de l'effacement devrait a priori aboutir à une prime exprimée en €/MWh effacé et non pas en €/kW effaçable étant donné que la réduction des émissions n'est effective (potentiellement) que lorsque l'effacement est réellement activé

$$[\text{Emissions évitées}_{\text{Peff}} - \text{Emissions produites}_{\text{Preport}}] * \Delta \text{CO}_2$$

Dès lors se pose la question du juste calcul des émissions de CO₂ évitées (lors de la période d'effacement) et produites (lors de la période de report de la consommation effacée). Le fondement économique des effacements de consommation étant d'éviter la consommation des kWh marginaux à coût variable de production élevés, il est donc légitime de considérer que les émissions de CO₂ évitées par les effacements sont celles qui auraient été produites par ces kWh marginaux et donc par l'unité marginale de production du système électrique (connectée au réseau) lors de la période d'effacement. De même, les émissions produites lors de la période de report peuvent être considérées comme les émissions produites par l'unité marginale de production du système électrique lors de la période de report. Ainsi, si on nomme :

- « FE marginal » le facteur d'émission (en tCO₂/MWh) de l'unité marginale de production connectée au réseau électrique
- « %report » le ratio « consommation reportée / consommation effacée »

alors, la valeur de l'externalité CO₂ de l'effacement est la suivante :

$$[(\text{FE marginal}_{\text{Peff}} * \text{Consommation effacée}) - (\text{FE marginal}_{\text{Preport}} * \text{Consommation effacée} * \% \text{report})] * \Delta \text{CO}_2$$

Il est nécessaire de prendre en compte la particularité des effacements avec autoproduction qui ne constituent pas en réalité une diminution de la consommation nette du site mais simplement une diminution du soutirage sur le réseau compensée par ailleurs par une production locale d'électricité. En effet, cette production locale (typiquement un groupe électrogène) émet elle aussi du CO₂ qu'il est nécessaire de prendre en compte. Si on nomme « FE local » le facteur d'émission de cette unité locale de production, alors la valeur de l'externalité CO₂ de l'effacement est la suivante :

$$[(\text{FE marginal}_{\text{Peff}} - \text{FE local}) - (\text{FE marginal}_{\text{Preport}} * \% \text{report})] * \text{Consommation effacée} * \Delta \text{CO}_2$$

Enfin, en considérant le fait qu'un kWh non consommé permet d'éviter des pertes réseaux (hypothèse discutée dans la suite du document), si on nomme « Préseau » le ratio « kWh produit / kWh consommé » représentant la quantité d'électricité qu'il est nécessaire d'injecter sur le réseau pour consommer un kWh final d'électricité²² (cf section 2 – paragraphe économie de réseau), alors la valeur de l'externalité CO₂ de l'effacement est la suivante :

$$[(\text{FE marginal}_{\text{Peff}} - \text{FE local}) - (\text{FE marginal}_{\text{Preport}} * \% \text{report})] * \text{Consommation effacée} * \Delta \text{CO}_2 * \text{Préseau}$$

Théoriquement, le calcul de la valeur de l'externalité positive CO₂ des effacements serait donc un calcul ex-post, nécessitant de connaître, pour chaque effacement réalisé et pour chaque période d'effacement, 6 facteurs clés :

- le facteur d'émission de l'unité marginale de production lors de la période d'effacement
- le facteur d'émission de l'unité marginale de production lors de la période de report des consommations effacées
- le facteur d'émission de l'unité de production locale (en cas d'autoproduction)
- le taux de report des consommations effacées
- la valeur de marché du CO₂ (sur le système EU ETS)
- le taux de pertes réseaux évitées par l'effacement

En pratique, l'impossibilité d'accès aux informations exactes (quelle est la centrale marginale et son facteur d'émission – quelles sont les pertes réseaux évitées) et la complexité à mettre en œuvre ce

²² En moyenne, un kWh électrique consommé implique la production de 1,07 à 1,08 kWh électrique d'après les statistiques annuelles de l'électricité publiées par RTE qui chiffre les pertes sur l'ensemble des réseaux (de transport et de distribution)

calcul théorique ex-post pour chaque période d'effacement rend cette formule inapplicable pour le calcul de la prime à versée aux opérateurs d'effacement au titre de l'externalité positive liée à la diminution des émissions de CO₂.

Estimation de la valeur CO₂ des effacements selon le cas de figure

Néanmoins, on peut estimer cette valeur de l'externalité positive CO₂ de l'effacement en fonction des différents cas de figure pouvant se produire (ie en fonction de l'unité marginale lors des périodes d'effacement et lors des périodes de report).

Les tableaux ci-dessous présentent la valeur CO₂ de l'effacement en fonction :

- du type d'unité marginale considérée lors de la période d'effacement
- du type d'unité marginale considérée lors de la période de report
- du taux de report des consommations effacées

Les valeurs représentées ici sont calculées à partir de la formule de la page précédente avec pour hypothèses :

- les facteurs d'émissions utilisés par RTE dans son rapport de statistiques annuelles de l'électricité en 2011 :
 - o un facteur d'émission d'une unité de production au gaz de : 0,36 t CO₂ /MWh
 - o un facteur d'émission d'une unité de production au fioul de : 0,8 t CO₂ /MWh
 - o un facteur d'émission d'une unité de production au charbon de : 0,96 t CO₂ /MWh
- un facteur d'émission d'une unité locale de production supposé égal au facteur d'émission d'une unité de production au fioul soit : 0,8 t CO₂ /MWh (on suppose que les effacements liés à de l'autoproduction sont réalisés à l'aide de groupe fioul)
- une valeur tutélaire du CO₂ de **41,5 €₂₀₁₂ /tCO₂** correspondant à la valeur tutélaire du CO₂ recommandée par le rapport Quinet pour l'année 2013 (**cf encadré ci-après sur les recommandations du Rapport Quinet**)
- La valeur marché du CO₂ prise égale à la dernière quotation disponible sur EEX pour l'année suivante : la quotation « European Carbon Futures / midDecember » pour l'année 2013 était de **2,98 €/t CO₂**

VALEUR DE L'EXTERNALITE CO₂ D'UN EFFACEMENT SANS AUTOPRODUCTION POUR UNE VALEUR TUTELAIRE DU CO₂ DE 41,5 €/T CO₂ [EN €/MWH EFFACE]

Unité marginale lors de la période d'effacement

		Décarbonée	Gaz	Fioul	Charbon
Unité marginale lors de la période de <u>report</u>	Décarbonée	0	15	33	40
		0	15	33	40
		0	15	33	40
	Gaz	0	15	33	40
		- 7,5	7,4	25,6	32
		- 15	0	18	25
	Fioul	0	15	33	40
		- 16,5	- 1,7	16,5	23
		- 33	- 18	0	6,6
	Charbon	0	15	33	40
		- 20	- 5	13	20
		- 40	- 25	- 6,6	0

Légende : Valeur avec 0% de report
 Valeur avec 50% de report
 Valeur avec 100% de report

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

VALEUR DE L'EXTERNALITE CO2 D'UN EFFACEMENT AVEC AUTOPRODUCTION FIOUL POUR UNE VALEUR TUTELAIRE DU CO2 DE 41,5 €/T CO2 [EN €/MWH EFFACE]

Unité marginale lors de la période d'effacement

Décarbonée	Gaz	Fioul	Charbon
- 33	- 18	0	6,6

Hypothèse : On suppose que pour un effacement couplé à une autoproduction locale, il n'y a pas d'effet report car pas de diminution réelle de la consommation

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Ainsi, avec une valeur tutélaire du CO2 prise à 41,5 €/t CO2, la valeur de l'externalité CO2 de l'effacement peut être comprise (en supposant que les unités de production décarbonées (nucléaires, hydrauliques ou renouvelables) ne sont jamais marginales lors de l'effacement) :

- Pour un effacement sans autoproduction au fioul
 - o de **- 25 €/MWh effacé** représentant donc une externalité négative (production de CO2 additionnelle), dans le cas d'un effacement réalisé pendant une période avec une production gaz marginale et une consommation effacée entièrement reportée sur une période avec une production charbon marginale
 - o à **+ 40 €/MWh effacé** dans le cas d'un effacement réalisé pendant une période avec une production charbon marginale, sans report de consommation ou avec report lors d'une période où des unités de production décarbonées sont marginales
- Pour un effacement avec autoproduction au fioul (avec une hypothèse de report nul) :
 - o de **- 18 €/MWh effacé** si l'effacement est réalisé lorsqu'une unité de production au gaz est marginale sur le système électrique
 - o à **+ 6,6 €/MWh effacé** si l'effacement est réalisé lorsqu'une unité de production au charbon est marginale sur le système électrique

Le choix de la référence à 41,5 €/ t CO2 est évidemment discutable. Dans le cadre du comité pour la fiscalité écologique, son président, Christian de Perthuis, a récemment proposé la valeur de 20 €/tCO2 comme référence pour la fiscalité diesel, provoquant par ailleurs un désaccord avec les ONG environnementales.

Il faut également relever que si la prime « paie » l'effacement 41,5 € par tonne de CO2 évitée, elle peut payer plus que ce qu'il serait nécessaire de subventionner d'autres filières techniques, plus efficaces économiquement pour réduire les émissions de CO2 (et notamment toutes les filières d'efficacité énergétiques).

Si la valeur CO2 est potentiellement très importante, elle peut aussi s'avérer être négative dans plusieurs cas de figure, lors d'un report des consommations effacées sur une période de consommation avec une unité marginale de production plus émettrice ou lors d'un effacement réalisé à partir d'une substitution du soutirage réseau par une autoproduction locale au fioul

En outre, il est important de noter que lorsque l'unité marginale assurant l'équilibre offre/demande du système électrique français est une unité de production située à l'étranger, la réduction des émissions liée à l'activation d'effacements sur le territoire national induit une réduction des émissions chez nos voisins européens. Si on considère la notion de « collectivité » à la maille européenne et non

française, ces réductions d'émissions représentent tout de même un avantage pour la collectivité (même si cet élargissement du périmètre complexifie la mécanique calculatoire).

Rappel des recommandations du rapport Quinet (2009)

A titre de référence, le rapport réalisé par Alain Quinet en 2009 pour le compte du centre d'analyse stratégique²³ a émis des recommandations sur la valeur tutélaire du carbone à instaurer. Avec un objectif de 100 €₂₀₀₈ t/CO2 en 2030, les valeurs recommandées du carbone étaient de 32 €₂₀₀₈ t/CO2 pour l'année 2010 et 56 €₂₀₀₈ t/CO2 pour l'année 2020.

Extrait du rapport Quinet sur la valeur tutélaire du carbone

Tableau n° 1 : Valeur tutélaire d'une tonne de CO₂
en euros 2008

	2010	2020	2030	2050
Valeur recommandée	32	56	100	200 (150-350)
Valeur actuelle (valeur « Boiteux »)	32 ¹	43	58	104

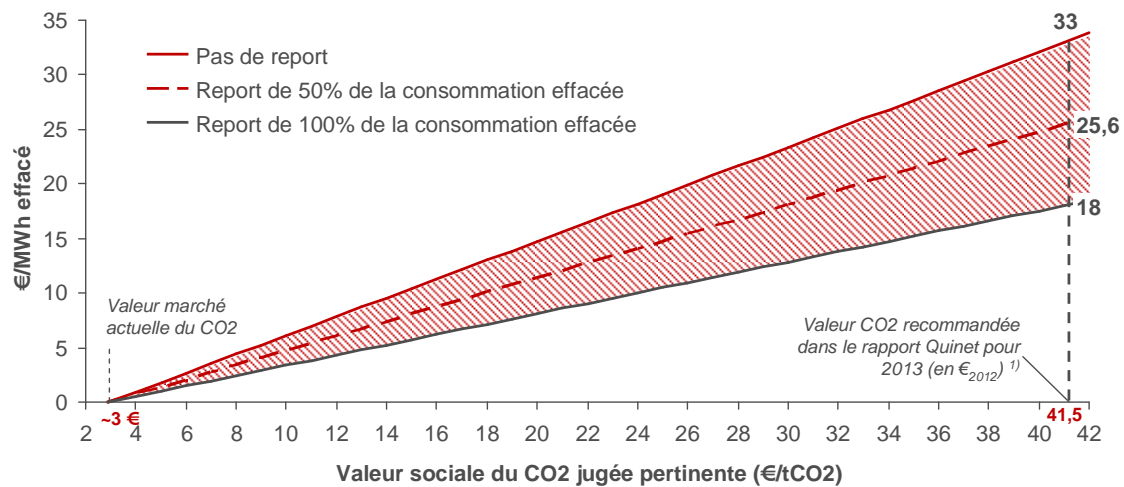
Source : Centre d'analyse stratégique

Ainsi, si cette trajectoire d'évolution du prix du carbone devait être prise en référence, la valeur de la tonne de CO2 de référence devrait être de 39,2 €₂₀₀₈ t/CO2, soit **41,5 €₂₀₁₂ t/CO2**. C'est cette valeur qui sera retenue par la suite pour estimer l'ordre de grandeur que pourrait représenter la valeur de réduction des émissions de CO2 des effacements.

Exemple de calcul de la valeur CO2 de l'effacement dans un cas de figure avec une unité marginale au fioul lors de la période d'effacement et au gaz lors de la période de report

²³ « La valeur tutélaire du carbone » - rapport de la commission présidée par Alain Quinet – CAS - 2009

ESTIMATION DE LA VALEUR DE L'EXTERNALITE POSITIVE DE REDUCTION DES EMISSIONS DE CO2 LIE AUX EFFACEMENTS EN FONCTION DE LA VALEUR SOCIALE DU CO2 PRISE EN HYPOTHESE ET DU TAUX DE REPORT DE L'ENERGIE EFFACEE [€/MWH EFFACE]



- Hypothèses :**
- Pas d'autoproduction locale liée à l'effacement
 - Emissions évitées par MWh effacé lors de la période d'effacement : 0,8 tCO2/MWhe
 - Emissions produites par MWh reporté lors de la période de report : 0,36 tCO2/MWhe
 - Facteur de pertes réseaux évitées : 1,077
 - Valeur marché de référence de CO2 : 2,98 €/tCO2

1) Extrapolation linéaire à partir d'une valeur recommandée de 32 €2008 /tCO2 pour 2010 et 56 €2008 /tCO2 pour 2020
 Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Bien que de nombreux cas de figure soient possibles (dépendant du type d'unité marginale lors de l'effacement et marginale lors du report), certaines configurations paraissent, d'après les données de production du parc français, mieux refléter la réalité que d'autres.

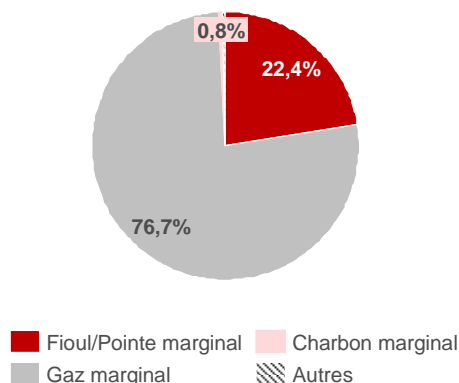
L'unité marginale correspond à la dernière centrale appelée pour satisfaire la demande et donc à la centrale présentant le coût variable le plus élevé. En considérant que les coûts variables de production des unités de production sont aujourd'hui classés comme suit,

Coût variable « Fioul/Pointe²⁴ » > Coût variable « Gaz » > Coût variable « Charbon »

on peut en déduire, d'après les données de production réalisées fournies par RTE, le type d'unité marginale à chaque heure de l'année (en regardant uniquement les données de production du parc français et donc sans prendre en compte les importations/exportations). L'analyse des données historiques de production de l'année 2012 montre que les actifs « Fioul/Pointe » seraient marginaux ~22% du temps et les actifs « Gaz » 77% du temps.

²⁴ Dans les données de production réalisées fournies par RTE, la production fossile est classifiée selon les catégories « Fioul/Pointe », « Gaz », « Charbon »

ESTIMATION DU TYPE D'ACTIF MARGINAL DURANT L'ANNÉE 2012 [% DU TEMPS]



Hypothèses

- Les actifs de la catégorie^{a)} « Fioul/Pointe » sont marginaux s'ils produisent
- Si les actifs « Fioul/Pointe » ne produisent pas et que les actifs « Gaz » produisent, alors ceux-ci sont les actifs marginaux
- Sinon, si les actifs « Charbon » produisent, les actifs « Charbon » sont marginaux

a) Utilisation des catégories utilisées dans les publications de données de production réalisées par RTE

Source: RTE – historiques de la production réalisées en 2012 par type d'actif; Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Sur la base de cette analyse, retenons que les actifs marginaux en période de pointe sont soit des actifs fioul, soit des actifs gaz.

La valeur de l'externalité CO2 de l'effacement dépend ensuite :

- d'une part de la présence ou non d'un report de consommation
- d'autre part de la période de report et de l'unité marginale de production lors de ce report

L'analyse précédente montre que dans la plupart des heures de l'année, même dans les périodes hors pointe, les actifs marginaux restent « au mieux » (en termes de CO2) des actifs gaz (dans le cas où ce ne sont pas des actifs « Fioul/Pointe »).

Le délai de report de consommation peut varier fortement d'un type d'effacement à un autre pouvant aller :

- d'une dizaine d'heures pour les effacements de longue durée avec un format du type EJP (effacements sur une journée quasi entière (18h d'effacement de 7h du matin à 1h du matin le lendemain)), notamment pour des effacements industriels appuyés sur la production de stocks intermédiaires.
- à quelques heures seulement pour les effacements « diffus » de chauffage du type de ceux réalisés par Voltalis (qui communique sur le fait que « seuls 25% des consommations effacées sont reportées dans les 2 heures qui suivent »²⁵)

Dans le premier cas, le report aura donc plus tendance à être effectué hors des périodes de pics et donc concernera des unités marginales de production majoritairement gaz. Dans le deuxième cas, le report de consommation pourrait être effectué en partie sur des périodes de pics avec le même type d'unité marginale (correspondant donc à un report d'une consommation effacée lors d'une marginalité Fioul à une période avec marginalité Fioul également) et en partie sur des périodes hors pics avec une unité marginale majoritairement gaz.

Les valeurs de l'externalité CO2 les plus probables, avec un prix du CO2 administré à **41,5 €₂₀₁₂ t/CO2**, sont donc celles encadrées dans le tableau ci-dessous correspondant à la situation avec un actif marginal « Fioul » ou « Gaz » lors des périodes d'effacement et des actifs marginaux également « Fioul » ou « Gaz » lors des périodes de report.

²⁵ Communication de Voltalis – article de presse actu-environnement du 25 mai 2010

VALEUR DE L'EXTERNALITE CO2 D'UN EFFACEMENT SANS AUTOPRODUCTION POUR UNE VALEUR TUTELAIRE DU CO2 DE 41,5 €/T CO2 [EN €/MWH EFFACE]

Unité marginale lors de la période d'effacement

	Décarbonée	Gaz	Fioul	Charbon	
Unité marginale lors de la période de report	Décarbonée	0 0 0	15 15 15	33 33 33	40 40 40
	Gaz	0 -7,5 -15	15 7,4 0	33 25,6 18	40 32 25
	Fioul	0 -16,5 -33	15 -1,7 -18	33 16,5 0	40 23 6,6
	Charbon	0 -20 -40	15 -5 -25	33 13 -6,6	40 20 0

Légende : Valeur avec 0% de report
 Valeur avec 50% de report
 Valeur avec 100% de report

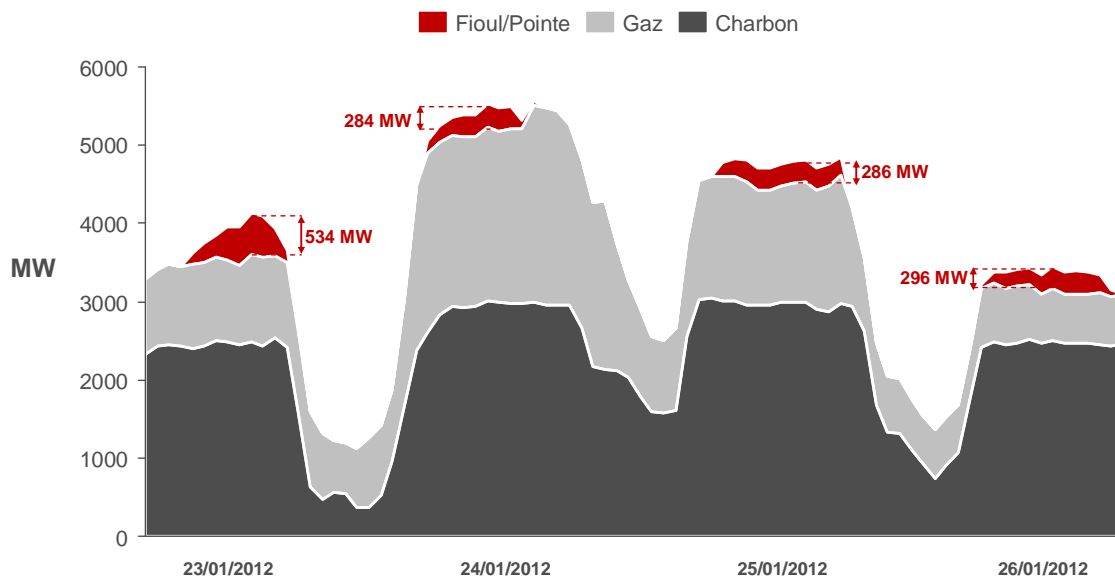
Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Il est aussi important de noter que le raisonnement fondé sur les émissions évitées liées à l'unité marginale de production est correct tant que la capacité d'effacement activée reste elle aussi marginale par rapport à la production du système électrique. Néanmoins, l'activation sur le marché de d'un GW d'effacement lors des périodes de pic de consommation pourrait conduire ces effacements à substituer la production non plus d'un seul type d'unité correspondant à l'unité marginale mais de plusieurs types d'unités, en substituant par exemple entièrement la production des actifs « Fioul/Pointe²⁶ », mais aussi une partie de la production Gaz ou Charbon.

En effet, comme le montre le graphique ci-après (représentant la production des centrales françaises durant 4 jours de Janvier 2012), la production des unités « Fioul/Pointe » peut être limitée, même lors des pics de consommation, à quelques centaines de MW.

²⁶ Selon la catégorisation RTE

PRODUCTION DES CENTRALES FRANCAISES A COMBUSTIBLE FOSSILE SUR 4 JOUR DE JANVIER 2012 [EN MW]



Source: RTE

B. Impact de l'effacement sur le prix de marché

Effet redistributif et gain net liés à la diminution des prix spot

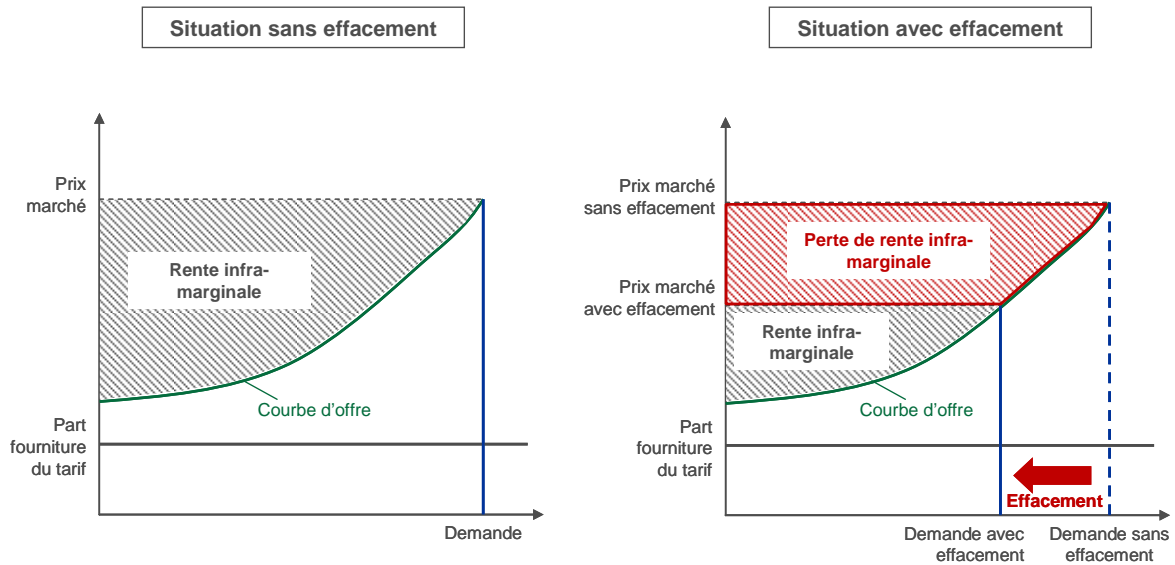
L'activation d'effacements sur le marché énergie devrait impliquer une baisse du prix de marché dont les effets sont de deux sortes à court-terme :

- la création d'un gain net pour la collectivité :
 - o dont une partie est captée par les fournisseurs
 - o dont une partie est captée par les opérateurs d'effacement
- une redistribution de valeur des producteurs envers les fournisseurs, qui ne constitue pas une création nette de valeur

Impact sur les producteurs à court terme

Le graphique ci-dessous explique la perte subie par les producteurs via l'activation d'effacements. Sans effacement, les producteurs capturent une valeur égale à la rente infra-marginale des moyens de production dont le coût variable est inférieur au prix de marché (zone grisée du graphe de gauche). L'activation d'effacements diminue le prix de marché est donc le montant de cette rente infra-marginale captée par les producteurs. A court-terme, l'activation d'effacements implique donc une perte pour les producteurs par rapport à une situation de référence sans effacement (diminution de la rente infra-marginale égale à la zone rouge sur le graphique de droite).

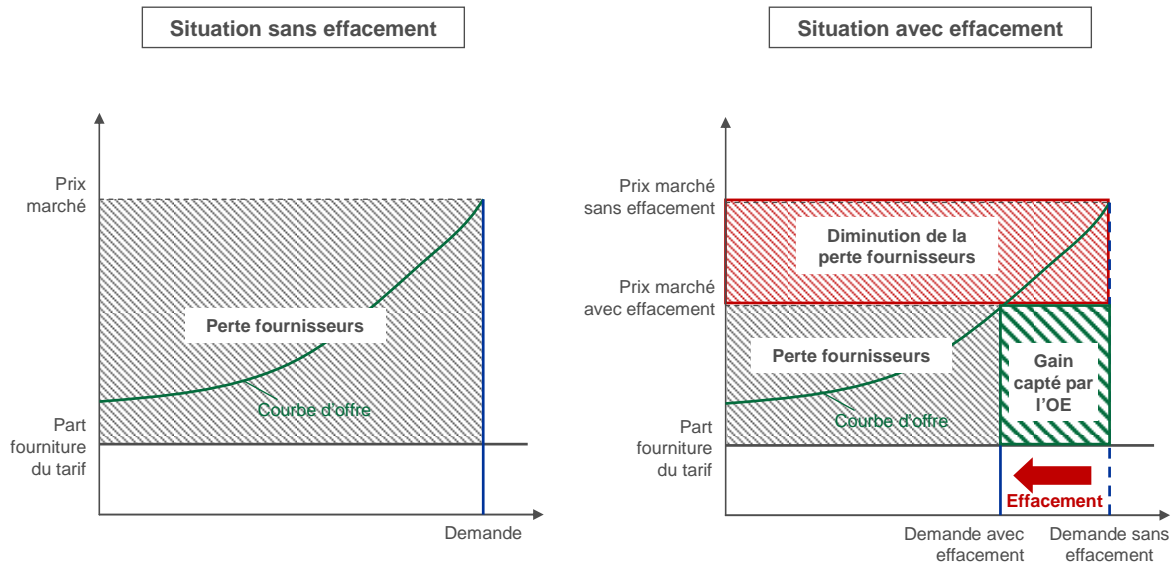
IMPACT DE L'EFFACEMENT SUR LA RENTE INFRAMARGINALE DES PRODUCTEURS A COURT-TERME



Impact sur les fournisseurs à court terme

Dans la situation de référence comme celle décrite ci-dessous avec un prix de marché supérieur au tarif de fourniture, les fournisseurs subissent quant à eux une perte égale à la différence entre la part fourniture du tarif et le prix de marché multiplié par le volume d'énergie fournie (aire grisée). L'activation d'effacements diminue le prix de marché et permet donc de diminuer ces pertes subies par les fournisseurs par rapport à la situation de référence, créant donc un gain pour les fournisseurs par rapport à la situation de référence sans effacement. Etant donné que l'opérateur d'effacement est rémunéré au prix spot (tel qu'il apparaît avec l'activation d'effacement) moins le tarif de fourniture (selon les règles mise en place dans le mécanisme NEBEF), une partie de ce gain est captée par l'opérateur d'effacement (aire verte). A court terme, il reste néanmoins un gain net pour les fournisseurs représenté par l'aire rouge.

IMPACT DE L'EFFACEMENT SUR LES FOURNISSEURS

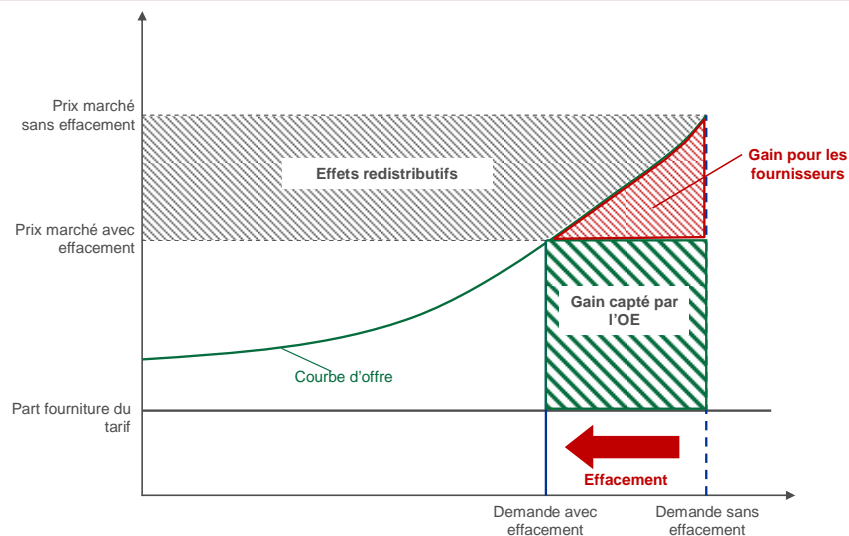


Bilan des impacts sur les acteurs du système électrique

La synthèse du bilan de ces différents effets montre que, au final, une partie du gain des fournisseurs (correspondant à la diminution de la perte causée par un prix Spot supérieur au tarif de fourniture) est égale à la perte des producteurs (correspondant à la diminution de la rente infra-marginale). Ainsi, l'activation d'effacement résulte à court-terme en :

- la création d'un gain net pour la collectivité :
 - o dont une partie est captée par les fournisseurs (aire rouge du graphique ci-dessous)
 - o dont une partie est captée par les opérateurs d'effacement (aire verte du graphique ci-dessous)
- une **redistribution de valeur des producteurs vers les fournisseurs**, qui **ne constitue pas une création nette de valeur** (aire grisée du graphique ci-dessous)

BILAN DE L'ACTIVATION D'UN EFFACEMENT SUR LES ACTEURS DU SYSTEME ELECTRIQUE



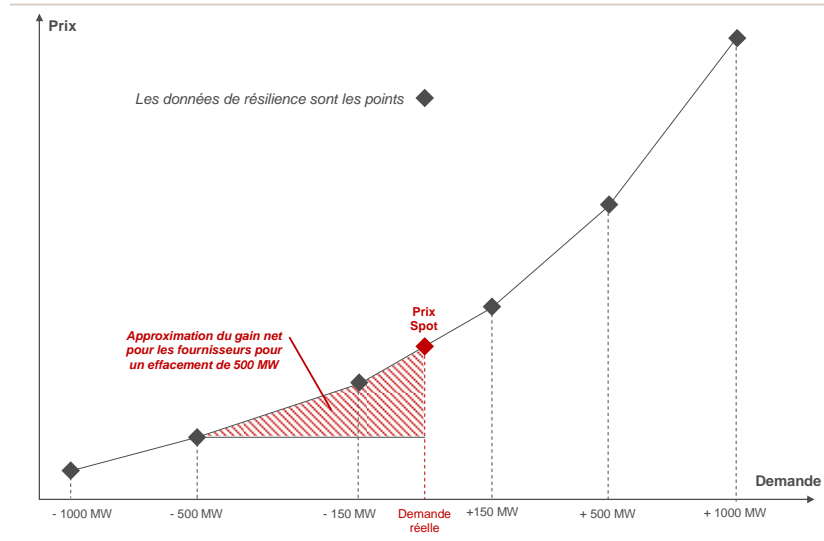
L'effet redistributif ne constituant pas une création de valeur, les montants mis en jeu à cet effet n'ont pas lieu d'être intégrés dans une prime à verser aux opérateurs d'effacement.

D'autre part, à long-terme, si les revenus de rente infra-marginale des producteurs diminuent due à cet effet prix de l'effacement, les producteurs devraient compenser cette perte par une augmentation des revenus sur le marché de capacité et/ou de l'énergie.

Seul le gain net perçu par le fournisseur (aire rouge du graphique précédent) constitue en soi une création de valeur non captée par l'opérateur d'effacement ou le consommateur s'effaçant et pourrait donc justifier son intégration dans la prime.

A partir des données de résilience de l'année 2012 du marché *day-ahead* français, il est possible d'estimer un ordre de grandeur du montant que représente ce gain net capté par le fournisseur ainsi que du montant représenté par l'effet redistributif. En effet, les données de résilience permettent de connaître quel aurait été le prix de marché avec une consommation de +/- 150 MW, +/- 500 MW et +/- 1000 MW par rapport à la quantité réellement achetée sur le marché *day-ahead*. Pour un volume d'effacement donné (150 MW, 500 MW ou 1000 MW), le gain net pour les fournisseurs peut donc être estimé en calculant chaque heure de l'année l'aire des triangles rouges représentés dans le graphique ci-dessous.

UTILISATION DES DONNEES DE RESILIENCE POUR L'APPROXIMATION DU GAIN NET DES FOURNISSEURS LIE A LA DIMINUTION DES PRIX DE MARCHÉ



Il en résulte que la valeur du gain net peut être estimée (cf graphique ci-dessous).:

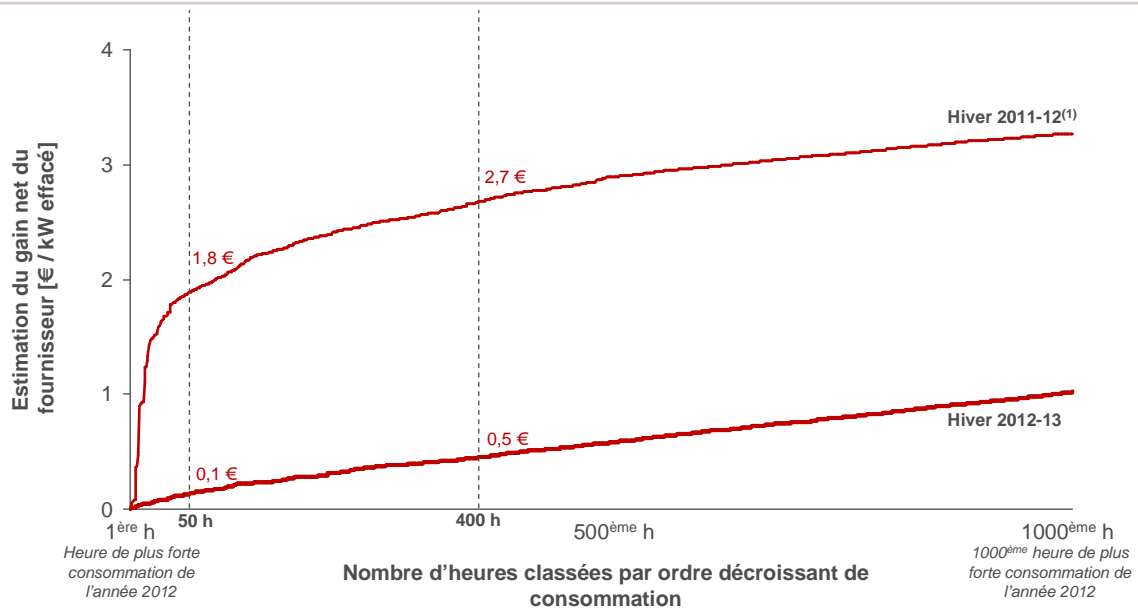
- Pour un effacement activé 400 h : entre **~0,7 et ~2,8 €/kW** (1,7 et 7€/MWh) si l'on considère l'hiver 2011-2012 marqué par des pics de prix très élevés et entre **~0,1 et ~0,5 €/kW** (0,25 et 1,25 €/MWh) si l'on considère l'hiver 2012-2013 représentatif d'une année sans pics extrêmes (maximum < 200 €/MWh)
- Pour un effacement activé 50h : entre **0,5 et 1,8 €/kW** (10 et 36 €/MWh) si l'on considère l'hiver 2011-2012 marqué par des pics de prix très élevés et entre **~0,03 et ~0,1 €/kW** (0,6 et 2 €/MWh) si l'on considère l'hiver 2012-2013 représentatif d'une année sans pics extrêmes (maximum < 200 €/MWh)

Les graphiques ci-dessous représentent, la valeur du gain net (exprimé en €/kW effacé) en fonction du nombre d'heure d'effacement (représenté sur les 1000 heures de plus forte consommation) pour, respectivement, 1000 MW et 150 MW effacés. On peut observer que la majorité de la valeur du gain net correspond à l'impact potentiel de diminution des prix lors des quelques dizaines d'heures de plus

forte consommation de l'année, comme l'illustre la comparaison entre les hivers 2011-12 et 2012-13. En effet :

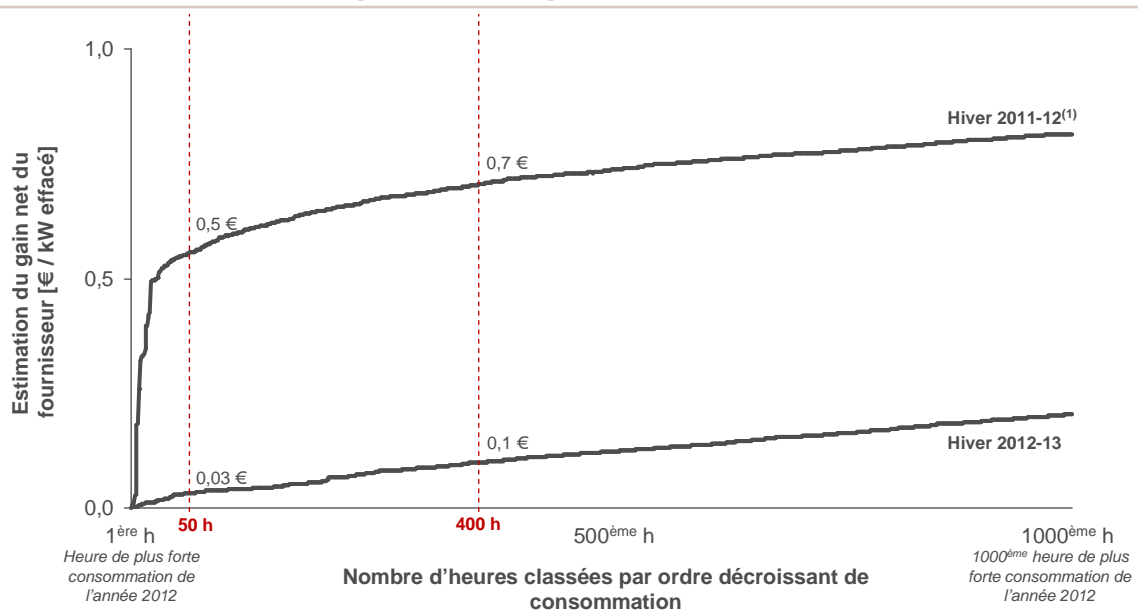
- l'hiver 2011-12 a été marqué par des « pics de prix » importants : le semaine du 6 au 12 février a été particulièrement froide, avec des pics de prix dépassant les 1500€/MWh le 9 février ;
- l'hiver 2012-13 n'a pas présenté de pics de prix importants, les maximums étant atteints la semaine du 14 au 20 janvier avec des maximums < 200€/MWh

ESTIMATION DU GAIN NET DES FOURNISSEURS INDUIT PAR LA DIMINUTION DES PRIX DE MARCHÉ DUE A UNE DIMINUTION DE LA CONSOMMATION [EN €/KW EFFACÉ] – POUR 1000 MW EFFACÉS PENDANT 1000 HEURES



1) Calcul effectué hors période 2011 (21-31 décembre 2011)
Source: EPEX SPOT, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

ESTIMATION DU GAIN NET DES FOURNISSEURS INDUIT PAR LA DIMINUTION DES PRIX DE MARCHÉ DUE A UNE DIMINUTION DE LA CONSOMMATION [EN €/KW EFFACÉ] – POUR 150 MW EFFACÉS PENDANT 1000 HEURES



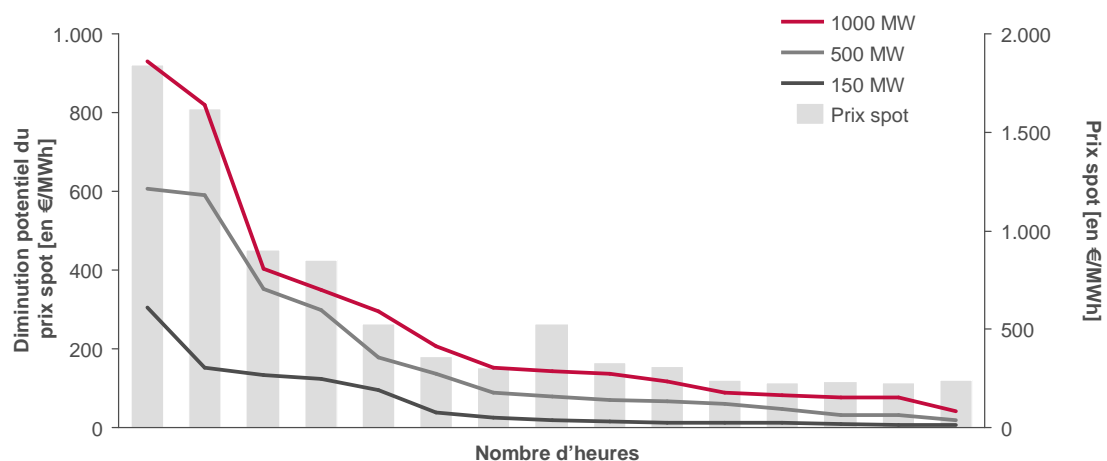
1) Calcul effectué hors période 2011 (21-31 décembre 2011)
Source: EPEX SPOT, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Ces chiffres sont à prendre avec extrême précaution. Ils permettent néanmoins d'estimer l'ordre de grandeur des montants mis en jeu. De plus, il ne prend pas en compte l'effet symétrique (hausse des prix et coût supplémentaire) induit par le report de consommation potentiel.

Estimation de l'impact de l'effacement sur la diminution des prix spot

Sur l'année 2012, l'impact de l'activation d'effacement sur le prix de marché aurait pu être extrêmement élevé lors des journées de pics de consommation de février, lorsque les prix spot ont atteint des valeurs supérieures à 1000 €/MWh. Sur cette vingtaine d'heures pendant lesquelles les prix spot étaient supérieurs à 200 €/MWh, l'impact prix moyen de diminution des prix était de 260 €/MWh pour une diminution de consommation de 1000 MW, 180 € pour 500 MW et 60 € pour 150 MW, avec des valeurs maximales allant jusqu'à, respectivement, 930€/MWh, 600€/MWh et 300€/MWh.

MONOTONE DE DIMINUTION POTENTIELLE DU PRIX SPOT EN FONCTION DE LA REDUCTION DE CONSOMMATION CONSIDEREE – PICS EXTREMES DE PRIX DE LA SEMAINE DU 7-10 FEVRIER – [€/MWh]



Source: EPEX SPOT, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Hors de ces heures extrêmes, l'impact de diminution des prix lié à une diminution de consommation lors des heures de forte consommation hivernale peut être estimé :

- entre ~ **1 et 5 €/MWh** pour une diminution de consommation de 150 MW
- entre ~ **2 et 10 €/MWh** pour une diminution de consommation de 500 MW
- entre ~ **4 et 20 €/MWh** pour une diminution de consommation de 1000 MW.

Recoupement de la valeur de diminution des prix du marché Spot avec d'autres valeurs identifiées dans l'étude

Si cette valeur nette pour les fournisseurs de diminution des prix spot fait ici l'objet d'une « catégorie » spécifique dans notre étude avec une quantification spécifique, elle englobe aussi partiellement deux autres avantages identifiés que sont l'amélioration de l'efficacité du marché et la couverture au risque prix des hydrocarbures. En effet, la valeur d'amélioration de l'efficacité du marché (ie amélioration de la concurrence), dont la valeur n'est pas quantifiée dans notre étude, pourrait se traduire en pratique par une limitation des pics de prix de marché. De la même manière, l'augmentation du prix des combustibles fossiles se caractériserait par une augmentation des prix de marché en particulier à la pointe (utilisation du fioul comme combustible). Cette quantification de la valeur de diminution des prix

de marché recouvre donc probablement partiellement cette autre valeur identifiée dans l'étude et quantifiée ci-après.

Ainsi, l'ensemble des valeurs des externalités quantifiées dans cette étude ne sont probablement pas strictement indépendantes et donc additionnables.

C. Valorisation des économies d'énergie

Nota Bene : Les économies d'énergie considérées ici sont les économies d'énergie permises par la diminution des consommations effacées et non les économies d'énergie potentiellement engendrées par une amélioration de la connaissance du client sur ces consommations (via l'affichage des consommations permises par un boîtier d'effacement résidentiel par exemple).

Aujourd'hui, il existe des mécanismes de soutien sous forme de subventions ou de primes dont bénéficient les dispositifs permettant de réaliser des économies d'énergie (équipements de chauffage performants, travaux d'isolation, ...) : dispositif CEE, crédits d'impôts, subventions ANAH, prêts bonifiés, TVA réduite... Les fiches CEE définissent pour les actions d'efficacité énergétique les plus fréquentes les montants forfaitaires d'économie d'énergie associés en kWh_{cumac} (1 CEE = 1 kWh_{cumac} d'énergie finale).

Actuellement, les économies d'énergie liées à l'effacement ne sont pas valorisées par ce mécanisme. Néanmoins, certaines fiches CEE sont proches de ce que pourrait être celle valorisant l'effacement. Les fiches BAR-TH-36 (Programmeur d'intermittence pour un chauffage individuel avec pompe à chaleur) et BAR-TH-20 (Programmeur d'intermittence centralisé pour un chauffage électrique) peuvent par exemple permettre de valoriser en CEE la composante « programmeur de chauffage » des systèmes d'effacement diffus résidentiels ; il ne s'agit pas à proprement parler d'une valorisation CEE de l'effacement, mais d'une valorisation d'un équipement qui pourrait être développé en synergie avec l'équipement d'effacement.

Une solution alternative à l'intégration d'une composante « économie d'énergie » dans la prime à verser aux opérateurs d'effacement serait d'intégrer de manière plus directe les dispositifs d'effacement dans le mécanisme CEE en définissant par exemple une fiche CEE standardisée liée aux équipements d'effacement. Les problématiques posées par cette méthode de valorisation seraient nombreuses : d'une part, il faudrait définir la quantité de kWh_{cumac} associée à un boîtier d'effacement, cette quantité étant incertaine et variable chaque année car théoriquement dépendant des conditions de marché. D'autre part s'ajoute à cette problématique la question déterminante de l'effet report puisque les économies réalisées dépendent directement du taux de report de l'énergie effacée. (cf paragraphe 5).

Si l'avantage procuré par l'effacement en termes d'économies d'énergie devait être intégré dans la prime à verser aux opérateurs d'effacement, celle-ci devrait logiquement refléter la « prime » dont bénéficient les autres leviers d'efficacité énergétique via les différents mécanismes de subvention existants.

Seule la valeur des CEE reflète aujourd'hui une valeur de marché des économies d'énergie étant donné que cette valeur est issue d'un équilibre offre/demande sur la ressource CEE. Cette valeur (les prix de marché des CEE sont aujourd'hui compris entre 3,7 et 4,4 €/MWh_{cumac}) est censée refléter la valeur optimale d'acquisition d'un MWh_{cumac} économisé. Ce prix est celui communiqué par le gestionnaire du registre national (Emmy) : il correspond à la moyenne (non-pondérée) des transactions déclarées au registre ; il s'agit de la meilleure approximation publique d'un « prix de marché ». En pratique, le coût de « production » d'un CEE pour les obligés peut-être plus élevé : ce coût est composé d'un coût d'incitation commerciale (le montant que reçoit le client de l'obligé, directement ou indirectement²⁷, et qui a pour objectif de « déclencher » la décision d'investissement) et le coût administratif de gestion du CEE (gestion du dossier, dépôt etc.).

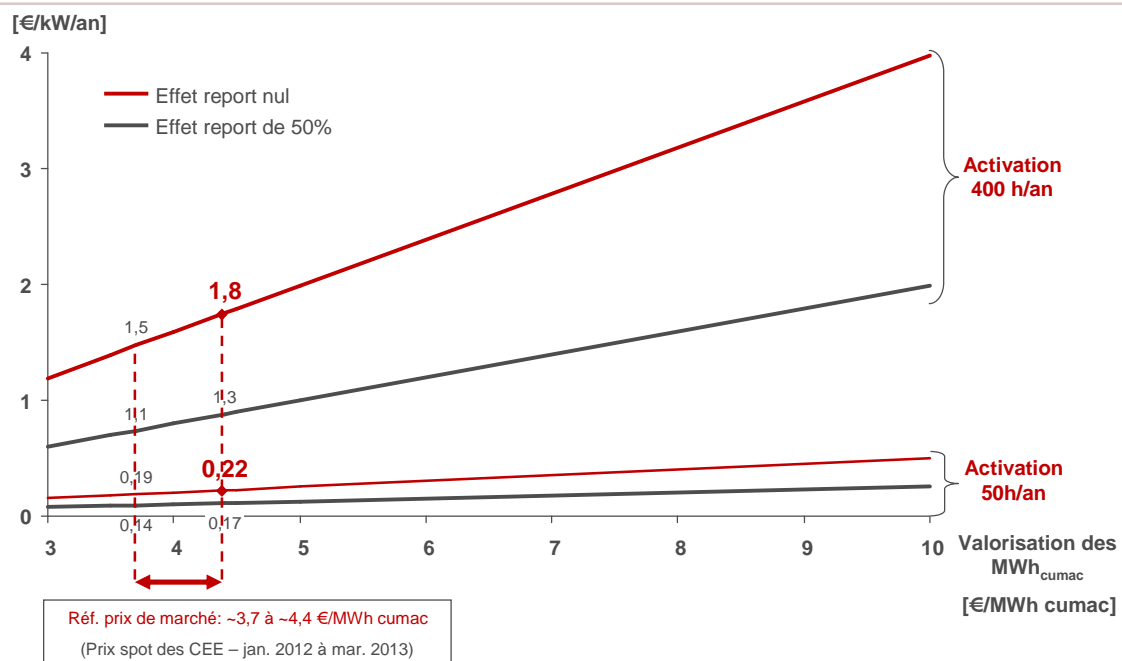
²⁷ la prime versée directement au client réalisant des travaux par exemple, ou celle versée à l'entrepreneur, qui lui permet, en théorie, d'abaisser le montant de sa facture au client final

L'expérience montre que le signal prix du registre correspond au niveau d'incitation commerciale mais ne reflète pas les coûts administratifs payés par les obligés (le marché est donc imparfait). En première approche, les coûts administratifs seraient du même ordre de grandeur que les coûts d'incitation commerciale. La valeur moyenne d'un CEE serait donc comprise entre 4 et 8 €/MWh. Notons que nous parlons ici de coût moyen et que le coût payé pour les CEE est une distribution : certains CEE sont payés plus chers et d'autres moins chers. En tout état de cause, son prix est borné par un maximum, 20 €/MWh, correspondant à la pénalité que devra payer un obligé s'il fait défaut sur ses obligations.

Une approche paramétrique intégrant l'effet report, le prix du MWh_{cumac} sur le marché spot des CEE et la durée annuelle d'activation de l'effacement, permet d'évaluer l'équivalence d'une rémunération en CEE en €/kW/an. (Pour une année donnée, un effacement sans effet report d'1 MWh représente 1 MWh_{cumac} .)

Ainsi, en se fondant sur les prix actuels du marché spot des CEE (de ~ 3,7 à ~ 4,4 €/ MWh_{cumac} depuis janvier 2012), la rémunération de la composante « économie d'énergie » de l'effacement pourrait s'échelonner entre **0 (si 100% d'effet report) et ~0,2 €/kW/an (si pas d'effet report)** pour un effacement s'activant 50 h par an²⁸ et entre **0 (si 100% d'effet report) et ~2 €/kW/an (si pas d'effet report)** pour un effacement s'activant 400 h par an²⁹. Ces valeurs sont doublées en intégrant une estimation du coût administratif des CEE.

ESTIMATION DE LA VALEUR D'ECONOMIE D'ENERGIE REPRESENTEE PAR L'EFFACEMENT PAR RAPPORT AU PRIX DE MARCHÉ DES CEE - EN FONCTION DU TAUX DE REPORT ET DE LA FREQUENCE D'ACTIVATION DE L'EFFACEMENT [EN €/KW/AN]



Source: www.emmy.fr (registre national des certificats d'économie d'énergie)

Toutefois, comme pour le marché du CO₂, les pouvoirs publics pourraient juger que le signal prix provenant du marché des CEE ne reflète pas la véritable valeur sociale des économies d'énergie. A ce titre, ils pourraient vouloir « corriger » cette valeur. Comme pour le cas du CO₂, nous rappelons qu'il serait préférable de corriger directement les dysfonctionnements du marché, s'il en existe, que de créer des distorsions en faisant coexister un prix de marché et un prix administré.

²⁸ Format d'effacement correspondant au format des effacements contractualisés par RTE

²⁹ Format d'effacement correspondant au format EJP / 396h d'activation par an (18 h d'effacement sur 22 jours)

Par ailleurs, comme mentionné précédemment, le dispositif CEE n'est pas le seul dispositif de soutien aux économies d'énergie. Le consommateur réalisant des travaux d'économie d'énergie peut bénéficier de nombreuses autres subventions dont les principales sont le **crédit d'impôt pour le développement durable (CIDD)**, l'**éco prêt à taux zéro (Eco-PTZ)**, les **aides de l'ANAH**³⁰, l'**aide de solidarité écologique (ASE)** dans le cadre du programme « Habiter Mieux » aussi géré par l'ANAH et une **aide spécifique à la rénovation énergétique** qui sera temporaire (sur deux ans) et financée par l'Etat directement. En complément de ces aides, d'autres aides peuvent être procurées par les collectivités locales.

L'obtention de ces aides est soumise à des critères d'éligibilité qui diffèrent d'une aide à l'autre (cf *tableau ci-dessous*) mais inclus pour la plupart des **critères de performance énergétique** (des équipements ou de l'atteinte d'un niveau de consommation cible après travaux) et/ou de **conditions de ressource** du foyer. D'autre part, ces aides ne sont pas nécessairement cumulables.

PRINCIPAUX DISPOSITIFS ALTERNATIFS AUX CEE EXISTANTS POUR SUBVENTIONNER LES ACTIONS D'EFFICACITE ENERGETIQUE [HORS SUBVENTIONS DES COLLECTIVITES LOCALES]

		Sous conditions de ressource	Objectif de perf. énergétique	Autres critères d'éligibilité	Montant / Taux	Cumul avec d'autres aides
Géré par l'ANAH	Subventions ANAH	✓ Revenus < 37 k€ ¹⁾	✓ Matériaux devant répondre aux exigences du CIDD ou de la RT	<ul style="list-style-type: none"> Bâtiment d'au – 15 ans Propriétaire / Syndic de copro / Bailleur 	<ul style="list-style-type: none"> 20 % à 35% du montant HT des travaux selon les revenus du foyer (matériel et pose) 	<ul style="list-style-type: none"> Oui
	Aide de Solidarité écologique (« Habiter mieux »)	✓ Revenus < 24 k€ ¹⁾	✓ 25 % d'EE par rapport à la conso de référence	<ul style="list-style-type: none"> Uniquement en complément d'une aide ANAH Existence d'un CLE dans la zone géographique du logement 	<ul style="list-style-type: none"> 1600 € (majoration de 500 € possible si travaux aussi subventionnée par la collectivité) 	<ul style="list-style-type: none"> Cumulable avec les autres aides sauf CEE²⁾
	CIDD		✓ Critères techniques spécifiques à respecter pour le matériel	<ul style="list-style-type: none"> Plafond de dépenses pouvant être soumis au CIDD 	<ul style="list-style-type: none"> 10 à 26 % du montant TTC du matériel (hors ENR et DPE) Majoration possible si bouquet de travaux 	<ul style="list-style-type: none"> Cumulable avec les autres aides mais sous condition de ressource pour Eco-PTZ
	Eco-PTZ		✓ Seuil minimal de performance énergétique des travaux	<ul style="list-style-type: none"> Propriétaire / résidence principale Logement construit avant 1990 Bouquets de travaux si non atteinte du seuil de performance 	<ul style="list-style-type: none"> 0% d'intérêt sur 30 k€ maximal d'emprunt 15 ans maximum de durée d'emprunt 	<ul style="list-style-type: none"> Cumulable avec les autres aides mais sous condition de ressource pour CIDD
	Prime spécifique de l'Etat pour la rénovation thermique	✓ Revenus < 50 k€ ¹⁾		<ul style="list-style-type: none"> Entreprendre au moins 2 travaux lourds parmi ceux éligible à l'Eco-PTZ 	<ul style="list-style-type: none"> 1350 € 	<ul style="list-style-type: none"> Oui

1) Pour un couple avec 2 enfants (hors IDF)

2) Le programme « Habiter Mieux » est en partie financé par EDF, GDF SUEZ et TOTAL. Le client bénéficiant de cette aide s'engage à fournir les pièces justificatives des CEE à une de ces entreprises

Source: ANAH, www.developpement-durable.gouv.fr, vosdroits.service-public.fr

A partir du montant de ces subventions, il est possible de calculer la subvention attribuée par MWh économisé par type de subvention. Ces valeurs de subventions par MWh d'énergie économisé pourraient aussi, à l'instar du prix de marché des CEE, être utilisées comme référence pour la détermination du niveau de la prime à verser aux opérateurs d'effacement au titre des économies d'énergie que l'effacement pourrait procurer.

Les ordres de grandeurs présentés ci-dessous sont fondés sur l'estimation des économies d'énergie des actions d'efficacité utilisée dans les fiches standardisées CEE et sur l'estimation du montant de travaux types provenant de publications de l'ANAH³¹.

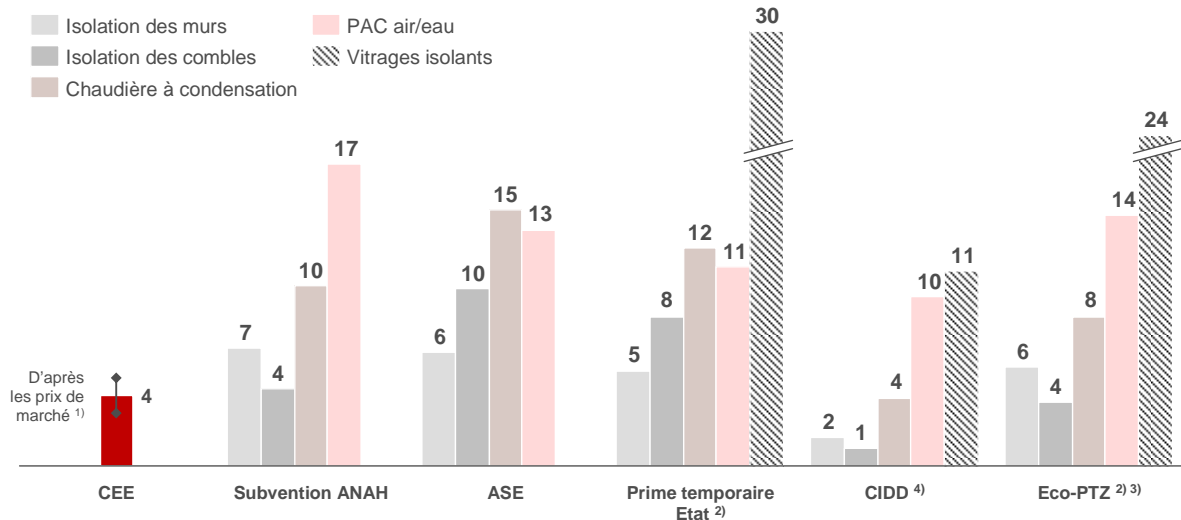
³⁰ Agence Nationale de l'Habitat

³¹ Guide pratique de l'ANAH – 2010 – « Les travaux de rénovation thermique les plus efficaces » ; ANAH - « Prix indicatif et critères de choix »

Ces résultats doivent néanmoins être considérés avec extrême précaution car le calcul des euros de subvention par MWh_{cumac} économisé est très sensible aux hypothèses retenues et notamment :

- à l'hypothèse de MWh_{cumac} économisés qui dépend selon la méthodologie CEE : de la zone climatique, du type de chauffage initial, des mètres carrés d'isolant
- aux hypothèses de coûts utilisées, coût du matériel d'une part, et de la pose d'autre part : les hypothèses de coûts ont un impact sur la subvention accordée par le CIDD, la subvention ANAH ou l'Eco-PTZ.

ESTIMATION, EN €/MWh_{cumac}, DU MONTANT DE SUBVENTION ACCORDE PAR LES DISPOSITIFS EXISTANTS POUR DIFFERENTS TYPES D'ACTION D'EFFICACITE ENERGETIQUE [€/MWh_{cumac}]



Hypothèses :

- Les économies d'énergie réalisées (en MWh_{cumac}) sont calculés sur la base des fiches CEE standardisées
- On raisonne sur une maison de 100 m² en zone climatique H2 se chauffant initialement au gaz

- 1) Le prix moyen mensuel pondéré de cession de certificats est compris depuis janvier 2012 entre 3,7 et 4,4 €/MWh_{cumac}
- 2) On représente ici le montant de subvention par action d'efficacité énergétique mais l'éligibilité à l'aide (Eco-PTZ et prime de l'état) n'est possible qu'en cas de réalisation d'au moins 2 types d'actions EE
- 3) On calcul suppose la valeur de la subvention comme égale aux intérêts qu'aurait payé le consommateur s'il avait emprunter la totalité du montant des travaux avec un emprunt à taux fixe de 5% sur 5 ans
- 4) Le CIDD n'est appliqué que sur le coût TTC de l'équipement. On suppose que le coût de l'équipement représente : 30% du coût pour les travaux d'isolation, 70% pour l'installation de fenêtres et de chaudière/PAC

Source: ANAH, Registre National des certificats d'économie d'énergie, Fiches CEE, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Ainsi, en excluant le coût de la subvention des vitrages isolants lié à la prime d'état et à l'Eco-PTZ³², le montant de subvention accordée via les dispositifs existants est compris entre ~1 et ~17 €/MWh_{cumac}.

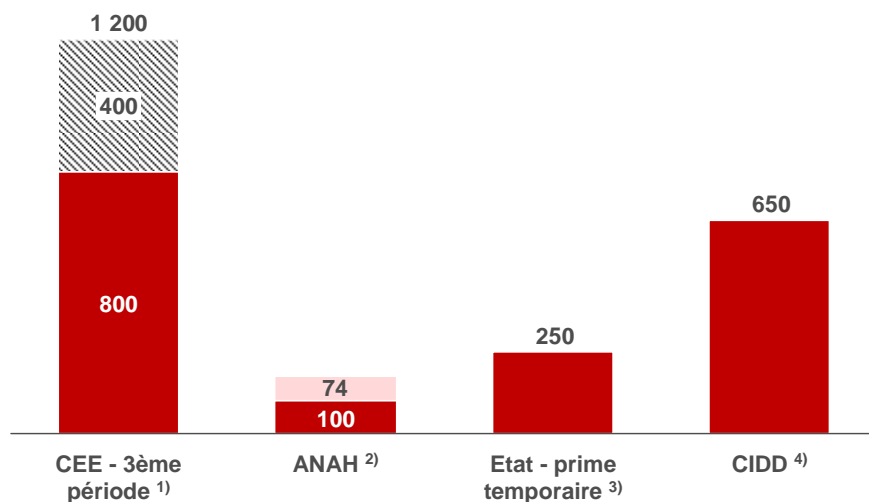
Sans prise en compte de cumuls potentiels de ces différents dispositifs (le cumul est possible principalement pour des foyers remplissant les contraintes de ressource), cet encadrement représente donc aujourd'hui un encadrement de la valeur payée par la collectivité pour la réalisation d'économie d'énergie, en supplément de la valeur déjà captée par le consommateur via la diminution de sa facture. La valeur effectivement payée par la collectivité devrait être estimée en tant que moyenne pondérée par le montant total des enveloppes d'incitation (de 800 à 1200 MEUR/an pour les CEE en troisième période, 100 MEUR/an pour l'ANAH, 250 MEUR/an pour la prime d'Etat et une fraction des 650 MEUR/an du CIDD). L'affectation de l'ensemble des aides et subventions aux seules économies relatives aux CEE est une hypothèse pénalisante : dans cette hypothèse, le MWh économisé est inférieur à 20 €. La prime à verser aux effacements au titre de l'avantage que ceux-ci procurent en termes d'économie d'énergie pourrait donc refléter l'encadrement 4 à 20 €/MWh.

³² Ces subventions sont accordées uniquement en cas de réalisation d'au moins deux types de travaux : la pose de vitrages isolant doit donc s'accompagner d'autres travaux comme l'isolation des parois opaques (murs, combles ou plancher) ou le changement d'installation de chauffage

Néanmoins, comme rappelé au chapitre 3, les économies d'énergie liées aux effacements correspondent à une perte d'utilité pour le consommateur (par exemple, si les effacements diffus sur le chauffage électrique permettent de réaliser des économies d'énergie, ces économies d'énergie sont probablement dues à une baisse de la température du logement concerné par rapport à la température du logement sans effacement) et ne sont donc pas directement comparables avec les économies d'énergie procurées par des actions d'efficacité énergétique comme l'isolation des parois ou l'installation d'un système de chauffage plus performant qui permettent de réaliser des économies d'énergie à confort constant pour le consommateur.

D'autre part, il est important de souligner que les actions d'efficacité énergétique qui bénéficient de subventions payées par la collectivité comme les CEE ou autres (CIDD, Eco-PTZ) n'ont-elle aucune subvention explicite au titre de la réduction des externalités négatives (CO₂, réseau, dépendance énergétique, ...).

ESTIMATION DU MONTANT GLOBAL DES SUBVENTIONS ACCORDEES A L'EFFICACITE ENERGETIQUE DANS LES LOGEMENTS [M€/AN]



- 1) Les objectifs de la 3^{ème} période (2014-2016) ne sont pas encore définis mais devraient être compris entre 200 TWh_{cumac}/an et 300 TWh_{cumac}/an. Hypothèse d'une valeur du CEE à 4 €/MWh_{cumac}
- 2) Budget 2013 de l'ANAH : 100 M€ pour la lutte contre la précarité énergétique; 74 M€ pour le fond d'aide à la rénovation thermique (FART)
- 3) Coût pour l'état prévu à 500 M€ sur 2 ans
- 4) Budget prévisionnel dans la loi de finance 2013

Source: ANAH, www.developpement-durable.gouv.fr, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

D. Valeur de création d'emplois et d'innovation

Certains mécanismes permettent déjà aujourd'hui aux entreprises de bénéficier d'aides à l'emploi ou à l'innovation par la recherche. **Si ces mécanismes traduisent correctement les valeurs « création d'emploi » et « innovation », aucune valeur additionnelle ne devrait être prise en compte dans le calcul de la prime à verser aux opérateurs d'effacement.**

Néanmoins, si la puissance publique estime ces mécanismes insuffisants, nous proposons, dans l'analyse décrite ci-après, une estimation, en ordre de grandeur, du potentiel de création d'emplois des effacements ainsi qu'une méthodologie de valorisation de ce potentiel de création d'emplois.

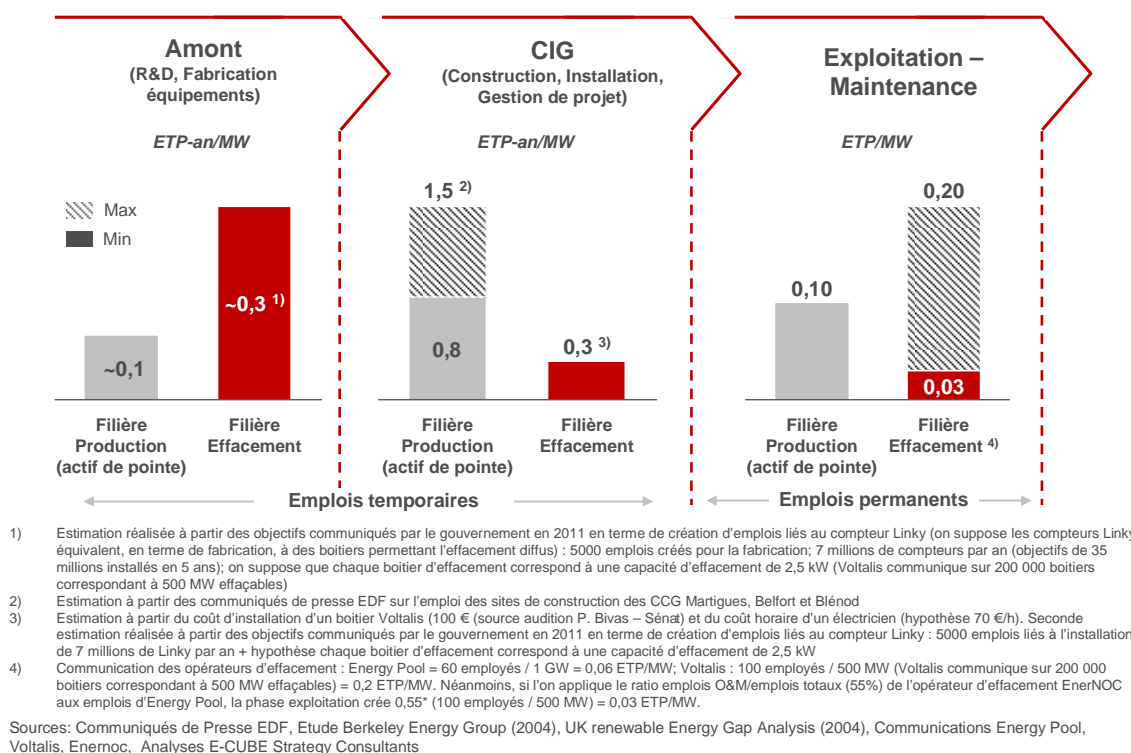
Potentiel de création d'emplois de l'effacement

Le développement d'une filière d'effacement pourrait être source de créations d'emplois et d'activité économique sur le territoire, constituant ainsi potentiellement une externalité positive dont la valeur, si elle est estimable, pourrait être intégrée dans la prime à verser aux opérateurs d'effacement. Néanmoins, l'analyse du potentiel de création d'emplois de la filière effacement doit prendre en compte les emplois substitués par cette filière, c'est-à-dire les emplois détruits par ailleurs dans la filière de production d'électricité.

La comparaison des ratios de référence de créations d'emplois directs de la filière de production d'électricité (référence prise d'un actif de pointe type CCG) et des ratios estimés pour la filière effacement (estimés à partir de données publiques communiqués par Voltalis, Energy Pool notamment) montre que l'impact du développement de l'effacement sur le territoire national, en termes de création **nette** d'emplois directs, serait plutôt faible (cf figure ci-dessous).

Néanmoins ces estimations de création d'emplois sur la filière effacement représentent simplement un ordre de grandeur avec une forte incertitude car elles reposent principalement sur l'analyse de données communiquées dans la presse en termes d'investissement et de l'extrapolation des emplois créés par les compteurs Linky aux boîtiers permettant l'effacement diffus. **Ces chiffres sont donc à considérer avec prudence et une analyse plus approfondie du potentiel de création d'emplois devrait être menée en collaboration avec les acteurs de l'effacement.**

COMPARAISON DES RATIOS ESTIMÉS DE CREATION D'EMPLOIS DIRECTS DANS LA FILIERE EFFACEMENT ET LA FILIERE PRODUCTION DE POINTE [EN ETP-AN/MW & ETP/MW]



A titre d'illustration, à partir des ratios présentés ci-dessus, on en déduit que la mise en place d'une capacité d'un GW d'effacement permettrait la création d'environ :

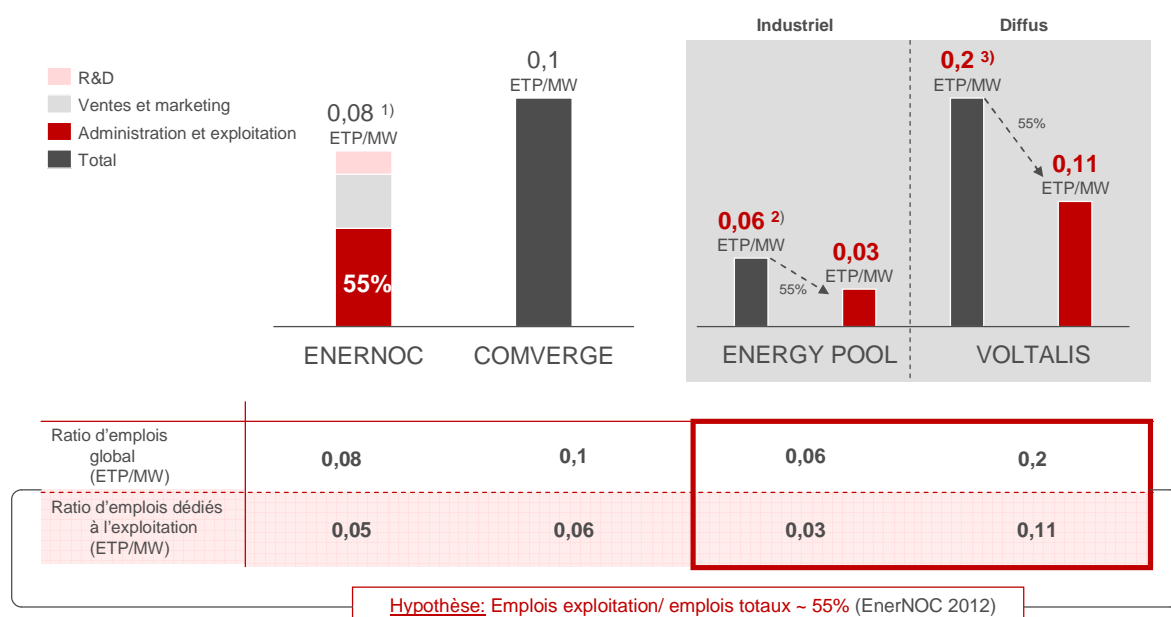
- ~200 emplois temporaires lors de la phase de fabrication (vs. 100 pour la filière production)
- ~300 emplois temporaires lors de la phase d'installation (vs. 800 à 1500 pour la filière production)
- ~30 à 200 emplois pérennes d'exploitation/maintenance (vs. 100 pour la filière de production)

Ces premières estimations à approfondir montrent néanmoins que la création nette d'emplois engendrée par le développement d'un parc national de capacités d'effacement devrait être limitée.

Emplois pérennes

Les ratios d'emplois créés varient fortement dans la phase d'exploitation selon les hypothèses retenues, la valeur minimale correspondant aux ratios d'emplois d'effacement industriel (fondés sur les données communiquées par Energy Pool et Enernoc) et la valeur maximale correspondant à de l'effacement diffus (fondés sur les données communiquées par Voltalis et Comverge). D'autre part, l'analyse des emplois de la société d'effacement Enernoc montre que seuls ~55% des emplois de cette entreprise sont liés à l'exploitation des effacements. (cf graphique ci-dessous)

FOURCHETTE DE RATIOS D'EMPLOIS PERMANENTS CRÉÉS PAR L'EFFACEMENT DANS LA PHASE D'EXPLOITATION (DIFFUS: 0,03 à 0,06 ETP/MW – INDUSTRIEL: 0,11 à 0,20 ETP/MW)



1) EnerNOC communique sur 90 emplois en R&D, 212 en ventes et marketing et 383 en administration/exploitation pour 8600 MW d'effacement, ce qui équivaut à 0,08 ETP/MW au global dont 55% dans la phase d'administration/exploitation.
 2) Energy Pool emploie 60 ingénieurs et techniciens pour 1000 MW de capacités effaçables.
 3) Voltalis a 100 salariés pour 200 000 boîtiers installés, soit 0,2 ETP/MW (hypothèse: 2,5 kW effaçables par installation).

Source: Rapport annuel 2011 Comverge, Rapport annuel 2012 EnerNOC, sites officiels Voltalis et Energy Pool, Analyse E-Cube Strategy Consultants

Il est donc difficile d'évaluer les ratios d'emplois liés à l'effacement dans sa phase d'exploitation, dont une estimation de l'ordre de grandeur (présentée dans le graphique ci-dessus) est de 0,03 et 0,06 ETP/MW pour l'effacement industriel et de 0,11 et 0,20 ETP/MW pour l'effacement diffus. Néanmoins, ces ratios permettent de définir un premier ordre de grandeur de ce que pourrait être l'éventuelle contribution de la création d'emplois à la prime à verser aux opérateurs d'effacement.

Néanmoins on constate que :

- Les emplois permanents résultant de l'effacement industriel pourraient être inférieurs aux emplois créés par la production d'électricité en phase d'exploitation (0,03 à 0,06 ETP/MW seulement vs. 0,10 ETP/MW).
- L'effacement diffus en revanche pourrait potentiellement créer entre 0,11 et 0,20 ETP/MW (vs. 0,10 ETP/MW dans la production), soit une création nette d'emplois pouvant aller jusqu'à 0,10 ETP/MW.

Nous n'avons pas retenu d'hypothèses liées aux emplois industriels qui seraient maintenus sur le territoire national grâce à l'amélioration des marges des industriels, tirée par des revenus de

l'effacement : d'une part, cette hypothèse consisterait à prétendre qu'on sauvegarde de l'emploi industriel en ne produisant pas (ie en s'effaçant) ; d'autre part, il nous semble préférable de ne pas introduire de confusion sur les objectifs d'une politique énergétique : des exemples récents sur la politique d'allocation de quotas CO2 « gratuits » suggèrent que cette confusion peut conduire à n'atteindre aucun des objectifs visés, ni l'amélioration de l'efficacité énergétique industrielle (l'allocation gratuite réduisant la valeur de marché de la tonne de CO2 et diminuant donc l'incitation à investir) ni le maintien de l'emploi (certains sites industriels étant *in fine* fermés). Enfin, une prime se basant sur cette externalité poserait peut-être la question d'une compatibilité avec le droit communautaire (en particulier parce que l'Allemagne est suspectée d'avoir recours à de tels dispositifs pour subventionner son industrie) : cette prime pourrait être qualifiée d'aide d'états aux industriels en bénéficiant si elle rémunère plus que la seule valeur système.

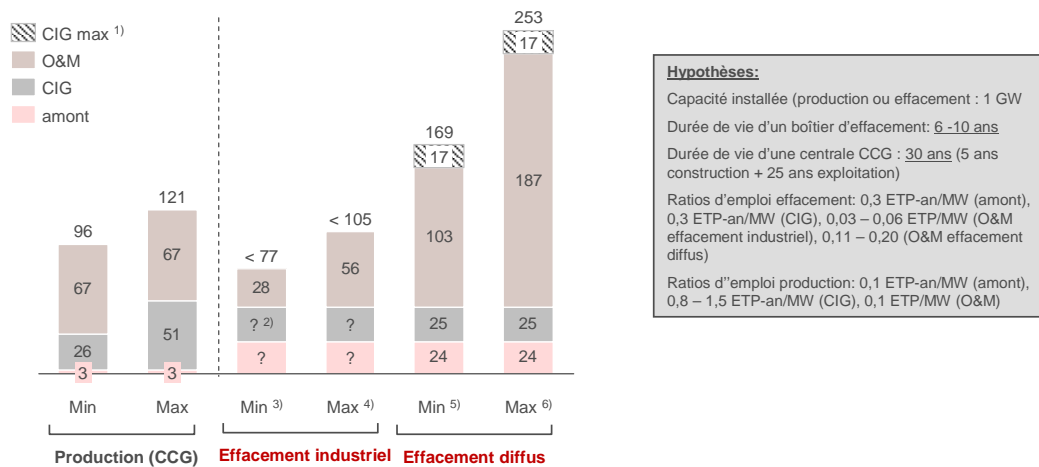
Analyse sur un cycle entier d'investissement

La comparaison des emplois créés par ces deux filières s'avère plus pertinente sur la durée de vie totale d'une centrale de pointe qui peut être estimée à 30 ans environ. L'impact sur l'emploi serait différent suivant le type d'effacement (industriel ou diffus) :

- La mise en place d'1 GW d'effacement industriel permettrait de créer sur 30 ans un potentiel estimé à environ 100 ETP au maximum (vs. ~100 à ~120 ETP dans la filière production). Ce chiffre de 100 ETP est un maximum puisqu'il intègre les ratios d'emploi amont et CIG de l'effacement diffus, sans doute supérieurs à ceux de l'effacement industriel. En moyenne sur 30 ans, l'effacement industriel ne créerait donc pas d'emplois supplémentaires par rapport à la filière production
- La mise en place d'1 GW d'effacement diffus permettrait de créer un potentiel estimé entre ~170 et ~250 ETP (vs. ~100 à ~120 ETP dans la filière production).

La distribution de ces emplois dans le temps serait néanmoins très différente d'une filière à l'autre. Le développement et la construction d'une centrale thermique étant très intensifs en emplois, les emplois créés par la filière production se concentreraient pendant les premières années (entre 200 et ~400 ETP pendant 5 ans pour l'installation d'1 GW de production). A l'inverse, l'effacement générerait des emplois de façon cyclique en raison du renouvellement des boîtiers tous les 6 à 10 ans. (*cf. illustration ci-dessous*)

ESTIMATION DES EMPLOIS CREEES EN MOYENNE SUR 30 ANS PAR 1 GW DE PRODUCTION ET D'EFFACEMENT [ETP]



Hypothèses:
 Capacité installée (production ou effacement : 1 GW)
 Durée de vie d'un boîtier d'effacement: 6 -10 ans
 Durée de vie d'une centrale CCG : 30 ans (5 ans construction + 25 ans exploitation)
 Ratios d'emploi effacement: 0,3 ETP-an/MW (amont), 0,3 ETP-an/MW (CIG), 0,03 – 0,06 ETP/MW (O&M effacement industriel), 0,11 – 0,20 (O&M effacement diffus)
 Ratios d'emploi production: 0,1 ETP-an/MW (amont), 0,8 – 1,5 ETP-an/MW (CIG), 0,1 ETP/MW (O&M)

- 1) La phase CIG de l'effacement diffus créerait en moyenne sur 30 ans 30 emplois si l'on fait l'hypothèse que les boîtiers d'effacement diffus sont renouvelés tous les 10 ans. Les 20 emplois supplémentaires (grisés) correspondent à une hypothèse de renouvellement des boîtiers tous les 6 ans.
- 2) Les emplois créés par l'effacement industriel en phases amont et Construction, Installation, Gestion de projets sont difficiles à estimer. Néanmoins les emplois amont et CIG de l'effacement diffus peuvent être considérés comme un maximum pour l'effacement industriel qui nécessite moins d'interventions chez le client (pas de pose de boîtiers d'effacement par exemple).
- 3) Hypothèse: 0,03 ETP/MW en phase O&M (ratio d'emplois Energy Pool auquel on applique le ratio 'emplois O&M/emplois totaux' (55%) de l'opérateur d'effacement EnerNOC)
- 4) Hypothèse: 0,06 ETP/MW en phase O&M (ratio d'emplois Energy Pool: 60 employés / 1 GW = 0,06 ETP/MW)
- 5) Hypothèse: 0,11 ETP/MW en phase O&M (ratio d'emplois Voltalis auquel on applique le ratio 'emplois O&M/emplois totaux' (55%) de l'opérateur d'effacement EnerNOC)
- 6) Hypothèse: 0,20 ETP/MW en phase O&M (ratio d'emplois Voltalis: 100 employés / 500 MW = 0,20 ETP/MW)

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Localisation des emplois créés

A travers la question de la création d'emplois et d'activité économique se pose aussi la question de la localisation des emplois. La filière gaz génère aujourd'hui principalement des emplois locaux (la fabrication des turbines des centrales CCG de Belfort, Martigues et Blénod récemment construites a par exemple eu lieu en France, à Belfort). Le développement de capacités d'effacement pourrait s'avérer bénéfique en termes d'emplois uniquement si les équipements nécessaires à la mise en place d'un parc d'effacement sont produits sur le territoire national et profitent donc à l'économie locale³³.

Valeur économique du potentiel de création d'emplois

Ces premières estimations à approfondir montrent néanmoins que la création nette d'emplois engendrée par le développement d'un parc national de capacités d'effacement devrait être limitée dans le cas de l'effacement diffus voire potentiellement négative pour l'effacement industriel.

Il paraît difficile de donner une valeur économique à ce potentiel de création d'emplois. Une manière d'aborder cette problématique serait d'évaluer le niveau de financement des emplois « aidés » assuré par l'état. Aujourd'hui, le gouvernement finance à hauteur de 23 015 €/contrat/an³⁴ les emplois d'avenir. En utilisant cette valeur de référence comme valeur d'un emploi pour la collectivité, on peut **estimer la valeur de création d'emplois pérennes des effacements diffus entre 0 et un maximum de 2€/kW/an**. Cette valeur (~2€/kW/an) constitue le maximum que pourrait représenter la rémunération des opérateurs d'effacement diffus pour la création d'emplois (hypothèse prise de ratio d'emplois dans la phase d'exploitation de 0,20 ETP/MW). L'hypothèse basse (0,11 ETP/MW en exploitation intégrant le ratio « emplois exploitation/emplois totaux » d'EnerNoc - 55%) conduit à une valeur de l'externalité emplois de 0,2 €/kW/an seulement.

³³ Aujourd'hui, les boîtiers Voltalis (Bluepod) sont construits en partie en Chine et en partie en France (source : www.energie2007.fr)

³⁴ Selon une publication de l'Observatoire Français des Conjonctures Economiques (OFCE)

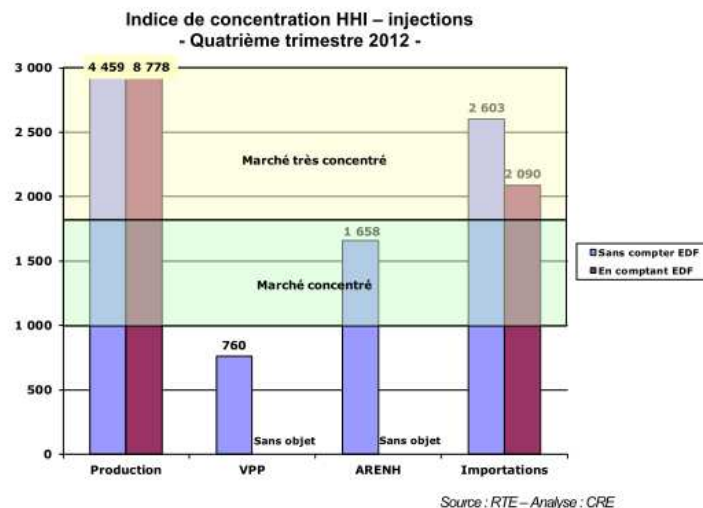
En toute rigueur, l'estimation de cette « externalité » devrait déduire de cette valorisation économique le montant des aides déjà existantes pour l'emploi et l'innovation ainsi que les retombées fiscales (éventuels impôts et cotisations sociales) liées à ces emplois (quote-part des charges sociales comprises dans la valeur de référence de 23 015 €/contrat/an).

Enfin, l'appréciation de l'impact emplois devrait être validée par une analyse de bouclage macro-économique des politiques d'incitation mises en place. A ce titre, il nous paraît intéressant de relever que des analyses récentes réalisées par le Centre d'Analyse Stratégique (rebaptisé récemment Commissariat à l'Analyse Stratégique et à la Prospective), suggéraient que si le subventionnement des ENR avait, à court terme, un effet Keynesien favorable à la croissance, elles avaient, à long terme, un effet récessif lié à la réduction du pouvoir d'achat des ménages (en raison de l'élévation de la CSPE) qui réduisant le niveau de la consommation, impactait négativement la croissance et l'emploi dans les entreprises en France.

E. Amélioration de l'efficacité du marché de l'énergie

Aujourd'hui, en période de forte consommation, le pouvoir de marché des producteurs est élevé car ces derniers sont peu nombreux à détenir les capacités de production « ultimes » aujourd'hui incontournables à la pointe. L'un des atouts de l'effacement, en tant qu'alternative à la production d'électricité, est de pouvoir réduire ce pouvoir de marché.

L'une des méthodes pour mesurer la concentration du marché est l'indice Herfindhal-Hirschman (HHI) qui se définit comme la somme des parts de marché au carré des différents acteurs. Ainsi, plus l'indice HHI est élevé, plus le marché est concentré et donc non concurrentiel. « On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800. » selon la CRE³⁵. A titre d'illustration, avec un indice HHI de 8778 au 4^{ème} trimestre 2012, le marché de gros français de l'électricité (production) est très concentré.



Une façon d'apprécier la baisse de pouvoir de marché résultant de l'effacement est de considérer le marché de pointe, en capacité installée. D'après les données RTE, 33 GW de pointe (et semi-base), correspondant aux capacités installées de charbon, gaz, fioul et hydraulique lac, se répartissent entre 5 producteurs en France : EDF (80%), E.ON (8%), GDF Suez (8%), POWEO (3%), Alpiq (1%). [source : données RTE sur le parc de production]

Ainsi, sans considérer les éventuelles importations en période de forte consommation³⁶, l'indice HHI actuel de la production de pointe est de 6600 environ. La prise en compte des 1500 MW de capacités

³⁵ Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

³⁶ Cette hypothèse est néanmoins une hypothèse forte car les interconnexions ont un impact importants et sont souvent marginales en heures de pointe, réduisant potentiellement significativement la concentration

d'effacement actuelles, qu'opèrent principalement Energy Pool (~1 GW d'effacement industriel) et Voltalis (~500 MW d'effacement diffus), dans le calcul du HHI réduit légèrement cette valeur à ~ 6000. Le marché de la production de pointe est donc aujourd'hui très concentré, qu'on prenne ou non en compte l'effacement.

Un développement massif de l'effacement permettrait de diminuer fortement ce pouvoir de marché des producteurs de pointe, pouvant diviser d'un facteur ~2 le HHI (calculé sur les capacités installées des producteurs de pointe). En effet, en supposant le parc de production de pointe inchangé, le développement de 5 nouveaux GW d'effacement opérés par 10 agrégateurs permettrait de diminuer le HHI (calculé sur les capacités de pointe installées) à ~5000 ; avec le développement de 10 nouveaux GW d'effacement opérés par 20 agrégateurs, le HHI passerait à ~4000.

F. Diversification des sources d'approvisionnement

Le recours à l'effacement permet de diversifier les sources d'approvisionnement utilisées pour assurer l'équilibre offre/demande, en particulier aux heures de pointe où son développement réduit le besoin en production thermique classique (fioul et gaz notamment). La réduction des importations d'hydrocarbures issue de l'effacement a deux effets pour la collectivité :

- la réduction de la consommation d'hydrocarbures ;
- la diminution de l'exposition à un risque prix des hydrocarbures.

Le premier effet est déjà pris en compte dans la valeur de coûts de production évités.

Le second effet revient à donner une valeur de couverture à l'effacement, qui permet de se protéger contre le risque d'évolution défavorable du cours des hydrocarbures. Ce risque n'est aujourd'hui pas couvert par les centrales thermiques et est subi par le consommateur final, indirectement et partiellement, au travers de l'augmentation des prix de marché de l'électricité (i.e. le système électrique « subit » toute augmentation des coûts des hydrocarbures à partir du moment où les centrales thermiques sont appelées). Comme l'effacement, certains actifs de production (l'hydraulique de pointe en particulier), permettent de limiter ce risque en étant capable de se substituer aux productions fossiles : ils agissent comme une « assurance », pour l'ensemble des consommateurs, face au risque d'augmentation des prix des combustibles fossiles. Si, en cas d'augmentation des prix des combustibles fossiles, les effacements augmentent naturellement leurs gains (leur valeur de « coûts de production évités » augmentera car ils sont payés le prix spot), cette valeur de couverture du risque prix dont bénéficie l'ensemble des consommateurs n'est cependant pas valorisée.

Cette valeur de couverture peut être approchée en estimant le coût d'une telle couverture sur les marchés financiers à savoir la valeur d'une option d'achat (call) couvrant le risque lié à volatilité des cours du pétrole, du gaz et du charbon.

Cette « assurance » n'est cependant que court-terme. A long-terme les capacités d'effacement devraient se substituer à de nouvelles centrales thermiques de pointe : l'effacement ne représenterait alors plus une option (i.e. l'activation est un choix) mais bien un actif de pointe qui sera nécessairement activé au même titre que les autres. Il a ainsi pleinement substitué la production d'un actif dont le prix de production est corrélé aux prix des matières premières par un actif au prix, du point de vue des sous-jacents fossiles, fixe. Si cette substitution permet toujours de se couvrir contre une augmentation du prix des matières premières, elle limite cependant les bénéfices pour le système électrique si ces dernières venaient à baisser.

La valeur de couverture de l'effacement sur le long-terme peut être approchée sur les marchés financiers par un forward fixant le prix de production sur le long-terme. Elle revient à estimer la valeur d'une option d'achat (call – qui permet de se couvrir à la hausse) moins la valeur d'une option de vente (put – qui empêche de profiter des mouvements baissiers).

L'estimation de la valeur en termes de diversification des sources d'approvisionnement apportée par l'effacement reste cependant difficilement quantifiable. Si l'approche par les instruments financiers permet d'apporter un résultat en ordre de grandeur, celui-ci est à considérer avec prudence.

Estimation de la valeur de couverture contre l'exposition au risque prix sur l'importation d'énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon)

La méthode de valorisation de l'option utilisée est fondée sur le modèle de Black-Scholes, qui est le modèle standard d'évaluation des options de type européen³⁷.

³⁷ Option pouvant être exercée à une date donnée uniquement.

Les prix de référence ainsi que les taux de croissance annuels utilisés pour chaque type d'hydrocarbure sont issus du World Energy Outlook (IEA, 2012 – valeurs de référence des importations vers l'Europe pour le pétrole, le gaz et le charbon). Les niveaux de volatilités appliqués sont les suivants :

- Pétrole : volatilité annuelle du Brent Crude Oil (indice de référence pour l'Europe, représentatif des échanges physiques et moins soumis aux aléas spéculatifs) sur les dix dernières années (36%) ;
- Gaz : les contrats long-terme étant majoritairement indexés sur des sous-jacents pétroliers, l'hypothèse est faite d'une corrélation de 1 est utilisée entre les prix des contrats gaz et du pétrole ;
- Charbon : volatilité annuelle du CIF ARA (Charbon délivré CIF dans la zone Anvers, Rotterdam, Amsterdam) sur les dix dernières années (28%).

L'option modélisée est une option d'un an avec un prix d'exercice égal à la valeur actuelle.

Le calcul en €/MWh a été réalisé à partir de niveaux classiques de rendement de centrales (rendements PCI : fioul 34% ; gaz 58% ; charbon 33%).

VALEUR THEORIQUE DE L'OPTION DE COUVERTURE

Pricing avec le modèle de Black-Scholes (T=1an)

VALEUR D'OPTION	Pétrole / Centrale fioul		Gaz / CCG		Charbon / Centrale charbon	
	Option d'achat	Option de vente	Option d'achat	Option de vente	Option d'achat	Option de vente
De l'hydrocarbure sous-jacent	12 €/bbl	9 €/bbl	4 €/MWhg	3 €/MWhg	11 €/t	12 €/t
	14-11% du prix d'exercice		14-10% du prix d'exercice		11-12% du prix d'exercice	
De l'énergie produite par l'actif de production	24 €/MWh	19 €/MWh	7 €/MWh	5 €/MWh	5 €/MWh	6 €/MWh

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Valeur de couverture contre le risque prix hydrocarbure par des instruments financiers - benchmark

Les niveaux de valorisation de la politique de couverture du risque des hydrocarbures peuvent être justifiés à partir des exemples de cas réels. A titre illustratif, nous pouvons citer :

- Le Mexique a couvert en 2009 près de 50% de ses exports de pétrole en 2010 contre une diminution du cours en achetant des options de vente (put). Cette option garantissait un prix minimum de vente de 57 \$/bbl pour 230 millions de barils exportés sur 2010 (~20% de la production mexicaine). Le coût de cette couverture s'élevait à 1172 m\$, soit 9% du prix d'exercice³⁸.
- Le Ghana a couvert ses exports sur la période de mai à décembre 2011 en achetant une option de vente (couverture de la production pétrolière issue de sa participation de 13,5% dans le gisement Jubilee opéré par Tullow – soit 3 millions de barils à un prix plancher de 107 \$/bbl). Le coût de cette couverture s'est élevé à 14% du prix d'exercice.
- L'Alaska en 2002 a étudié la possibilité de mettre en place une stratégie de couverture d'options et de swap avec un premium payé de 13% du prix fixe pour un swap de 3 ans.

Calcul de la valeur de couverture de l'effacement

La valeur de couverture de l'effacement dépend de l'unité ou des unités de production « effacée(s) » lors de la période d'activation. En effet, plusieurs centaines de MW activés d'effacement peuvent se

³⁸ Bloomberg, "Mexico Has Hedged Oil for 2010 at \$57 a Barrel", 8 décembre 2009

substituer à des actifs de Fioul/Pointe mais également, si ces-derniers sont entièrement substitués, à des actifs de production gaz voire charbon. Les imports ne sont pas pris en compte dans l'analyse.

En considérant que les heures d'activation de l'effacement correspondent aux heures de plus forte demande, sur l'année 2012, 1 GW effacé se substitue, en moyenne, à :

- 33% de fioul et 67% de gaz s'il s'active 50 heures ;
- 27% de fioul et 73% de gaz s'il s'active 400 heures ;
- 17% de fioul, 79% de gaz et 4% de charbon s'il s'active 1000 heures.

Valeur d'option

Nous estimons ici la valeur de couverture pour l'effacement considéré comme une option : le choix est toujours donné de l'activer ou non et l'effacement se substitue aux énergies fossiles qu'en cas de besoin, c'est-à-dire en cas de hausse du prix des matières premières.

La valeur d'option de l'effacement est calculée à partir des options d'achat de l'énergie produite par les actifs marginaux substitués. Les résultats sont les suivants :

- Pour 50 heures d'activation : **13 €/MWh**, soit **0,6 €/kW** ;
- Pour 400 heures d'activation : **12 €/MWh**, soit **4,7 €/kW** ;
- Pour 1000 heures d'activation : **10 €/MWh**, soit **9,7 €/kW**.

Valeur de forward

En cas de substitution considérée comme pleine et non optionnelle des actifs de production thermique, la valeur de couverture de l'option se rapproche du *forward* qui fixe le prix du sous-jacent à terme et empêche de subir ses évolutions à la hausse mais également de bénéficier des mouvements à la baisse. Cela équivaut à la valeur d'une option d'achat (achat d'une couverture à la hausse) moins une option de vente (vente d'une couverture à la baisse).

La valeur de forward de l'effacement est calculée à partir des options d'achat et de vente de l'énergie produite par les actifs marginaux substitués. Les résultats sont les suivants :

- Pour 50 heures d'activation : **2,9 €/MWh**, soit **0,1 €/kW** ;
- Pour 400 heures d'activation : **2,7 €/MWh**, soit **1,1 €/kW** ;
- Pour 1000 heures d'activation : **2,2 €/MWh**, soit **2,2 €/kW**.

Il est difficile de déterminer laquelle des deux méthodes (option, forward) est la plus appropriée à l'effacement. La dimension temporelle est tout d'abord déterminante : à court-terme et tant que les capacités d'effacement n'ont pas substitué des investissements dans de nouveaux actifs thermiques, cette valeur est plutôt une valeur d'option, mais avec le développement de l'effacement et la substitution progressive des moyens conventionnels elle tendra vers une valeur de forward. Ensuite, au sein même d'une année, s'il faut 50 heures d'activation minimum à l'effacement pour que celui-ci soit certifié, cela signifie que pendant 50 heures, quelles qu'elles soient (option), le prix sera fixé (forward).

Dans le cadre de la prime, il nous apparait plus pertinent de considérer la valeur *forward* de couverture au risque prix qui correspond mieux à l'avantage structurel long-terme des effacements de consommation.

Ces valeurs représentent néanmoins un maximum pour les deux raisons suivantes :

- **Le calcul ne prend pas en compte l'effet report.** Celui-ci viendrait diminuer cette valeur jusqu'à l'annuler si l'actif de production marginal est le même pendant les périodes d'effacement et de report. De la même façon, la valeur d'option est *a priori* nulle pour l'autoproduction, le coût de production de celle-ci étant intimement corrélé à l'évolution du cours du pétrole et du gaz (lui-même corrélé au pétrole).
- **Il ne prend pas en compte l'effet de substitution entre les hydrocarbures** et se fonde sur un merit order calculé *ex-post* « figé ». Dans les faits, les cours des sous-jacents ne sont pas

nécessairement corrélés (notamment charbon vs. gaz et pétrole) et les centrales sont en concurrence : par exemple, la diminution de la compétitivité prix d'une centrale gaz vis-à-vis du charbon se traduira par une hausse du nombre d'heures appelées de la centrale charbon au détriment du gaz et viendra donc limiter l'exposition au risque d'augmentation des prix du gaz ou du pétrole. Néanmoins, à l'échelle nationale, l'effet de substitution d'un type d'unité par un autre est très limité aux heures de pointe puisque la réserve de capacités disponible est faible ; il peut être cependant non négligeable en tenant compte des imports qui augmentent la réserve de capacités disponibles à la pointe. En limitant le risque de hausse considérable des prix de l'électricité dû à l'augmentation des cours des matières premières, l'effet de substitution existant entre les différents outils de production réduit la valeur d'option de l'effacement.

- **Une partie de cette valeur de couverture est peut-être aujourd'hui partiellement intégrée dans les prix de l'électricité et donc peut-être déjà captée par l'effacement (via la valorisation au prix spot de ce dernier).** Il pourrait donc y avoir un recoupement partiel entre la valeur de « coûts de production évités » et cette valeur de couverture au risque prix.

6. FORMAT DE LA PRIME ET IMPACT SUR LE MARCHÉ

Structure fixe / variable

La loi indique qu'une prime doit être « *versée aux opérateurs d'effacement au titre de leur contribution aux objectifs définis aux articles L. 100-1 et L. 100-2 et des avantages procurés à la collectivité* ».

Certains des avantages étudiés engendrent des externalités positives dont la valeur est directement liée à la quantité d'électricité effacée. C'est le cas notamment de la valeur CO₂, la valeur d'économie d'énergie ou encore l'impact sur les prix de marché. A l'inverse, la valeur issue d'autres avantages ont une valeur « fixe » fonction essentiellement de la capacité disponible à l'effacement plutôt que de la quantité d'énergie effectivement effacée. C'est le cas de la valeur de création d'emplois ou encore de l'amélioration de l'efficacité des marchés.

En première analyse, la prime pourrait donc adopter un format reflétant la structure économique des avantages induits ; elle intégrerait donc, dans une part variable (ie composante en €/MWh), les externalités dont la valeur est « variable », et dans une part fixe (ie composante en €/kW), les externalités dont la valeur est « fixe ». **Néanmoins, il nous semble plus pertinent que le format de la prime s'abstraie de ces considérations et soit plutôt construit dans un objectif de recherche de performance économique de l'incitation ainsi que de minimisation de la « perturbation » potentielle des marchés de l'électricité.**

La prime pourrait ainsi prendre en compte les différences importantes de structure de coûts entre les types d'effacement.

Impact potentiel d'une prime variable

L'analyse des différents types d'effacement montre que, alors que les effacements industriels « purs » (cf définition section 2) ou adossés à un groupe électrogène ont un coût variable très élevé et ont donc vocation à n'être activés qu'un nombre d'heures très limité dans l'année, l'effacement diffus à lui des coûts variables nuls : il peut donc dégager une marge sur coût variable positive sur le marché énergie sur de nombreuses heures dans l'année et pourraient donc être activés un grand nombre d'heures dans l'année.

Ainsi, une prime uniquement variable (uniquement en €/MWh) et indépendante du type d'effacement :

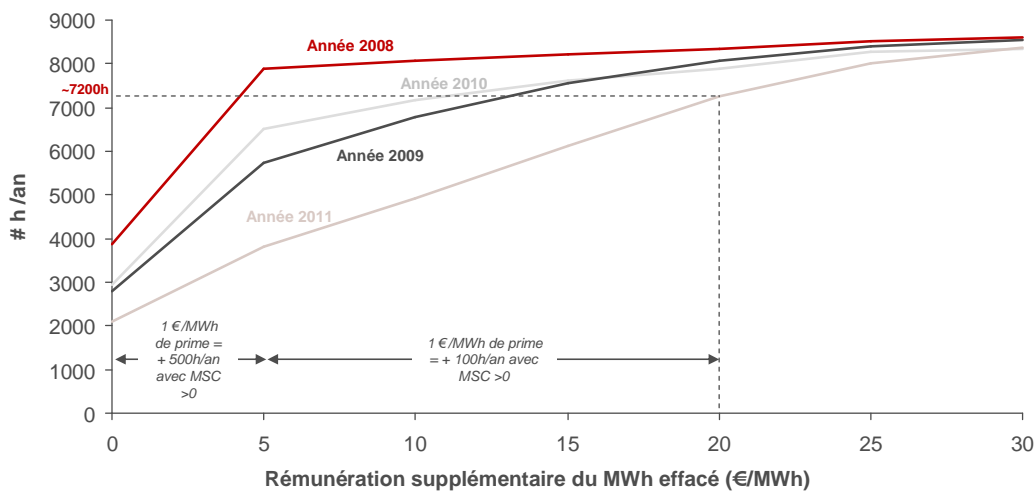
- si elle est d'un niveau relativement faible (quelques €/MWh), engendrerait une rémunération très faible (voire nulle) des effacements à coût variable élevé (car activés très peu d'heures dans l'année)
- si elle est d'un niveau important (une ou plusieurs dizaines d'€/MWh) engendrerait une incitation forte à maximiser le nombre d'heures d'exploitation des capacités d'effacement à coût variable nul comme l'effacement diffus. En effet, le seuil de déclenchement d'un effacement diffus diminuerait en passant d'une valeur initialement égale au versement à une valeur « versement – prime ». Ce format de prime inciterait donc à effacer potentiellement à des moments où le coût de production peut être inférieur au prix de vente de l'électricité, donc potentiellement hors des heures de pointes. Ces situations (activations d'effacement dans des cas où le coût de production est inférieur au prix de vente) peuvent néanmoins être justifiées si l'on considère que le prix de l'électricité ne reflète pas aujourd'hui les externalités justement intégrés dans la prime, et que cette prime vient compenser cet effet. **Une prime variable poserait aussi la problématique de prévisibilité de l'enveloppe globale de la prime (ie du montant à financer via la CSPE).** En effet, une prime variable inciterait à augmenter le nombre d'heures d'activation des effacements et induirait donc une augmentation proportionnelle de l'enveloppe globale de la prime.

Le graphique ci-dessous illustre ce phénomène. Il représente le nombre d'heures par an avec marge sur coût variable positive pour l'effacement diffus³⁹ en fonction de la prime, supposée variable, donnée aux effacements (ces calculs tiennent compte des montants de versement estimés par RTE dans le document martyr 2.0). Cette analyse, fondée sur les historiques de prix Spot, montre **qu'une prime variable importante (> 20 €/MWh) permettrait à l'effacement diffus de dégager une marge sur coût variable positive plus de 80% du temps dans l'année.**

Plus précisément :

- Entre 0 et 5 €/MWh de prime variable : chaque €/MWh de prime permettrait d'augmenter d'environ 500h le nombre d'heures avec marge sur coûts variables positive
- Au-delà de 5 €/MWh de prime variable : chaque €/MWh de prime augmenterait d'environ 100h le nombre d'heures avec marge sur coûts variables positive

ANALYSE DU NOMBRE D'HEURES PAR AN AVEC UNE MARGE SUR COUT VARIABLE POSITIVE POUR L'EFFACEMENT DIFFUS EN FONCTION DE LA REMUNERATION SUPPLEMENTAIRE DU MWh EFFACE [H/AN]



Source: Epex Spot, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Impact potentiel d'une prime fixe

- **Contrôle de la capacité**

A contrario, si aucune contrainte d'activation n'est associée à la prime, une prime uniquement fixe (uniquement en €/kW) et indépendante du type d'effacement ne donnerait aucune incitation à l'activation des effacements industriels à coût variable élevé, entraînant donc un risque potentiel de rémunération de capacités « fantômes ». D'autre part, une prime uniquement fixe soulèverait (avant la mise en place du mécanisme de capacité qui permettra de gérer cette question) la problématique de la mesure de la capacité sur laquelle serait fondée la prime : si aucune contrainte d'activation (ou aucun contrôle) n'est associée à la prime, comment serait certifiée la capacité d'effacement justifiant la prime pour les effacements n'ayant pas été activés ?

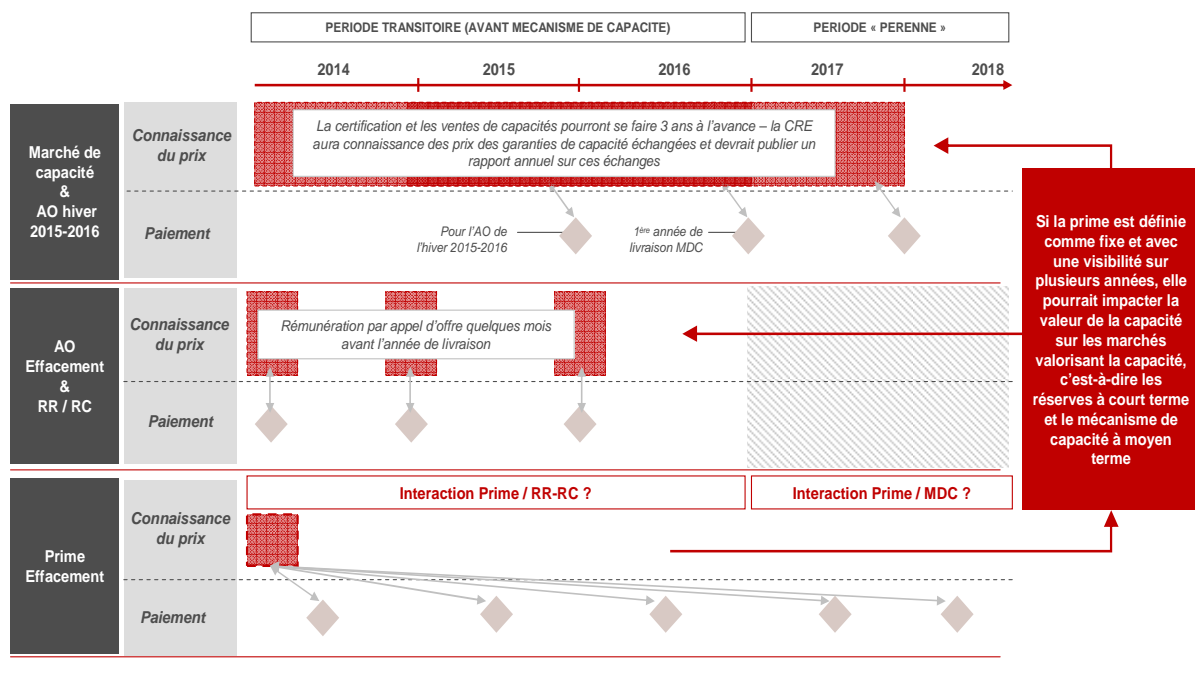
- **Impact sur les marchés valorisant la capacité**

³⁹ Pour l'effacement diffus avec un coût variable nul, la marge sur coût variable est simplement égale à : Prix Spot – Versement + Prime variable

A court-terme, le versement d'une prime fixe, si elle est versée à l'ensemble des effacements, constituerait un avantage concurrentiel pour la filière effacement par rapport à la filière production lors des appels d'offres permettant de contractualiser les réserves rapides et complémentaires.

A moyen terme, une fois le mécanisme de capacité mis en place, le versement d'une prime fixe aux effacements pourrait directement impacter le prix de la capacité à la baisse, au détriment des capacités de production. En effet, même si la prime peut être révisée chaque année, l'anticipation d'une prime fixe pourrait inciter les opérateurs d'effacement à offrir leurs capacités à un prix plus faible que leur besoin de rémunération sur le marché de capacité.

CHRONOLOGIE DES SIGNAUX DE PRIX DE LA CAPACITE SUR LES DIFFERENTS MECANISMES REMUNERANT LA CAPACITE



Ainsi, il nous semble pertinent que le format de la prime, sans préjuger du niveau de celle-ci, intègre les considérations suivantes : une différenciation par « famille » d'effacements permettant la construction d'une prime à structure majoritairement fixe (en €/kW) pour les effacements à coût variable nul et à structure majoritairement variable (en €/MWh) pour les effacements à coût variable élevé.

Visibilité donnée sur le niveau de la prime

Certains opérateurs d'effacement ou certains de leurs clients ont besoin de réaliser des investissements pour développer de la capacité d'effacement (mise en place des boîtiers d'asservissement des process thermiques dans le diffus ; autres automatismes, étude d'ingénierie, infrastructure de « stockage »... pour les industriels). En conséquence, si le niveau de la prime est susceptible de changer année après année, l'investissement pourrait ne pas être réalisé, ou sous réserve d'un montant de prime important requis pour couvrir le risque pris par l'investisseur. L'objectif fixé par le législateur pourrait ne pas être atteint ou à un coût plus élevé que nécessaire.

Cette visibilité pourrait être donnée soit par un montant de prime dont le montant est fixé pour plusieurs années, soit par un montant revu chaque année, mais dont le versement est garanti plus plusieurs années aux capacités développées l'année concernée (sur le modèle des obligations d'achat en vigueur pour l'éolien ou le PV par exemple).

Il nous paraît toutefois préférable que la prime soit révisée régulièrement dans les premières années :

- pour pouvoir intégrer le retour d'expérience d'une filière peu connue et dont les paramètres nécessaires à l'estimation de la valeur de l'effacement sont très incertains ;
- ne pas permettre que perdure des effets d'aubaine préjudiciable à la collectivité.

Par ailleurs, nous observons que, par construction, la prime n'est pas susceptible d'évoluer principalement en regard de l'évolution des sous-jacents qui la justifie (ie les effets réseau, économie d'énergie, diversification des sources d'approvisionnement... ne changeront qu'en regard de la réévaluation de la méthode de calcul et non en raison des sous-jacents).

Enfin, pour la collectivité qui cofinance les effacements, il est légitime qu'une partie du risque reste portée par le développeur : en l'espèce, la loi n'empêchant pas que 100% de l'avantage que retire la collectivité soit transférée aux opérateurs d'effacement, elle pourrait donc potentiellement, *in fine*, n'en retirer directement aucun, tout en portant une partie du risque des opérateurs d'effacement, et notamment d'avoir financé des investissements qui pourraient se révéler, trop tard, ne pas générer tous les avantages attendus.

7. ANALYSE DE L'ECONOMIE DES EFFACEMENTS

AVERTISSEMENT

Dans cette partie du document, nous étudions l'économie des différents types d'effacement. Cependant, il est important de souligner que les activités étudiées sont émergentes, avec des modèles d'affaires en construction et que l'analyse de ces modèles d'affaires comporte donc une part d'incertitude liée au manque de retour d'expérience et à la difficulté d'estimer avec précision la totalité des intrants nécessaires à une modélisation économique. Les modèles d'affaires présentés ont, par ailleurs, une vocation normative et ne reflètent donc pas la diversité des situations réelles.

Dans cette partie du document, nous étudions les conditions de rentabilité des différents types d'effacement définis en section 4 :

- En supposant dans un premier temps que les seuls revenus de l'effacement sont les revenus « énergie » issus de l'activation d'effacements selon les règles NEBEF (ie avec une valorisation au prix spot moins les versements définis dans le document martyr 2.0). Cette analyse permet d'estimer quel est le besoin de rémunération supplémentaire (en €/kW ou en €/MWh) qui permettrait la rentabilité des effacements.
- En supposant ensuite que l'effacement bénéficie d'une rémunération supplémentaire de la capacité (provenant du marché de capacité ou d'autres mécanismes valorisant la capacité) et en analysant différents scénarios de prix de la capacité.

A. Méthodologie et hypothèses

Afin d'estimer l'impact du niveau de la prime sur la rémunération des différents acteurs de l'effacement, plusieurs *business plan* normatifs ont été modélisés sur la base de la typologie d'effacement déjà présentée dans le rapport :

- effacement industriel « purs » (cf définition section 2) ;
- effacement industriel avec stockage intermédiaire ;
- effacement avec autoproduction groupe fioul ;
- effacement diffus.

Hypothèses sur la structure de coût des différents types d'effacement

La majorité des hypothèses sont issues de la base de données E-CUBE, base de données établie notamment à partir d'entretiens auprès d'industriels.

- **Effacement industriel « purs »**

On suppose que les effacements industriels « purs » sont caractérisés par :

- un **coût fixe annuel compris entre 3 et 9 €/kW/an** intégrant les coûts de formation des opérateurs gérant l'effacement, les coûts de gestion de l'agrégateur, l'impact potentiel de l'effacement sur la durée de vie des équipements (ex : four à arc)
- un **coût variable compris entre 50 et 300 €/MWh**, correspondant à la marge sur coût variable des biens produits dans les différents procédés considérés (production de papier, sidérurgie, ...).
- pas d'investissements spécifiques nécessaires
- une capacité unitaire d'effacement comprise entre 50 et 30 MW

- **Effacement industriel avec stockage intermédiaire (effacement d'opportunité)**

On suppose que les effacements industriels avec stockage intermédiaire sont caractérisés par :

- un **coût variable nul** (les biens produits font l'objet d'un report ou d'une anticipation, la production n'est donc pas diminuée, permettant ainsi de ne pas perdre la marge sur coût variable du produit)
- un **coût fixe annuel compris entre 3 et 12 €/kW/an** intégrant les coûts de formation des opérateurs gérant l'effacement, les coûts de gestion de l'agrégateur et les coûts de mise en place d'une infrastructure de stockage si nécessaire
- une capacité unitaire d'effacement comprise entre 50 et 10 MW

- **Effacement adossé à de l'autoproduction via un groupe fioul**

Les coûts fixes d'un groupe électrogène dépend intrinsèquement de son usage : si ce-dernier existe déjà sur un site pour d'autres raisons que la valorisation d'effacements (pour des raisons de sûreté par exemple comme dans le cas d'un hôpital) alors l'effacement ne correspond qu'à un revenu d'opportunité et ni coûts fixes ni investissements ne lui sont attribués ; à l'inverse, la mise en place d'un groupe électrogène *ad hoc* installé spécifiquement pour un usage effacement requiert des coûts importants.

On suppose dans notre analyse que la construction d'un groupe électrogène uniquement pour l'activité d'effacement n'est pas envisageable aujourd'hui. L'hypothèse de référence retenue est donc le premier cas évoqué ci-dessus c'est-à-dire le cas d'un groupe électrogène existant pour une autre raison que pour l'activité d'effacement et donc avec des coûts fixes nuls (en ce qui concerne l'activité d'effacement).

On suppose ainsi que les effacements adossés à de l'autoproduction via un groupe fioul sont caractérisés par :

- un **coût variable de 240 €/MWh** intégrant les coûts opérationnels ainsi que les coûts de carburant et de CO₂
- des **coûts fixes et d'investissements nuls**, le groupe électrogène existant déjà pour une autre activité que l'effacement

- **Effacement diffus**

On suppose que les effacements diffus sont caractérisés par :

- un **coût variable nul**
- un **coût fixe annuel de 50 €/client/an** intégrant les coûts de service GPRS et de gestion client de l'agrégateur
- un **coût d'investissement de 450 €/client amortis sur 8 ans** intégrant le coût d'acquisition du client, le coût de fabrication d'un boîtier, le coût d'installation du boîtier décomposé de la manière suivante :
 - o coût d'acquisition client : 150 €/client
 - o coût de fabrication boîtier : 200 €/boîtier - *Le coût des thermostats programmables déployés dans les programmes PeakSaver et Smart AC d'Enernoc est de 300-350\$*
 - o coût d'installation : 100 €/boîtier – *Dans son audition au Sénat le 10 Avril 2012 M. Bivas indique que l'installation de 50000 boîtiers représenterait un chiffre d'affaire d'environ 5 M€ pour les électriciens*
- une **capacité d'effacement de comprise entre 2 et 4 kW/boîtier** - Cette valeur est très sensible. En réalité la capacité d'effacement d'un boîtier dépend fortement de la saison et des conditions météorologiques car la capacité d'effacement des clients chauffés à l'électricité dépend de leur consommation instantanée d'électricité. De plus, il existe une contrainte de foisonnement sur l'effacement diffus empêchant d'utiliser la capacité maximale d'effacement sur une longue période de temps et diminuant donc la capacité d'effacement exploitable sur plusieurs heures d'affilées. Néanmoins cette valeur peut être encadrée par les considérations suivantes :

- Selon M. Bivas (audition au sénat du 10 avril 2012), la consommation moyenne hivernale d'un foyer chauffé à l'électricité se situe entre **3 et 4 kW**.
- Dans son communiqué de presse du 2 février 2010, Voltalis estime entre **2 et 2,5 kW** la capacité d'effacement disponible par client ⁴⁰ permise par l'installation de boîtier Voltalis.

HYPOTHESES DE COÛTS PAR TYPE D'EFFACEMENT – SYNTHÈSE

	Investissements spécifiques	Coûts fixes annuels	Coûts variables
Effacement industriel « pur »		3 à 9 €/kW/an	50 à 300 €/MWh
Process industriel à stock intermédiaire		3 à 12 €/kW/an	
Autoproduction (groupe électrogène)	/ (on suppose l'activité d'effacement comme une activité d'opportunité pour un groupe diesel existant)	/ (on suppose l'activité d'effacement comme une activité d'opportunité pour un groupe diesel existant)	~240 €/MWh
Effacement diffus	450 €/client Durée d'amortissement : 8 ans	50 €/client	

Sources : Enernoc, Voltalis, ADEME, DGEC, UFIP, base de donnée et analyse E-CUBE Strategy Consultants

Méthodologie d'estimation des revenus énergie

Dans un premier temps, une estimation des revenus « énergie » issus de l'activation d'effacements selon les règles NEBEF est réalisée :

- en utilisant comme valeurs de versements les valeurs définies dans le document martyr 2.0 de RTE
- à partir des historiques de prix spot 2010 et 2011 (ramenés en €₂₀₁₃)

En pratique, la marge sur coûts variable (« **Prix Spot – coût variable effacement – versement** ») des différents types d'effacement est calculée heure par heure sur chacun des historiques de prix. Ceci permet d'estimer dans un premier temps le nombre maximal théorique d'heures avec une marge sur coûts variables positive et le revenu total maximal théorique, établi à partir de la moyenne obtenue des années étudiées. Ce nombre maximal d'heures effacées n'étant pas toujours réaliste (n'ayant pas de coûts variables (autre que le versement) l'effacement diffus peut avoir une marge sur coût variable positive plusieurs milliers d'heures par an par exemple), le calcul des revenus énergie est ensuite établi sur la base d'hypothèses de nombre d'heures effectif d'activation des effacements décrites dans le tableau ci-dessous.

On suppose aussi un nombre d'heures minimal obligatoire d'activation des effacements de 50h par an correspondant, par hypothèse, aux 50 heures de plus fortes consommations annuelles⁴¹. Cette hypothèse est considérée pour représenter une contrainte qui serait liée à la volonté d'éviter des capacités d'effacement « fantômes » (ie jamais activées donc difficilement contrôlables).

⁴⁰ Voltalis s'inscrit dans l'objectif retenu par la région tel qu'exprimé par le « B 15 », d'équiper rapidement au moins 60.000 consommateurs particuliers et des entreprises et collectivités, de manière à constituer une capacité d'effacement significative pour la Bretagne, de 120 à 150 MW

⁴¹ 50h/an d'activation par an correspondant au format de contractualisation des effacements dans le mécanisme d'appel d'offre effacement géré par RTE

SCENARIOS D'EFFACEMENT RETENUS POUR L'ESTIMATION DES REVENUS ENERGIE

	Effacement diffus	Autoproduction (groupe électrogène)	Process industriel à stocks intermédiaires	Effacement industriel « pur »
Nombre d'heures d'effacement	<p>30% des heures d'hiver où la marge sur coût variable est positive ¹⁾</p> <p>(~850h / an dans la modélisation)</p>	<p>100% des heures d'hiver où la marge sur coût variable est positive</p> <p>(minimum 50h/an ²⁾)</p>	<p>100% des heures d'hiver où la marge sur coût variable est positive</p> <p>(minimum 50h/an – maximum 400 h/an)</p>	<p>100% des heures d'hiver où la marge sur coût variable est positive</p> <p>(minimum 50h/an ²⁾)</p>

- 1) Les scénarios de référence d'effacement résidentiel utilisés pour l'expérimentation réalisée par l'ADEME et le CSTB en partenariat avec Voltalis correspondent à un effacement entre 25 et 33% du temps – source : L'avis de l'ADEME 2012 « L'effacement des consommations électriques résidentielles »,
- 2) En pratique, dans la modélisation, le nombre total théorique d'heures avec marge sur coût variable positive est très limité (ie < 50 h/an)

Source: ADEME, E-CUBE Strategy Consultants

Montant des versements estimés par RTE

Pour rappel, le projet de règles « NEBEF 1.0 » retenu par RTE donne pour estimation de la part variable de la part fourniture du tarif de vente à verser au fournisseur les montants suivants :

- Sites profilés (« tarifs bleus essentiellement », utilisés dans le cas de l'effacement diffus)
 - Heures hautes (7h-23h) : 57€/MWh ;
 - Heures Basse : 35€/MWh ;
- Sites télérelevés (pris en compte pour les effacements industriels et l'autoconsommation) :

PRIX DE VERSEMENT POUR LES SITES TELERELEVES

	Q1		Q2		Q3		Q4	
	Offpeak	Peak	Offpeak	Peak	Offpeak	Peak	Offpeak	Peak
Prix de versement	42 €	63 €	29 €	47 €	29 €	49 €	41 €	65 €

B. Analyse des conditions de rentabilité des effacements sans revenus de capacité

Dans ce paragraphe, nous estimons quel est le **besoin de rémunération supplémentaire** en €/kW (et en €/MWh pour l'effacement diffus) qui permettrait la rentabilité des effacements, en considérant que les seuls revenus de l'effacement sont les revenus énergie calculés par la méthode expliquée précédemment.

A ce stade de l'analyse, nous ne préjugeons pas de la manière dont doit être comblé ce besoin de rémunération, c'est-à-dire ce besoin de rémunération correspond à un besoin qui pourrait être assuré par plusieurs sources de revenus (marché de capacité, réserves rapides et complémentaires, prime à l'effacement). La question de la prise en compte effective de la rémunération de la capacité via les mécanismes existants ou futurs (réserves, marché de capacité) est traitée dans le paragraphe suivant.

Les hypothèses de seuils de rentabilité retenus sont les suivantes :

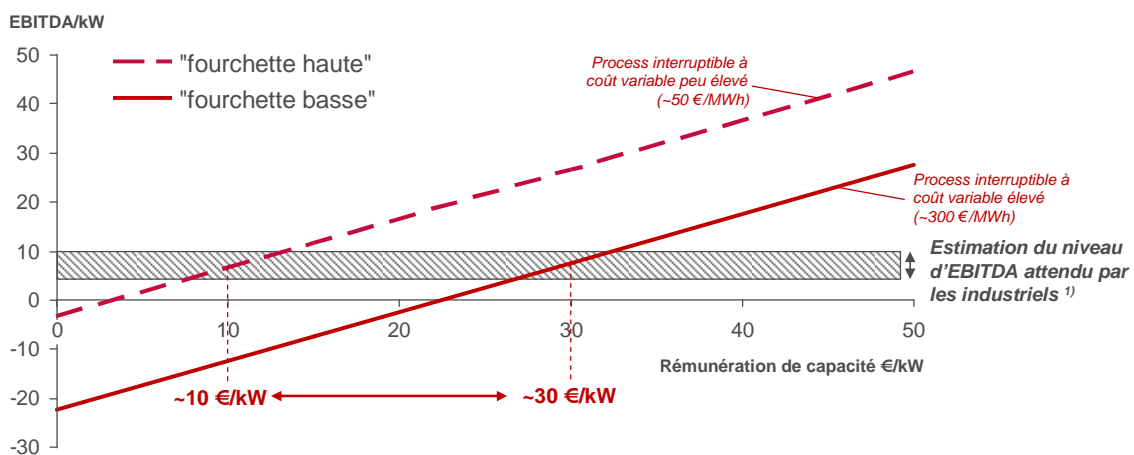
- pour l'effacement diffus : on considère qu'une rémunération « normale » des capitaux investis correspond à un **TRI avant impôts compris entre 10% et 15%**. En effet, bien que les TRI envisagés lors de la mise en place des différents tarifs d'achat des énergies renouvelables soient compris entre ~5% et ~10%⁴², l'activité d'effacement diffus vise un marché B2C ou petit B2B qui correspondrait plutôt à une exigence de rentabilité comprise dans la fourchette haute des TRI moyens attendus par les entreprises qui sont de 8% à 15%⁴³.
- pour les autres effacements : on considère que l'EBITDA de l'activité d'effacement généré doit correspondre à ~1% de la facture énergétique d'un industriel, ce qui correspond, en moyenne pour le type d'industriels considérés, à un **EBITDA de 6 à 10 €/kW d'effacement**. Cette valeur seuil de 1% de la facture énergétique est fondée sur les entretiens avec des industriels interrogés par E-CUBE.

Résultats

Les graphiques suivants représentent le **besoin estimé de rémunération** de la capacité qui permettrait la rentabilité des différents types d'effacement selon les critères définis précédemment.

- **Effacement industriel « pur »**

EBITDA D'UN EFFACEMENT INDUSTRIEL « PUR » EN FONCTION DE LA REMUNERATION DE LA CAPACITE [€/kW]



Le besoin de rémunération de la capacité permettant la rentabilité pour les effacements industriels « purs » est estimé entre ~ 10 et 30 €/kW

1) On fait l'hypothèse qu'un industriel exige une marge liée à l'activité d'effacement égale à 1% de sa facture énergétique soit selon les différents types d'industries considérées un EBITDA compris entre 6 et 10 €/kW effaçable

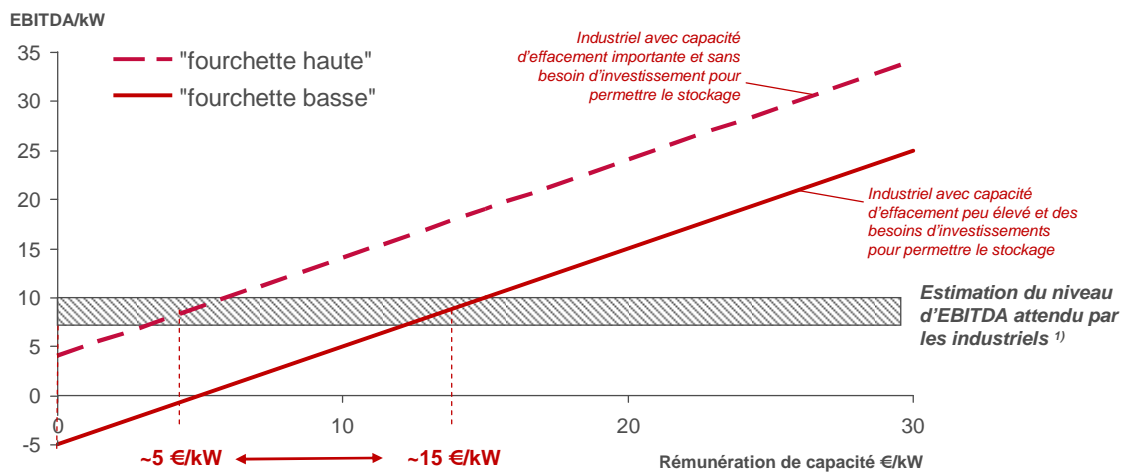
Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

- **Effacement industriel avec stockage intermédiaire (effacement d'opportunité)**

⁴² Selon les avis de la CRE sur les projets d'arrêtés fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations renouvelables (biométhane, biogaz, éolien, PV, Biomasse). www.legifrance.fr

⁴³ Source : Banque populaire

EBITDA D'UN EFFACEMENT INDUSTRIEL AVEC PROCESS A STOCKAGE INTERMEDIAIRE EN FONCTION DE LA REMUNERATION DE LA CAPACITE [€/kW]²⁾



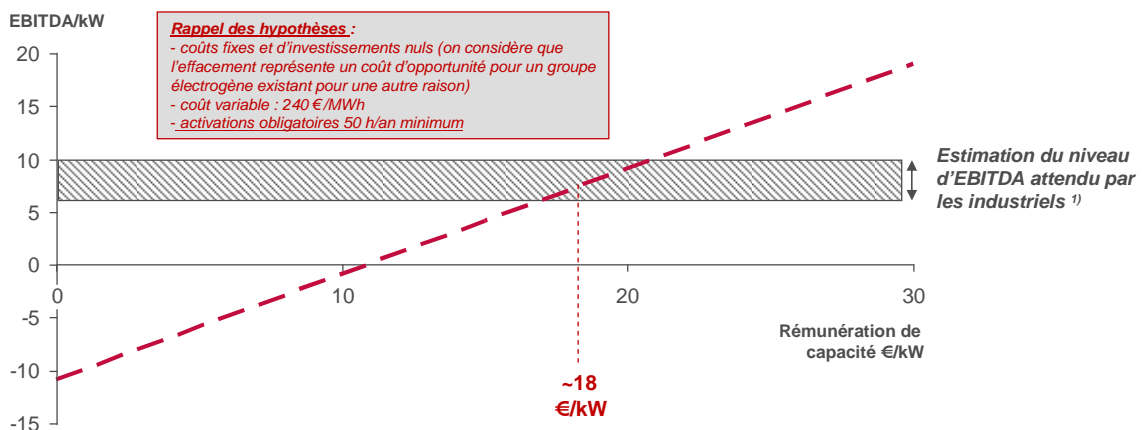
Le besoin de rémunération de la capacité permettant la rentabilité pour les effacements industriels avec stockage intermédiaire est estimé entre ~ 5 et 15 €/kW

- 1) On fait l'hypothèse qu'un industriel exige une marge liée à l'activité d'effacement égale à 1% de sa facture énergétique soit selon les différents types d'industries considérées un EBITDA compris entre 6 et 10 €/kW effaçable
- 2) Hypothèse : activation obligatoire sur 50h/an. Activation supplémentaire limitée à 400 h/an. (pas d'hypothèse de contraintes de stockage liées au nombre d'heures d'activation consécutives).

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

- **Effacement adossé à de l'autoproduction via un groupe fioul**

EBITDA D'UN EFFACEMENT AVEC AUTOPRODUCTION EN FONCTION DE LA REMUNERATION DE LA CAPACITE [€/kW]²⁾



Le besoin de rémunération de la capacité permettant la rentabilité pour les effacements avec autoproduction est estimé à ~ 18 €/kW

- 1) On fait l'hypothèse qu'un industriel exige une marge liée à l'activité d'effacement égale à 1% de sa facture énergétique soit selon les différents types d'industries considérées un EBITDA compris entre 6 et 10 €/kW effaçable
- 2) Hypothèse : activation obligatoire sur 50h/an.

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

- **Effacement diffus**

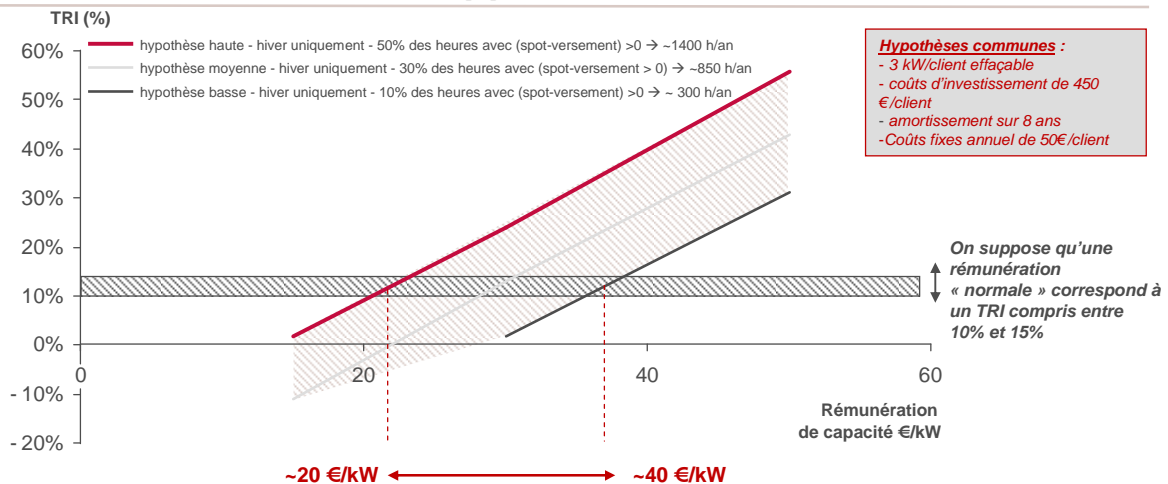
La rentabilité des effacements diffus dépend principalement de deux facteurs qui sont :

- le nombre d'heures d'activation annuel
- la capacité d'effacement moyenne par client sur ce nombre d'heures

Ci-dessous sont représentées les analyses de sensibilité du besoin de rémunération supplémentaire de l'effacement diffus permettant la rentabilité en fonction de ces deux paramètres.

Ce premier graphique représente l'analyse de **sensibilité au nombre d'heures d'activation** de l'effacement en supposant la capacité moyenne effaçable à 3 kW et la durée d'amortissement d'un boîtier d'effacement égale à 8 ans.

TRI D'UN EFFACEMENT DIFFUS EN FONCTION DE LA REMUNERATION DE LA CAPACITE – SENSIBILITE AU NOMBRE D'HEURES D'EFFACEMENT PAR AN [%]

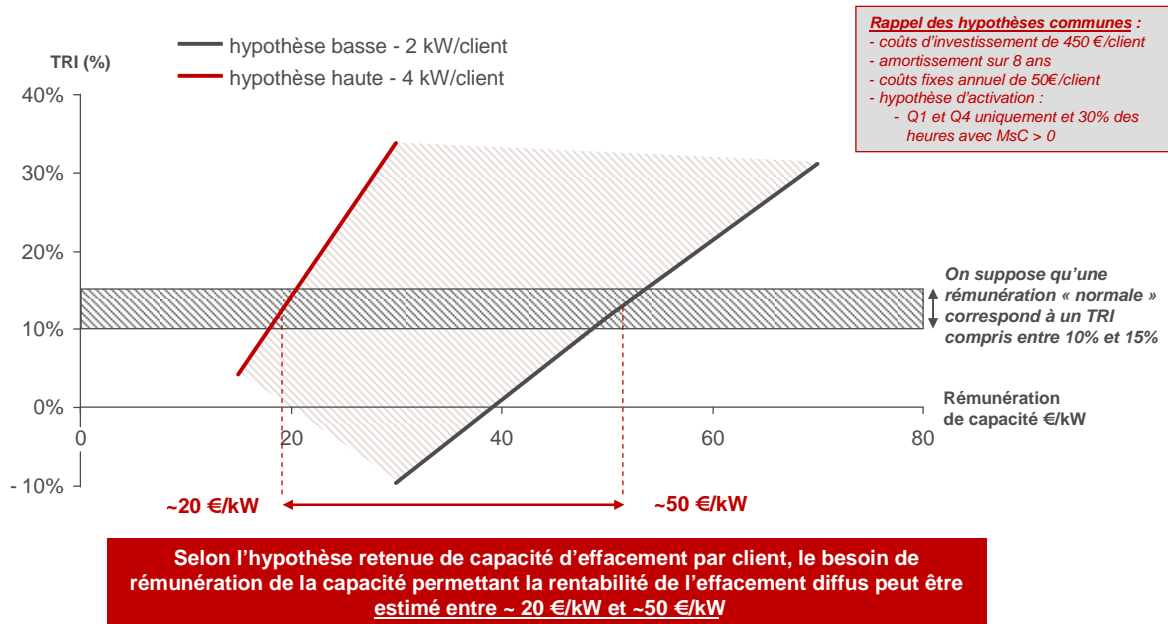


En supposant une capacité effaçable de 3 kW/client, selon l'hypothèse retenue de nombre d'heures d'activation par an, le besoin de rémunération de la capacité permettant la rentabilité de l'effacement diffus peut être estimé entre ~ 20 et 40 €/kW

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Ce deuxième graphique représente l'analyse de **sensibilité à la capacité effaçable par client** en supposant un nombre d'heures d'activation égal à 30% des heures avec marge sur coûts variables positive (soit ~850 h/an dans notre modélisation) et une durée de vie des boîtiers d'effacement égale à 8 ans.

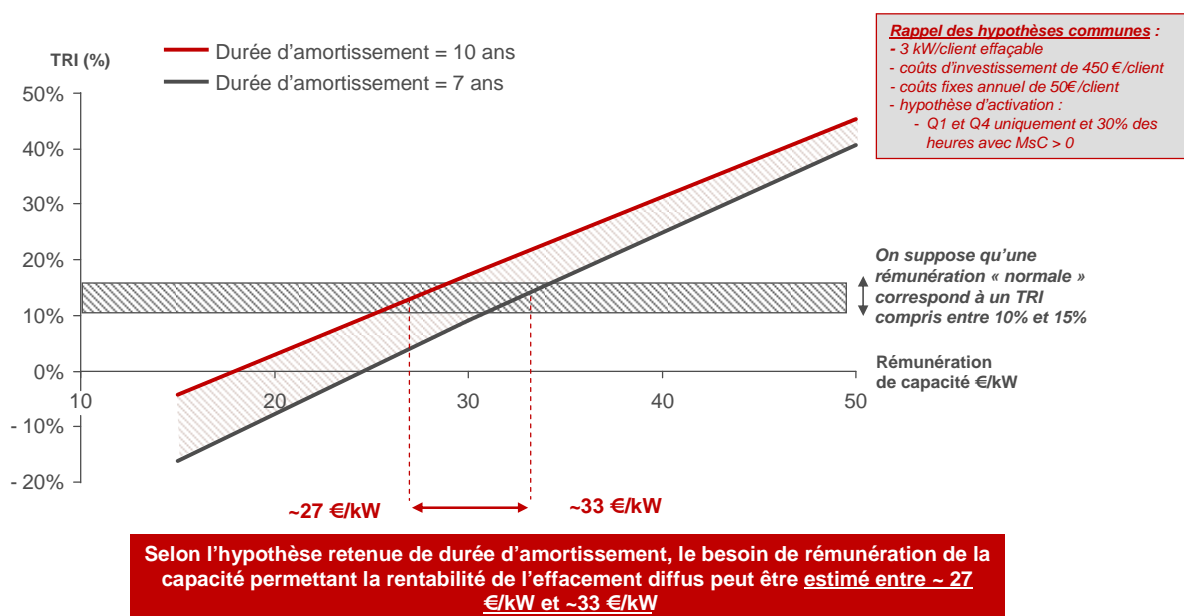
TRI D'UN EFFACEMENT DIFFUS EN FONCTION DE LA REMUNERATION DE LA CAPACITE – SENSIBILITE A LA CAPACITE EFFACABLE PAR CLIENT [%]



Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Ce troisième graphique représente l'analyse de **sensibilité à la durée de vie d'un boîtier d'effacement** en supposant un nombre d'heures d'activation égal à 30% des heures avec marge sur coûts variables positive (soit ~850 h/an dans notre modélisation) et la **capacité moyenne effaçable à 3 kW**.

TRI D'UN EFFACEMENT DIFFUS EN FONCTION DE LA REMUNERATION DE LA CAPACITE – SENSIBILITE A LA DUREE D'AMORTISSEMENT [%]



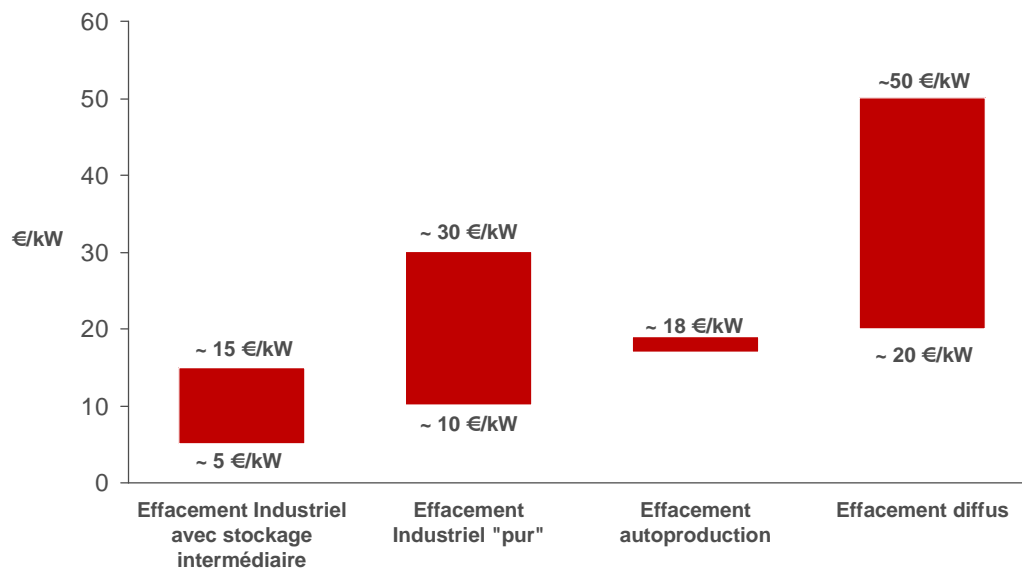
Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Synthèse des résultats

Ainsi, le besoin de rémunération annuelle supplémentaire des effacements, en plus de la valorisation énergie, permettant la rentabilité des effacements est estimé à :

- **5 à 15 €/kW** pour les effacements industriels avec stockage intermédiaire
- **10 à 30 €/kW** pour les effacements industriels « purs »
- **~18 €/kW** avec l'hypothèse de coûts fixes nuls correspondant au cas où le groupe électrogène existe déjà pour une autre raison
- **Entre 20 et 50 €/kW** pour l'effacement diffus selon les hypothèses de capacités effaçables par client. Exprimé en €/MWh, le besoin de rémunération de l'effacement diffus serait alors compris entre **~ 23–59 €/MWh** effacé (en supposant ~850 h/an d'activation).

ESTIMATION DU BESOIN DE RÉMUNÉRATION DE LA CAPACITÉ EN PLUS DES REVENUS « ÉNERGIE » POUR PERMETTRE LA RENTABILITÉ DES DIFFÉRENTS TYPES D'EFFACEMENT [EN €/KW]



Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

C. Analyse des conditions de rentabilité des effacements avec des revenus de capacité

Dans ce paragraphe, la rentabilité des effacements est estimée en fonction de différents scénarios de revenus de capacité. En effet, certains effacements peuvent déjà bénéficier d'un revenu de capacité via la contractualisation des réserves rapides et complémentaires et via l'appel d'offre effacement réalisé par RTE (même si le volume de capacités de ces mécanismes est limité). Aujourd'hui, le niveau de rémunération de la capacité dans ces deux mécanismes s'élève respectivement à ~30 €/kW⁴⁴ et ~15 €/kW⁴⁵. D'autre part, la loi prévoit la mise en place, pour l'hiver 2016/2017, d'un mécanisme de capacité permettant de rémunérer la capacité des effacements et des centrales de production. Ce mécanisme sera précédé d'un appel d'offre spécifique pour l'hiver 2015/2016 pour les effacements.

Ainsi, une partie du besoin de rémunération permettant la rentabilité estimée dans la section précédente pourra être assurée par ces mécanismes de valorisation de la capacité. On peut donc, estimer, en fonction de différents scénarios de valorisation de la capacité sur ces mécanismes, quel sera le besoin de rémunération résiduel permettant d'atteindre la rentabilité qui devrait, si la valeur

⁴⁴ 50 M€ liés à la contractualisation des 1500 MW de réserves rapides et complémentaires en 2012 (source CRE)

⁴⁵ Analyse E-CUBE : la CRE communique un montant de 6,5 millions d'euros de contractualisation avec les consommateurs pour l'année 2012 année durant laquelle 400 MW d'effacement ont été valorisés via les appels d'offre AO

des externalités est suffisante, être égal à la prime à verser aux opérateurs d'effacement pour permettre le développement des différents types d'effacement.

Différentes hypothèses décrites ci-dessous sont adoptées sur le montant de la rémunération de la capacité :

- **valeur minimale : 0 €/kW/an** qui correspond au minimum théorique dans le cas d'une année avec un besoin de capacité nul (prévision de pointe de consommation < capacité existante)
- **valeur maximale : 70 €/kW/an** qui correspond au maximal théorique car équivalent aux coûts fixes annuels d'une TAC
- **valeur intermédiaire 1 : 50 €/kW/an** qui correspond à la fourchette haute de ce qui a pu être observé sur les marchés de capacités américains ces dernières années
- **valeur intermédiaire 2 : 15 €/kW/an** qui correspond à l'ordre de grandeur des revenus des effacements pour les Appels d'Offres Effacement (réalisés par RTE)
- **Valeur intermédiaire 3 : 30 €/kW/an** – valeur moyenne par rapport au minimum et maximum théorique

Le tableau ci-dessous, fondé sur l'analyse du paragraphe précédent, représente le besoin de rémunération supplémentaire des effacements en fonction de la rémunération de la capacité existante.

ESTIMATION DU NIVEAU DE PRIME NECESSAIRE A L'EFFACEMENT POUR PERMETTRE LA RENTABILITE EN FONCTION DE LA VALEUR DE LA CAPACITE SUR LES MECANISMES VALORISANT LA CAPACITE [€/KW]

Valeur de la capacité	Effacement Indus. « Purs »	Effacement Indus. avec stockage int.	Effacement autoproduction	Effacement diffus
0 €/kW/an	~ 10 à 30 €/kW/an	~ 5 à 15 €/kW/an	~18 €/kW/an	20 à 50 €/kW/an
15 €/kW/an	0 à ~15 €/kW/an	Pas de rémunération supplémentaire nécessaire	0 à ~3 €/kW/an	5 à 35 €/kW/an
30 €/kW/an	Pas de rémunération supplémentaire nécessaire			0 à 20 €/kW/an
50 €/kW/an	Pas de rémunération supplémentaire nécessaire			
70 €/kW/an	Pas de rémunération supplémentaire nécessaire			

Les besoins de rémunération permettant la rentabilité sont très variables, d'une part selon les types d'effacement considérés, d'autre part au sein même d'un type identique d'effacement (écart entre valeur minimale et valeur maximale). En effet, par exemple, un effacement industriel « pur » avec des coûts fixes et variables équivalent à la fourchette basse des hypothèses retenues (ex : un industriel de la chimie avec une marge de production sur coût variable pour la production de biens de l'ordre de 50 €/MWh consommé) sera plus compétitif qu'un même effacement interruptible correspondant à une filière industrielle avec des marges sur coûts variables plus importantes (comme la sidérurgie par exemple).

Ainsi, d'une part, si le niveau de la prime à verser aux opérateurs d'effacement n'est pas différencié selon les typologies d'effacement (ce qui se justifie par une volonté de mise en concurrence de

l'ensemble des effacements via le versement d'une prime identique), cela risque d'entraîner des effets d'aubaines pour les effacements les plus compétitifs. D'autre part, si l'objectif est de stimuler la totalité du gisement d'effacement accessible (et donc permettre la rentabilité du MW le moins compétitif), la mise en place d'une prime, même dans le cas où celle-ci est différenciée selon les types d'effacement, impliquera probablement un niveau de rémunération supérieure à une rémunération « normale » pour une partie des effacements les plus compétitifs au sein d'une même « type » d'effacement.

D. Estimation de l'impact de la prime sur la CSPE

La prime à verser aux opérateurs d'effacement à vocation à être financée par le consommateur via la CSPE. Dans cette partie du document nous estimons l'impact, en ordre de grandeur, que pourrait avoir la mise en place de cette prime sur le montant à financer par la CSPE. Cette analyse nécessite dans un premier temps de réaliser l'estimation du gisement de capacités d'effacement accessible sur le territoire national.

Estimation du gisement d'effacement

AVERTISSEMENT

L'estimation du gisement d'effacements accessible est un sujet complexe. En effet, la capacité d'effacement disponible dépend de nombreux paramètres. En particulier, cette capacité d'effacement dépend des contraintes imposées aux effacements en termes de nombre d'heures annuel d'activation mais aussi de nombre d'heures consécutives d'effacement imposé. En effet, si un industriel peut accepter de mettre en place des effacements sur son site de consommation où (?) le nombre d'heures d'appel maximum est limité à quelques dizaines d'heures par an, celui-ci n'acceptera pas nécessairement un format d'effacement imposant un nombre d'heures d'effacement obligatoire de plusieurs centaines d'heures par an. D'autre part, le gisement d'effacement diffus est très sensible au nombre d'heures d'appel consécutives du fait du foisonnement nécessaire à l'exploitation de ce type d'effacement (un client résidentiel ne peut pas être effacé sur une durée trop longue à cause de la perte de confort thermique).

Le gisement d'effacement industriel, toutes filières confondues, peut être estimé à **environ 5 GW** (en incluant les effacements aujourd'hui réalisés via l'offre EJP d'EDF).

Concernant les effacements via autoproduction, la capacité totale installée de groupes électrogènes est estimée par Novawatt à 4,5 GW. On fait l'hypothèse qu'environ 1 GW de capacité n'est plus exploitable pour des raisons environnementales.

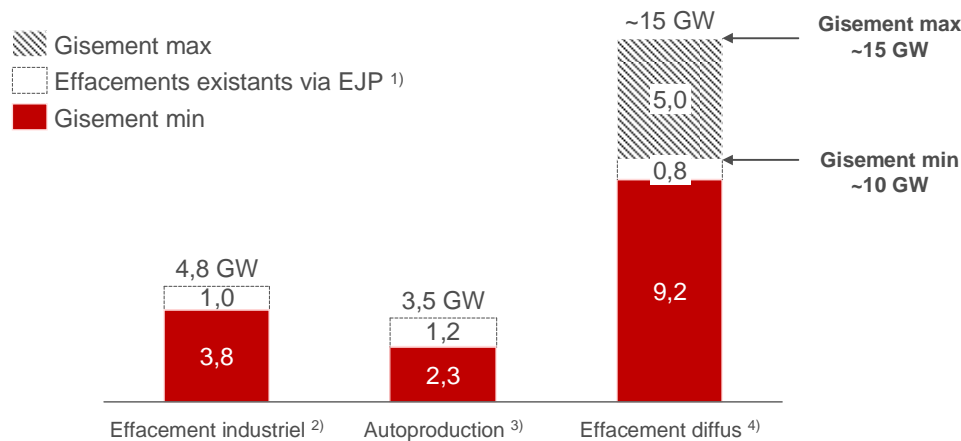
L'estimation de la capacité d'effacement diffus (résidentiel + tertiaire) varie considérablement selon les sources et les hypothèses retenues :

- La capacité d'effacement est de l'ordre de **3 GW** pour le **tertiaire et supérieure à 10 GW pour le résidentiel selon le rapport Sido Poignant, soit** un effacement diffus estimé à plus de 13 GW.
- M. Bivas, son audition au Sénat le 10 Avril 2012, estime cette capacité **entre 10 et 20 GW**
- Enfin, si l'on considère les 80 TWh de consommation annuelle pour le chauffage domestique, le gisement potentiel d'effacement résidentiel diffus se situe à **16 GW** (hypothèse : 5000h d'activation/an). Dans le tertiaire, on estime à 46 TWh la consommation de chauffage,

ventilation et climatisation, soit une puissance moyenne de 5,2 GW dont 75% (**4 GW**) pourrait être effaçable. Selon ce jeu d'hypothèses, le gisement d'effacement diffus serait de **20 GW environ**.

Afin de respecter ces ordres de grandeur, nous retenons dans cette étude la fourchette d'un **potentiel maximal de 10 à 15 GW d'effacement diffus**.

ESTIMATION DU GISEMENT POTENTIEL DE CAPACITES D'EFFACEMENT PAR TYPE D'EFFACEMENT [GW]



- 1) ~ 3 GW d'effacement EJP disponibles aujourd'hui. Hypothèse de clé de répartition de cette capacité selon le type d'effacement: 1,2 GW autoproduction via groupe fioul (source EDF), 0,8 GW effacement diffus, 1 GW effacement industriel (EDF "Rapport Sido-Poignant")
- 2) Gisement d'effacement industriel estimé : à partir des puissances moyennes de production de 6 types d'industries effaçables (ciment, sidérurgie, production papier, industrie chimique, agro-alimentaire et distribution/traitement des eaux). Puissance moyenne = consommation annuelle/heures de fonctionnement, en utilisant des ratios puissance moyenne / puissance effaçable issue de l'analyse des différents procédés effaçables sur chacune des industries considérées
- 3) Autoproduction: 4,5 GW installés au total (source: Novawatt / E.ON). Hypothèse: 1 GW non effaçable en raison de l' "Arrêté préfectoral IDF sur l'utilisation des GE en EJP"
- 4) Effacement diffus (résidentiel + tertiaire): les différentes estimations existantes (rapport Sido-Poignant, Voltalis) estime entre 10 et 20 GW le gisement de capacités d'effacements diffus

Source: EDF, base de données E-CUBE Strategy Consultants sur la base d'entretiens avec des industriels

Au global, toutes filières confondues, le gisement d'effacement se situerait donc entre **~18 et ~ 23 GW**.

Estimation de l'impact sur la CSPE

L'impact du développement des effacements sur la CSPE pour une année donnée dépend aussi de deux facteurs principaux :

- il dépend évidemment du montant de la prime attribuée à chaque type d'effacement
- il dépend aussi du rythme d'installation des capacités d'effacement qui sera très probablement aussi lié au montant même de la prime

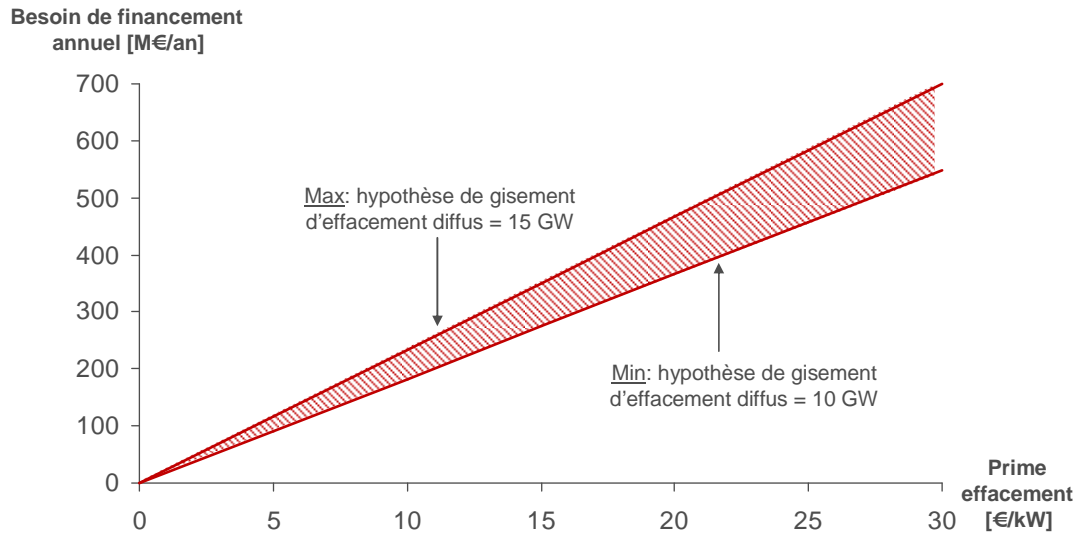
Le graphique suivant présente l'ordre de grandeur du besoin de financement de la prime via la CSPE en fonction du niveau de prime versée aux effacements.

Nous réalisons les hypothèses suivantes :

- on considère par souci de simplification qu'une prime unique et identique est attribuée à l'ensemble des effacements
- on suppose que le régime transitoire de développement des capacités est passé et que la totalité du gisement estimé au paragraphe précédent est installé

Les besoins de financement exprimés ici représentent donc un **maximum théorique de besoin de financement** en fonction du niveau de prime (en €/kW)

IMPACT MAXIMAL DE LA PRIME D'EFFACEMENT SUR LE BESOIN DE FINANCEMENT VIA LA CSPE [M€/AN]



Hypothèses :

- une prime fixe et identique est attribuée à l'ensemble des effacements
- La totalité du gisement d'effacement estimé entre 18 GW et 23 GW est exploité

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

En supposant une assiette de répartition de la CSPE de 400 TWh à terme (elle est aujourd'hui d'environ 380 TWh), l'impact maximal du développement de l'effacement sur la CSPE (en supposant une prime maximale de 30 €/kW) serait 1,75 €₂₀₁₃/MWh. Avec un niveau de prime moins élevé (<10 €₂₀₁₃/kW), l'impact sur la CSPE serait inférieur à 0,5 €₂₀₁₃/MWh soit environ 3% de l'estimation du montant de CSPE 2017 réalisé par la CRE (21,1 €_{courant}/MWh en 2017)⁴⁶.

⁴⁶ Source : Rapport 2011-2012 – “le fonctionnement des marchés de détails de l'électricité et du gaz”

8. SYNTHÈSE

A. Synthèse sur l'analyse des externalités des effacements

La loi indique qu'une prime doit être « versée aux opérateurs d'effacement au titre de leur contribution aux objectifs définis aux articles L. 100-1 et L. 100-2 et des avantages procurés à la collectivité ».

Dans le cadre de notre étude, nous avons donc identifié les différents avantages de l'effacement pour la collectivité.

Parmi ces avantages, certains sont déjà valorisés via des mécanismes existants (ou devant être mis en place) et n'ont donc pas lieu d'être intégrés au calcul de la prime à verser aux opérateurs d'effacement. C'est le cas de :

- **la valeur « énergie »** (ou de coûts de production évités) qui sera intégralement captée par l'opérateur d'effacement et le consommateur s'effaçant via la mise en place du mécanisme NEBEF
- **la valeur de flexibilité** qui est déjà rémunérée aujourd'hui via l'intégration des effacements aux réserves rapides et complémentaires (avec des contraintes techniques néanmoins), et qui pourra aussi être valorisée par l'échange de blocs d'effacement en J-1 ou en *intraday*.
- **la valeur de capacité**, qui est, selon le bilan prévisionnel de RTE, nulle jusqu'à la mise en place du mécanisme de capacité (pas de besoin supplémentaire de capacités) et qui sera, une fois ce mécanisme en place, entièrement internalisée à travers ce mécanisme.
- **la valeur d'amélioration de la compétitivité des industriels** qui est, par définition, captée par l'industriel qui s'efface.

D'autres avantages peuvent, sous certaines conditions, représenter une externalité positive au sens où le gain capté par l'opérateur d'effacement (ou le consommateur s'effaçant) peut être inférieur à la valeur de l'effacement pour la collectivité. A ce titre, ces avantages pourraient justifier une intégration dans la prime à verser aux opérateurs d'effacement. C'est le cas de :

- **la valeur CO₂**, dont la puissance publique pourrait estimer qu'elle n'est que partiellement internalisée via le mécanisme EU ETS
- **la valeur réseau** (pour les économies de pertes et d'investissement en infrastructures)
- **l'amélioration de l'efficacité du marché** (amélioration de la concurrence)
- **la valeur de diversification des sources d'approvisionnement** (indépendance stratégique et couverture au risque d'augmentation des prix des combustibles)
- **la valeur de création d'emplois et d'innovation**, si la puissance publique estime que les mécanismes existants d'aide à l'emploi et l'innovation sont insuffisants
- **l'impact potentiel sur le prix du marché énergie**, concernant uniquement la création de valeur liée à cet impact et non l'effet redistributif entre producteurs et fournisseurs

Concernant la **valeur d'économie d'énergie**, deux visions sont possibles :

- la première consiste à considérer que la valeur sociale des économies d'énergie correspond à la réduction des externalités négatives (CO₂, réseau, dépendance énergétique, ...) qui sont déjà chiffrées en tant que tel dans la prime et ne justifie donc pas de prime spécifique supplémentaire
- la seconde consiste à considérer que les effacements pourraient justifier une subvention "économie d'énergie" au titre de non discrimination avec d'autres actions d'efficacité énergétique. Cette subvention pourrait être réalisée :
 - o Soit en intégrant les effacements au mécanisme CEE existant
 - o Soit via la prime en fixant son niveau par rapport à la valeur aujourd'hui payée par la collectivité pour 1 MWh économisé qui peut être déterminée par le prix de marché du CEE ou la subvention implicite du MWh économisé découlant d'autres dispositifs de subvention

Néanmoins, il est important de souligner que les actions d'efficacité énergétique qui bénéficient de subventions payées par la collectivité comme les CEE ou autres (CIDD, Eco-PTZ) n'ont-elle aucune subvention explicite au titre de la réduction des externalités négatives (CO2, réseau, dépendance énergétique, ...).

Avantages de l'effacement pour la collectivité	Mécanismes existants ou en cours d'instauration permettant de valoriser ces avantages	Légitimité d'intégration dans la prime effacement
Valeur capacitaire	<ul style="list-style-type: none"> Futur mécanisme de capacité prévu par la loi NOME AO Effacement (<i>dans la limite des volumes contractualisés</i>) Mécanisme d'interruptibilité 	<p>Valeurs de l'effacement déjà captées par le consommateur s'effaçant ou l'opérateur et ne justifiant donc pas une intégration dans la prime</p>
Valeur énergie		
Compétitivité industrielle		
Valeur de flexibilité	<ul style="list-style-type: none"> Réduction de la part fourniture du tarif appliqué au client Futur mécanisme NEBEF L'amélioration de la compétitivité bénéfique aux consommateurs s'effaçant et est donc déjà valorisée 	
Réduction des émissions		
Economies de réseaux	<ul style="list-style-type: none"> Mécanisme d'ajustement géré par RTE Réserves rapides et complémentaires Possibilité d'échange de blocs à court-terme via NEBEF Système EU ETS d'échange de quotas 	
Création d'emplois et innovation		
Amélioration de l'efficacité du marché de l'énergie	<ul style="list-style-type: none"> Réduction de la part variable du TURPE Dispositifs de soutien divers existants (CIR, Subventions ANR, Investissements d'avenir,...) 	<p>Valeurs de l'effacement non captées ou partiellement captées par le consommateur s'effaçant ou l'opérateur et pouvant justifier l'intégration dans la prime</p>
Diversification des sources d'approvisionnement		
Impact sur le prix de marché (<i>hors effet redistributif entre producteurs et fournisseurs</i>)	<p>Aucun mécanisme existant ne permet de valoriser ces avantages de l'effacement pour la collectivité</p>	
Economies d'énergie	<p>2 visions possibles</p> <ol style="list-style-type: none"> La valeur sociale des économies d'énergie correspond à la réduction des externalités négatives (CO2, réseau, dépendance énergétique, ...) qui sont déjà chiffrées en tant que tel dans la prime et ne justifie donc pas de prime spécifique supplémentaire Les effacements pourraient justifier une subvention "économie d'énergie" au titre de non discrimination avec d'autres actions d'efficacité énergétique. Cette subvention pourrait être réalisée : <ul style="list-style-type: none"> Soit en intégrant les effacements au mécanisme CEE existant Soit via la prime en fixant son niveau par rapport à la valeur payée par la collectivité pour 1 MWh économisé qui peut être déterminée par le prix de marché du CEE ou la subvention implicite du MWh économisé découlant d'autres dispositifs de subvention 	

Comme rappelé en introduction, nous avons adopté une démarche « extensive » : il ne nous revenait pas de préjuger de la sélection à opérer par l'autorité publique au terme du débat, de sorte que nous avons donc retenu sans discrimination tous les avantages non encore (ou partiellement) couverts par un dispositif de rémunération.

Nous pouvons néanmoins remarquer que :

- d'une part, pour certaines de ces externalités, le calcul de leur valeur et leur intégration dans une prime reviendrait à « corriger » des mécanismes existants jugés « imparfaits ». C'est le cas notamment :
 - o **de l'externalité CO2** : l'effacement crée une externalité positive uniquement dans le cas où l'on considère le prix reflété par le marché EU ETS comme imparfait (ie ne reflétant pas le coût social réel du CO2)
 - o **de l'externalité « économie d'énergie »** : dont la valorisation est déjà possible via le mécanisme CEE qui n'intègre pas l'effacement aujourd'hui
 - o **de l'externalité réseau** : l'externalité potentielle liée aux coûts d'infrastructures reportés n'est aujourd'hui que partiellement valorisée⁴⁷ car les GRT et GRD

⁴⁷ Cette valeur est uniquement valorisée aujourd'hui via des mécanismes gérés par RTE comme le mécanisme d'ajustement ou les appels d'offre (exemple de l'appel d'offre Bretagne)

n'intègrent pas dans leurs processus de décisions d'investissements les développements des effacements

- **de l'avantage en termes d'emplois et d'innovation** : certains mécanismes nationaux ou régionaux permettent déjà de bénéficier d'aides à l'emploi ou à l'innovation

A ce titre, et sans préjuger des difficultés que cela présenterait, il paraîtrait plus naturel de modifier ces mécanismes imparfaits plutôt que de les corriger par une prime.

- d'autre part, d'autres filières du secteur pourraient justifier d'externalités similaires à celles de l'effacement et, à ce titre, pourraient se juger fondées à demander le versement d'une prime. C'est le cas notamment :
 - **de l'externalité CO2** : les filières de production nucléaire ou hydroélectrique sont décarbonées et ne bénéficient pourtant pas d'une rémunération additionnelle au titre des émissions de CO2 qu'elles permettent d'éviter
 - **de l'impact sur la diminution des prix de marché énergie à court terme** : chaque nouvel entrant (effacement ou production) compétitif implique une diminution potentielle du prix de marché
 - **de l'amélioration de l'efficacité du marché** : chaque nouvel entrant permet de diminuer les potentiels pouvoirs de marché des acteurs en place
 - **de la diversification des sources d'approvisionnement** : les outils de production non fossiles comme l'hydraulique représentent aussi une valeur « d'option » permettant de se couvrir contre un risque prix des combustibles fossiles, valeur « d'assurance » qui n'est pas rémunérée aujourd'hui.

Ces externalités positives potentielles sont, d'une part extrêmement difficiles à valoriser d'un point de vue économique, d'autre part fortement dépendantes d'un nombre important de paramètres incertains comme l'effet report des effacements en particulier. Nos analyses permettent néanmoins d'estimer un ordre de grandeur des valeurs minimales et maximales que pourraient représenter les externalités des effacements non valorisées aujourd'hui.

Une synthèse de l'estimation de la valeur des externalités est présentée dans les trois tableaux ci-dessous respectivement pour l'effacement diffus, les effacements industriels sans autoproduction et les effacements industriels avec autoproduction.

- Effacements diffus

SYNTHESE DES ESTIMATIONS DE VALEURS DES EXTERNALITES POUR L'EFFACEMENT DIFFUS

Externalités potentielles de l'effacement	Effacements Diffus ¹⁾ (hypothèse 0% de report)		Effacements Diffus ¹⁾ (hypothèse 100% de report)		« Limites » liées à la prise en compte des externalités dans la prime
	Min	Max	Min	Max	
Réduction des émissions de CO₂	0 €/MWh <i>Si on considère la valeur CO2 déjà internalisée par le système EU ETS</i>	33 €/MWh²⁾	- 18 €/MWh²⁾	18 €/MWh²⁾	<ul style="list-style-type: none"> • Suppose de définir une valeur administrée du CO2 différente de la valeur marché EU ETS • L'externalité CO2 n'est pas spécifique à l'effacement
Valeur réseau (liée aux pertes réseaux évitées)	< 0 €/MWh	~1,2 €/MWh	< 0 €/MWh	~1,2 €/MWh	<ul style="list-style-type: none"> • Suppose que les effacements sont réalisés uniquement lors des heures de prix les plus élevés
Impact de la diminution des prix de marché (hors effet redistributif)	≥ 0 €/kW	~0,5 €/kW (1,25 €/MWh)³⁾	0 €/MWh	Inférieur à la valeur sans report	<ul style="list-style-type: none"> • N'est pas spécifique à l'effacement : n'importe quel nouvel entrant compétitif diminue les prix de marché • Constitue une valeur à court terme aujourd'hui captée par les fournisseurs
Création d'emplois et d'activité économique	0 €/kW	~2 €/kW	0 €/kW	~2 €/kW	<ul style="list-style-type: none"> • Il existe déjà des mécanismes d'aides à l'emploi et la recherche et l'innovation • L'intégration dans une prime consiste en une subvention directe de l'emploi • N'est pas spécifique à l'effacement
Diversification des sources d'approvisionnement	≥ 0 €/kW	~1 €/kW (~3 €/MWh)	0 €/kW	Inférieur à la valeur sans report	<ul style="list-style-type: none"> • N'est pas spécifique à l'effacement (d'autres actifs représentent une valeur d'option) et n'est pourtant aujourd'hui pas valorisée
Economies d'énergie	← 0 €/MWh → ou ← ~ 4 à 20 €/MWh →		← 0 €/MWh →		<ul style="list-style-type: none"> • L'avantage « économie d'énergie » correspond à la réduction des externalités (CO2, réseau,...) déjà valorisées par ailleurs • Valeur pouvant être valorisée au sein du mécanisme existant de CEE

1) On suppose que l'effacement est situé sur le réseau de distribution. Les résultats sont présentés pour un effacement s'activant **400 h/an**

2) Résultats obtenus à partir d'une valorisation du CO2 à hauteur de la valeur tutélaire définie dans le rapport Quinet (2009)

3) En considérant les calculs réalisés sur l'hiver 2012-2013 sans pics extrêmes

- **Effacements industriels sans autoproduction**

SYNTHESE DES ESTIMATIONS DE VALEURS DES EXTERNALITES POUR L'EFFACEMENT INDUSTRIELS NON AUTOPRODUCTION

Externalités potentielles de l'effacement	Effacements « purs » ¹⁾ (hypothèse 0% de report)		Effacements avec stocks ¹⁾ (hypothèse 100% de report)		« Limites » liées à la prise en compte des externalités dans la prime
	Min	Max	Min	Max	
Réduction des émissions de CO₂	0 €/MWh <i>Si on considère la valeur CO2 déjà internalisée par le système EU ETS</i>	33 €/MWh ²⁾	- 18 €/MWh ²⁾	18 €/MWh ²⁾	<ul style="list-style-type: none"> • Suppose de définir une valeur administrée du CO2 différente de la valeur marché EU ETS • L'externalité CO2 n'est pas spécifique à l'effacement
Valeur réseau (liée aux pertes réseaux évitées)	< 0 €/MWh	~0,8 €/MWh	< 0 €/MWh	~0,8 €/MWh	<ul style="list-style-type: none"> • Suppose que les effacements sont réalisés uniquement lors des heures de prix les plus élevés
Impact de la diminution des prix de marché (hors effet redistributif)	≥ 0 €/kW	~0,1 €/kW (2 €/MWh) ³⁾	0 €/MWh	Inférieur à la valeur des effacements « purs » sans report	<ul style="list-style-type: none"> • N'est pas spécifique à l'effacement : n'importe quel nouvel entrant compétitif diminue les prix de marché • Constitue une valeur à court terme aujourd'hui captée par les fournisseurs
Création d'emplois et d'activité économique	0 €/kW				<ul style="list-style-type: none"> • Il existe déjà des mécanismes d'aides à l'emplois et la recherche et l'innovation • L'intégration dans une prime consiste en une subvention directe de l'emploi • N'est pas spécifique à l'effacement
Diversification des sources d'approvisionnement	≥ 0 €/kW	0,1 €/kW (~3 €/MWh)	0 €/kW	Inférieur à la valeur des effacements « purs » sans report	<ul style="list-style-type: none"> • N'est pas spécifique à l'effacement (d'autres actifs représentent une valeur d'option) et n'est pourtant aujourd'hui pas valorisée
Economies d'énergie	← 0 €/MWh → ou ← ~ 4 à 20 €/MWh →		← 0 €/MWh →		<ul style="list-style-type: none"> • L'avantage « économie d'énergie » correspond à la réduction des externalités (CO2, réseau,...) déjà valorisées par ailleurs • Les économies d'énergie réalisées correspondent néanmoins ici à une perte d'utilité pour le consommateur et ne sont pas des économies liées à une diminution du gaspillage

1) On suppose que l'effacement est situé sur le réseau de transport. Les résultats sont présentés pour un effacement s'activant **50 h/an**
2) Résultats obtenus à partir d'une valorisation du CO2 à hauteur de la valeur tutélaire définie dans le rapport Quinet (2009)
3) En considérant les calculs réalisés sur l'hiver 2012-2013 sans pics extrêmes

- **Effacements industriels avec autoproduction**

SYNTHESE DES ESTIMATIONS DE VALEURS DES EXTERNALITES POUR L'EFFACEMENT INDUSTRIELS AVEC AUTOPRODUCTION

Externalités potentielles de l'effacement	Effacements industriels avec autoproduction ¹⁾ (hypothèse - pas de diminution des consommations énergétiques)		« Limites » liées à la prise en compte des externalités dans la prime
	Min	Max	
Réduction des émissions de CO ₂ ²⁾	- 18 €/MWh	0 €/MWh	<ul style="list-style-type: none"> • Suppose de définir une valeur administrée du CO2 différente de la valeur marché EU ETS • L'externalité CO2 n'est pas spécifique à l'effacement
Valeur réseau (liée aux pertes réseaux évitées)	< 0 €/MWh	0,8 €/MWh	<ul style="list-style-type: none"> • Suppose que les effacements sont réalisés uniquement lors des heures de prix les plus élevés
Impact de la diminution des prix de marché (hors effet redistributif)	≥ 0 €/kW	~0,1 €/kW (2 €/MWh) ³⁾	<ul style="list-style-type: none"> • N'est pas spécifique à l'effacement : n'importe quel nouvel entrant compétitif diminue les prix de marché • Constitue une valeur à court terme aujourd'hui captée par les fournisseurs
Création d'emplois et d'activité économique	0 €/kW		<ul style="list-style-type: none"> • Il existe déjà des mécanismes d'aides à l'emplois et la recherche et l'innovation • L'intégration dans une prime consiste en une subvention directe de l'emploi • N'est pas spécifique à l'effacement
Diversification des sources d'approvisionnement	0 €/MWh Pas de valeur car utilisation de combustibles fossiles		<ul style="list-style-type: none"> • N'est pas spécifique à l'effacement (d'autres actifs représentent une valeur d'option) et n'est pourtant aujourd'hui pas valorisée
Economies d'énergie	0 €/MWh Pas de valeur car pas d'économies d'énergie		

1) On suppose que l'effacement est situé sur le réseau de transport. Les résultats sont présentés pour un effacement s'activant **50 h/an**
2) Résultats obtenus à partir d'une valorisation du CO2 à hauteur de la valeur tutélaire définie dans le rapport Quinet (2009)
3) En considérant les calculs réalisés sur l'hiver 2012-2013 sans pics extrêmes

Comme nous l'avons déjà mentionné en amont, il peut exister des recoupements potentiels entre certains de ces avantages. Les valeurs de ceux-ci ne sont donc pas forcément sommables. Deux observations peuvent tout de même être réalisées à ce stade :

- La totalité des externalités estimées précédemment ont une valeur minimale nulle. Autrement dit, ces externalités ont une valeur **potentiellement positive** dans les conditions favorables décrites dans nos analyses mais dont le caractère « positif » n'est pas garanti.
- La plupart des valeurs de l'effacement avec autoproduction sont nulles dans le meilleur des cas et ces effacements représentent potentiellement une **externalité négative** dans le cas où ils se substituent à une production marginale réseau gaz et non fioul et sont donc émetteurs de CO2

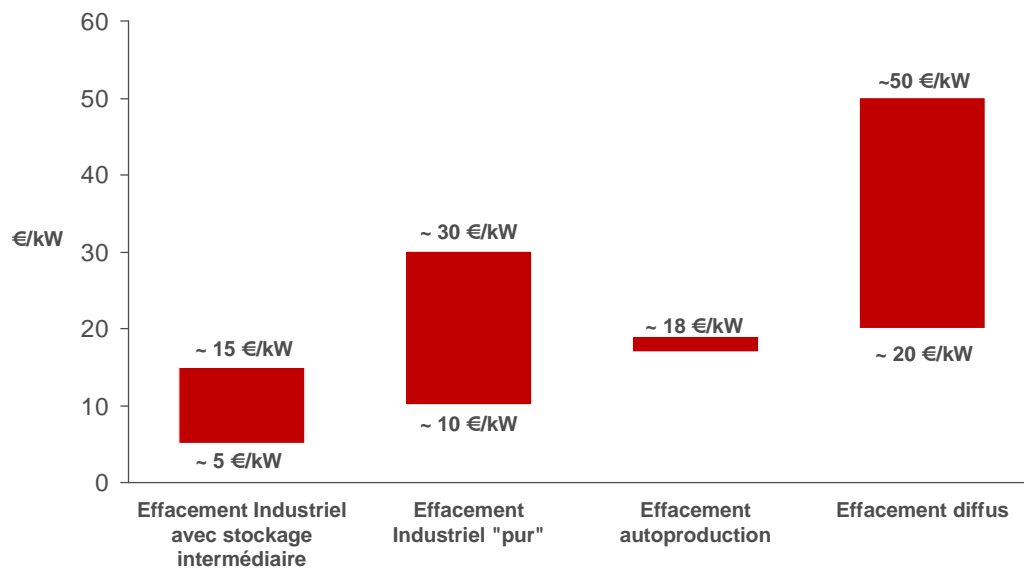
B. Synthèse sur l'analyse de l'économie des effacements

La loi précise d'autre part que « le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés par les opérateurs excède une rémunération normale des capitaux compte tenu des risques inhérents à ces activités »

Il a donc été nécessaire d'estimer quels sont les seuils de rentabilité des différents types d'effacements existants. Les résultats de nos analyses, expliquées plus en détails dans la section 7 du document, sont représentés dans les graphiques ci-dessous :

- le premier montrant le manque à gagner des différents types d'effacement en supposant que leurs seuls revenus sont les revenus du marché énergie (sur la base de scénarios d'activation définis section 7.A. – valorisation sur le marché énergie selon les règles NEBEF)
- le second exprimant le manque à gagner résiduel en fonction de la rémunération de la capacité sur le marché de capacité. (ou via d'autres mécanismes valorisant la capacité). Ce manque à gagner résiduel représente le niveau de prime nécessaire pour permettre la rentabilité.

ESTIMATION DU BESOIN DE RÉMUNÉRATION DE LA CAPACITÉ EN PLUS DES REVENUS « ÉNERGIE » POUR PERMETTRE LA RENTABILITÉ DES DIFFÉRENTS TYPES D'EFFACEMENT [EN €/KW]



Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

ESTIMATION DU NIVEAU DE PRIME NECESSAIRE A L'EFFACEMENT POUR PERMETTRE LA RENTABILITE EN FONCTION DE LA VALEUR DE LA CAPACITE SUR LES MECANISMES VALORISANT LA CAPACITE [€/KW]

Valeur de la capacité	Effacement Indus. « Purs »	Effacement Indus. avec stockage int.	Effacement autoproduction	Effacement diffus
0 €/kW/an	~ 10 à 30 €/kW/an	~ 5 à 15 €/kW/an	~18 €/kW/an	20 à 50 €/kW/an
15 €/kW/an	0 à ~15 €/kW/an	Pas de rémunération supplémentaire nécessaire	0 à ~3 €/kW/an	5 à 35 €/kW/an
30 €/kW/an	Pas de rémunération supplémentaire nécessaire			0 à 20 €/kW/an
50 €/kW/an	Pas de rémunération supplémentaire nécessaire			
70 €/kW/an	Pas de rémunération supplémentaire nécessaire			

Il est important de souligner que les activités analysées ici sont des activités en développement, avec des modèles d'affaires en développement et que l'analyse de ces modèles d'affaires comporte donc une part d'incertitude liée à la difficulté d'estimer avec précision la totalité des intrants nécessaires à une modélisation économique.

Ces analyses permettent néanmoins de réaliser plusieurs observations.

D'une part, une fois le mécanisme de capacité en place, une valeur de capacité élevée (égale ou supérieure à un niveau d'environ 30 €/kW) devrait garantir la rentabilité pour une grande majorité d'effacements, justifiant dès lors, pour être en accord avec la loi⁴⁸, une valeur nulle de la prime. D'autre part, les besoins de rémunération permettant la rentabilité sont très variables, selon les types d'effacement considérés mais aussi au sein même d'un type identique d'effacement. Le versement d'une prime non différenciée selon les types d'effacement induira donc très probablement des effets d'aubaines inévitables pour les effacements les plus rentables.

Pour limiter les potentiels effets d'aubaine, il nous semble donc pertinent que la prime puisse intégrer dans sa définition un plafond différencié selon les types d'effacements permettant de prendre en compte la différence de seuil de rentabilité des différents types d'effacement.

Cette modalité de construction de la prime implique cependant que les différents types d'effacement puissent être bien identifiés. En effet, en pratique, il sera probablement difficile d'identifier et de distinguer les effacements par « famille » comme cela a été fait dans l'étude, en particulier pour les effacements industriels.⁴⁹

⁴⁸ Qui stipule que « le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés par les opérateurs excède une rémunération normale des capitaux compte tenu des risques inhérents à ces activités »

⁴⁹ NEBEF permettra de différencier un versement de prime assis sur les MWh effacés en distinguant clients profilés ou téléélevés

ANNEXES

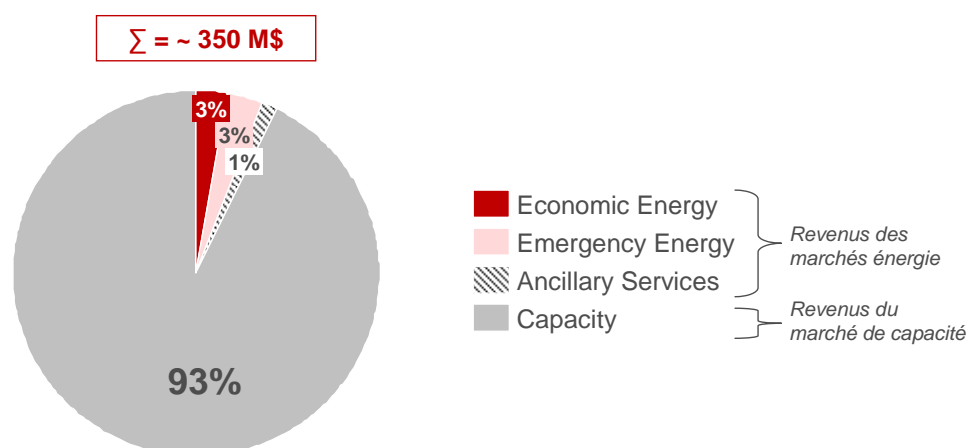
A. Benchmark de l'impact de l'effacement sur les prix de marché nord-américains

Sur les marchés Nord-américains, marchés sur lesquelles l'effacement est le plus développé aujourd'hui, le retour d'expérience sur l'impact de l'effacement sur les prix de marché est encore très limité. En effet, la valorisation de l'effacement sur les marchés énergies n'est effective sur les marchés PJM et New England ISO que depuis la mise en place de la nouvelle réglementation ordonnée par la FERC (dite « Order 745 ») qui permet aux effacements d'être rémunérés au prix Spot sans compensation aux fournisseurs pour l'énergie non consommée, à condition d'induire au global une diminution de la facture pour le consommateur (cf encadré « *Net Benefit Test* » et valorisation de l'effacement sur le marché énergie aux Etats-Unis).

En anticipation de cette valorisation de l'effacement sur les marchés énergie, une étude du Brattle Group de 2007⁵⁰ avait estimé l'impact de l'effacement sur le marché *Day-ahead* de PJM, grâce à un modèle reconstruisant pour chaque pas de temps les courbes d'offres et de demande et le prix LMP associé. Les données utilisées sont celles de 2005, revues pour la construction de scénarios différents (hypothèses sur le prix du fuel pour l'offre, sur la météo pour la demande). Le modèle simule l'impact d'un effacement de l'ordre de 3% sur 5 zones de PJM pendant leurs 100 heures de plus forte consommation (toutes les zones ne s'effaçant pas au même moment, cela donne une moyenne de 1,2% de puissance effacée sur l'ensemble des 5 zones pendant toutes les heures où au moins une zone s'efface). Dans ces conditions, la réduction de prix induite par l'effacement pendant ces heures aurait été, selon les auteurs, de l'ordre de 6,7% en 2005 et se situerait entre **5 et 8% en fonction des scénarios**.

Néanmoins, pour les capacités d'effacement, la rémunération issue de la valorisation sur les marchés énergie reste négligeable par rapport à la rémunération capacitaire perçue dans le cadre des mécanismes de capacité existants. En effet, sur PJM, en 2012, 93 % des revenus des effacements étaient issus du marché de capacité.

ESTIMATION DES REVENUS DES EFFACEMENTS SUR LE MARCHE PJM EN 2012 [EN M\$]



Source: PJM « Load Response Activity Report – July 2013 »

⁵⁰ Brattle Group, 2007, *Quantifying demand response benefits in PJM*. Prepared for PJM Interconnection, LLC and the Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative (MADRI)

« Net Benefit Test » et valorisation de l'effacement sur le marché énergie aux Etats-Unis

Le principe du « Net Benefit Test »

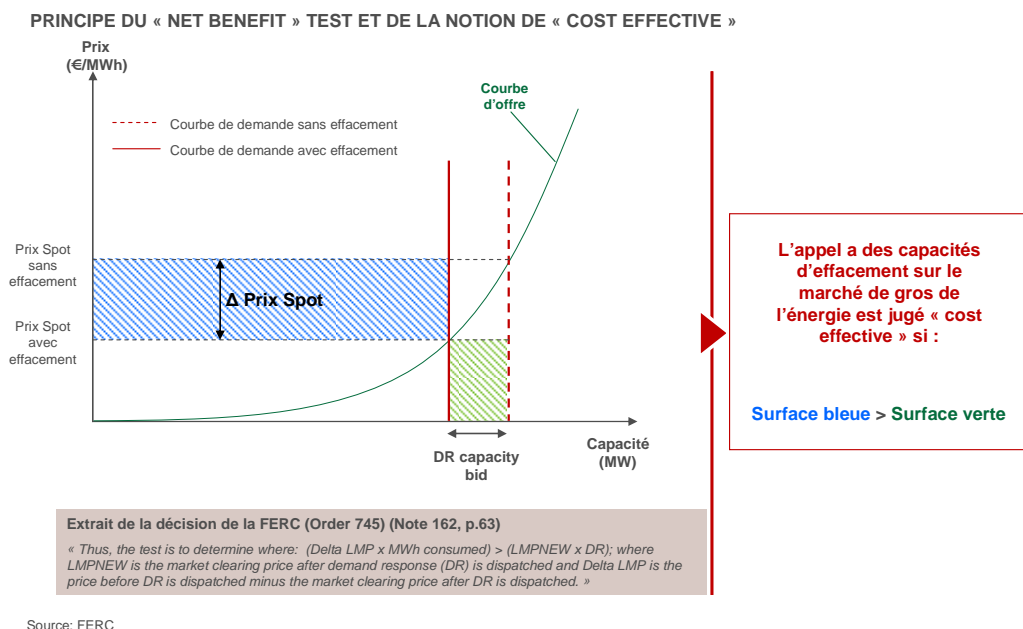
Dans une décision du 25 mars 2011 (dite « Order 745 »), la FERC, régulateur fédéral américain, a exigé que l'effacement puisse participer aux marchés de l'énergie au même titre que les offres de production, c'est-à-dire qu'il soit intégré aux courbes d'offres et valorisé au prix spot (LMP – Locational Modal Price⁵¹). Cette réforme de la valorisation de l'effacement répondait à un double objectif : créer un cadre réglementaire propice au développement de l'effacement tout en garantissant des prix de marché « justes et raisonnables » pour le consommateur final. Dans ce cadre, l'effacement peut être valorisé au prix spot à condition que deux critères soient vérifiés :

- le moyen d'effacement participe à l'équilibre offre demande de la même forme qu'un moyen de production ;
- il est « *cost-effective* », c'est-à-dire que son activation engendre une diminution de la facture des consommateurs finals.

L'appel à des capacités d'effacement sur le marché de gros est jugé « *cost-effective* » si la variation marginale du prix spot générée (diminution du prix spot) compense les coûts d'activation de l'effacement de telle sorte qu'il en résulte une diminution du prix global de vente de l'électricité pour le consommateur. En d'autres termes, en considérant :

- D le niveau de demande avant l'effacement E ;
- D' le niveau de demande après effacement (i.e. $D' + E = D$) ;
- P le prix de marché pour la demande D ;
- P' le prix de marché pour la demande D' ;

$$P' \times (D' + E) < P \times D \quad \text{soit,} \quad P' \times E < \Delta P \times D'$$



⁵¹ Les marchés de l'électricité aux Etats-Unis sont généralement organisés sous forme de pools nodaux où l'opérateur du système (ISO) détermine un prix spot différent par zone de consommation (ou nœud du réseau).

Les critiques de cette méthode de valorisation

La mise en place de l'Order 745 a suscité, dès le départ, de nombreuses critiques, la première portant sur la pertinence de la rémunération de l'effacement au prix spot. Conceptuellement, la question porte sur l'hypothèse d'équivalence entre effacement et unité de production⁵², les opposants de la réforme arguant qu'une telle égalité de traitement induit une double rémunération de l'effacement : d'une part, le prix spot, d'autre part, l'économie réalisée sur le tarif de fourniture, puisqu'en s'effaçant le consommateur n'achète pas l'énergie pourtant revendue sur les marchés. Par conséquent, l'effacement devrait être rémunéré à hauteur du prix spot auquel serait déduite la part variable du tarif de fourniture (cf les discussions sur la rémunération de l'effacement dans le cadre de la mise en place du mécanisme « NEBEF » en France). Les défenseurs de l'ordre de la FERC justifient cela en listant les autres bénéfices de l'effacement qui ne sont pas valorisés (les externalités positives telles que les économies de CO₂ ou d'investissements réseaux) puisqu'aucune réglementation nationale ne régle à l'heure actuelle la prise en compte de telles externalités⁵³.

Néanmoins, cette méthode de rémunération « implicite » des avantages de l'effacement pour la collectivité mise en place aux Etats-Unis n'aurait pas lieu d'être sur le système électrique français car les règles du mécanisme NEBEF fixent une rémunération de l'opérateur d'effacement à hauteur du prix Spot moins le tarif de fourniture, et ce durant toute l'année. La rémunération des avantages de l'effacement doit donc effectivement bien faire l'objet d'une prime spécifique qui ne peut être incluse dans la méthode de rémunération de l'effacement sur le marché énergie.

La deuxième controverse porte sur l'estimation de la consommation de référence (i.e. quelle quantité d'énergie aurait été consommée en absence d'effacement ?) pour le calcul des volumes effectivement effacés. L'enjeu est ainsi de mettre en place un cadre général de mesure et vérification de l'effacement, tenant compte du fait que la multiplication des programmes d'effacement tend à rendre de plus en plus difficile l'estimation de la consommation de référence. En pratique, la question ne se pose pas encore, la FERC indiquant que le développement de l'effacement n'a pas changé les méthodes de mesures de référence des effacements utilisés par les différents ISO.

L'implantation du « Net Benefit Test » sur les différents marchés américains

A l'heure actuelle, seuls les marchés ISONE et PJM ont mis en place l'Order 745. PJM indique une forte hausse de la participation suite à l'instauration du nouveau système de valorisation : alors que dans la période précédente, seuls 11% des effacements réalisés en volume étaient liés aux engagements sur le marché énergie *Day-ahead*, la période avril 2012-janvier 2013 a vu croître cette part à hauteur de 44%, occasionnant un doublement des revenus énergie de l'effacement⁵⁴. Etabli mensuellement⁵⁵, le seuil moyen du « *net benefit test* » sur PJM pendant le second semestre 2012 était de l'ordre de 25 \$/MWh, (variation mensuelle entre 22,99 \$/MWh en juillet et 25,97 \$/MWh en décembre), pour un LMP moyen pondéré de 34,6 \$/MWh. Dans ce contexte, l'appel à des capacités d'effacement sur le marché *Day-ahead* respectait le critère de « *net benefit test* » établi par la FERC pendant 80% du temps.

⁵² "Since DR is actually—and not merely metaphorically—equivalent to supply response, economic efficiency requires that it be regarded and rewarded, equivalently, as a resource proffered to system operators, and be treated equivalently to generation in competitive power markets." Kahn, 2010, Reply Comments of the Demand Response Supporters

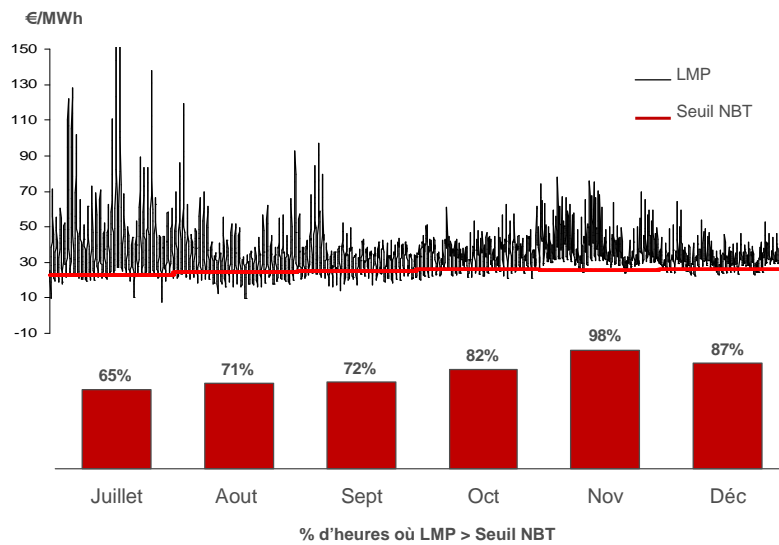
"The "negawatt" of demand response is a powerful metaphor, but a negawatt is not equivalent. to a megawatt. The two have features in common, but they are not the same physically or economically. (...) Building a demand response policy on a literal application of the "negawatt" metaphor produces contradictions and conundrums." Hogan, 2010, Demand Response Compensation, Net Benefits and Cost Allocation: Preliminary Comments

⁵³ « Paying LMP is a pragmatic second best solution to internalizing externalities » Eisen, 2013, Who Regulates the Smart Grid?: FERC's Authority Over Demand Response Compensation in Wholesale Electricity Markets

⁵⁴ PJM, 2013, 2012 Economic Demand Response Performance Report

⁵⁵ La FERC recommande que le net benefit test soit établi de façon dynamique sur la marché day ahead. La mise en place d'un tel calcul étant relativement complexe, les acteurs ont obtenu qu'une étape intermédiaire soit autorisée, avec un seuil calculé mensuellement à partir des valeurs LMP du mois précédent et ajusté des prévisions d'augmentation des prix des hydrocarbures. La question se pose aujourd'hui de l'utilité de passer au système dynamique, certains ISO avançant le fait que le degré de précision supplémentaire apporté par rapport au seuil mensuel ne justifie pas la mise en place de si lourdes procédures (cf The Propriety and Feasibility of Implementing A Dynamic NBT in the Unit Commitment and Dispatch Process, ISONE, 2012)

NET BENEFIT TEST [PJM ; S2 2012]



Source: PJM, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Aujourd'hui, aucune analyse d'impact des effacements sur les prix de marché n'a été réalisée par les acteurs de référence. La FERC souligne néanmoins que l'impact devrait de fait être relativement limité : les volumes d'effacement vendus sur le marché restant encore restreints aujourd'hui – la majorité des revenus de l'effacement étant issus des marchés de capacité – et les prix de l'électricité ayant fortement chuté en 2012 sous l'effet du développement du gaz de schiste.

B. Prise en compte de la diminution des pertes réseaux de l'effacement sur les marchés nord-américains

New York ISO⁵⁶

Dans le cadre du mécanisme de capacité mis en place sur le marché New York ISO, la méthodologie de calcul de la capacité « nominale » des effacements qui est certifiée et qui peut être vendue intègre déjà le principe de pertes réseaux évitées. En effet, la méthodologie de calcul permet d'augmenter la capacité « nominale » de l'effacement d'un facteur (TLF = Transmission Loss Factor) représentant le taux de pertes réseaux applicable à la capacité d'effacement en fonction de sa localisation sur le réseau électrique (ie de sa tension de raccordement).

METHODE DE CALCUL DE LA CAPACITE NOMINALE D'UN EFFACEMENT SUR LE MARCHE DE CAPACITE
NEW YORK ISO [EXTRAIT DU « INSTALLED CAPACITY MANUAL – APRIL 2013 »]

$$UCAP_{gm}^Q = (ACL_{gm}^P - CMD_{gm}) \times \frac{\sum_{h \in LRH_{gbe}} \min\left(\frac{\max(ACL_{gh}^P - AMD_{gh}, 0)}{ACL_{gh}^P - CMD_{gh}}, 1\right)}{NLRH_{gbe}} \times (1 + TLF_{gv})$$

TLF_{gv} = the applicable transmission loss factor for Resource g, expressed in decimal form (i.e. a loss factor of 8% is equal to .08). The applicable transmission loss factor shall be the loss factor for deliveries of Energy at voltage level v by the relevant TO to the retail customer where the Resource g is located as reflected in the TO's most recent rate case and stored in DRIS.

Ainsi, cette méthode, bien qu'elle ne soit pas appliquée pour une valorisation en MWh effacée mais en capacité d'effacement certifiée (donc en MW effaçable), permet de prendre en compte les pertes réseaux évitées par l'effacement.

New England ISO

Une méthodologie similaire (application d'un facteur moyen de pertes réseaux évitées à la capacité certifiée des effacements) est réalisée sur le marché de capacité de New England afin de déterminer la capacité certifiée des effacements de consommation.

⁵⁶ Zone d'équilibrage intégrant l'Etat de New York ainsi que Long Island et New York City géré par l'ISO (Independent System Operator) New York ISO

C. Estimation de la valeur d'économie d'investissements réseaux liée à l'effacement

Rappel

Certaines zones de consommation bénéficient de capacités d'acheminement de l'électricité limitées pouvant impliquer des congestions fréquentes dès aujourd'hui ou potentiellement fréquentes à l'avenir en prévision de l'évolution des consommations d'électricité de ces zones. Pour répondre à cette problématique, les gestionnaires de réseaux sont amenés à planifier des investissements de renforcement des capacités d'acheminement vers ces zones de consommations « contraintes ». Le développement d'effacements dans ces zones de consommation peut permettre de différer dans le temps des investissements initialement prévus à une échéance plus courte voire éviter complètement ces investissements si la capacité d'effacement est pérenne. Dès lors, la mise en place d'effacements procure une externalité positive d'économies sur les coûts de réseaux évités.

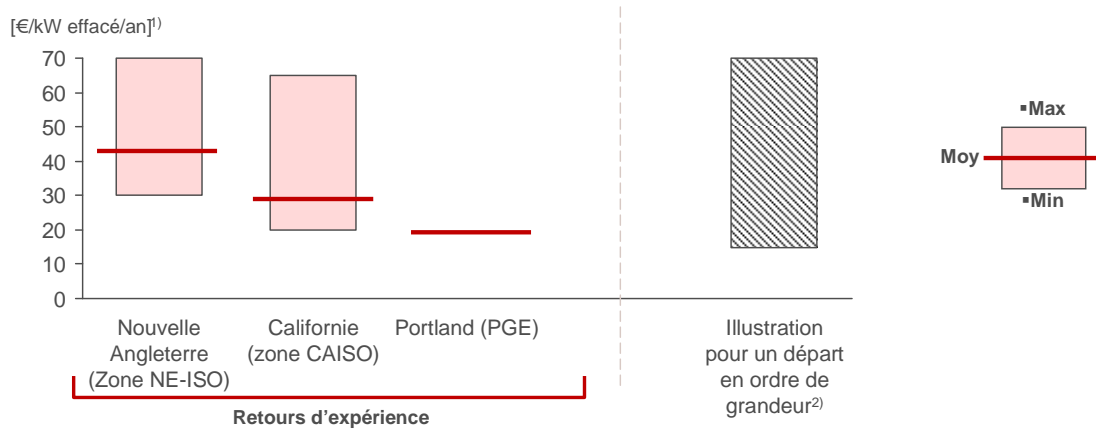
Il est néanmoins important de souligner que cet avantage de l'effacement pour la gestion du réseau ne représente une valeur réelle que dans la mesure où les opérateurs de réseaux les intègrent dans leurs études de développement du réseau : mais, s'ils n'ont pas connaissance de ces ressources ou si leur fiabilité ou leur pérennité est incertaine, ou encore, s'ils n'ont pas la main sur leur activation au service du réseau, ils pourraient continuer à dimensionner le réseau sans les prendre en compte et il n'y aura donc pas d'économie réelle. D'autre part, cette valeur pour le réseau n'est évidemment réelle que dans certaines zones spécifiques déjà congestionnées ou devant l'être à court ou moyen terme. L'estimation de la valeur réseau représentée par ces coûts d'infrastructures reportés ou évités ne permet donc pas d'établir une méthodologie générale de valorisation des économies de réseaux permises par les effacements car cette valeur ne peut pas être généralisée à l'ensemble des effacements.

Benchmark international

Aux Etats-Unis, la valeur de coûts réseaux évités dans les zones contraintes par la mise en place de programmes d'efficacité énergétique ou d'effacement a déjà fait l'objet de plusieurs publications issues de retours d'expériences concrets de projets mis en place par les « utilities » locales.

Ces retours d'expérience montrent que cette valeur peut être comprise, selon le cas de figure considéré, entre 20 et 70 €/kW effacé/an, avec une valeur moyenne d'environ 30 €/kW effacé/an. Cette valeur est principalement une valeur d'économie de réseaux de distribution plus que de transport.

VALEUR D'UN EFFACEMENT OU D'UNE RÉDUCTION DE CONSOMMATION EN TERMES DE REPORT D'INVESTISSEMENT DANS LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION SUR UNE ZONE EN CONTRAINTE



1) Taux de change de 1,3\$/€

2) Illustration pour un départ saturé à 10 MW nécessitant d'être renforcé par un deuxième départ pour 800 k€. Maximum : 5% d'effacement permet de reporter l'investissement d'une année, Minimum : 20% d'effacement permet de reporter l'investissement d'une année. Taux d'actualisation : 4,5%

Source: RAP Energy Solutions, Gestionnaires de réseau de distribution nord américains (ex : PG&E)

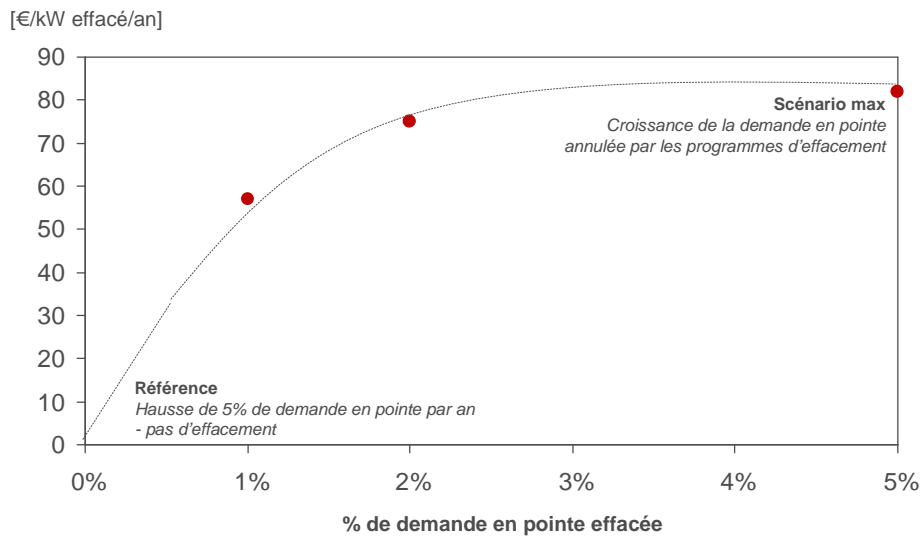
En outre, il est aussi intéressant de noter que, sur certaines plaques de marché américaines, les capacités d'acheminement de l'électricité d'une zone contraintes à une zone non contrainte sont directement valorisées au sein des mécanismes de capacités, à l'instar des capacités d'effacement ou de production. C'est le cas notamment des mécanismes de capacité en place sur les marchés PJM et New England ISO, au sein desquels les projets de construction de nouvelles capacités « d'interconnexions » entre une zone contrainte et une zone non contrainte sont éligibles à une rémunération de capacité au même titre que les effacements et les unités de production. Cet aspect montre donc « l'équivalence » en termes de maîtrise des congestions entre une capacité d'effacement et un investissement réseau.

Une étude espagnole⁵⁷ estimant les coûts et bénéfices de l'effacement en Espagne procède de cette façon pour les externalités sur le réseau. Le calcul des économies de réseaux a été effectué sur le cas d'un quartier résidentiel au nord de Madrid. A partir des caractéristiques électriques de la zone et des principales infrastructures installées (sous-stations, lignes, générateurs, transformateurs, etc.), les auteurs ont modélisé les besoins nécessaires d'extension de réseau pour toute demande incrémentale (scénario de référence : hausse de 5% de la puissance souscrite par les résidentiels par an – moyenne Espagne avant 2008). Il en résulte des économies d'investissement réseau de 243 à 1409 k€⁵⁸ pour une diminution de 1,2 à 4,8% de la puissance souscrite en BT par rapport au scénario de référence en première année (soit entre 4 et 17 MW), soit une valeur comprise entre 60 et 90 €/kW effacé/an. Seuls les réseaux de distribution sont pris en compte, les auteurs mentionnant le fait que les économies sur les réseaux de transport sont non-significatives.

⁵⁷ Conchado et Linares – 2009 – « *Gestion Activa de la Demanda Domestica : Beneficios y Costes* »

⁵⁸ Investissements et maintenance pendant une durée de 10 ans, 9,5% de taux d'actualisation

VALEUR D'UN EFFACEMENT DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION DANS UNE ZONE EN EXPANSION



Pour une annulation d'investissement : VAN sur 10 ans, 9,5% taux d'actualisation
Source: Conchado, Linares (2009), *Gestion Activa de la Demanda Doméstica : Beneficios y Costes IIT* Working Paper

Illustration de l'ordre de grandeur à partir d'un calcul théorique

L'ordre de grandeur de 30 €/kW effacé/an issu des retours d'expériences des « utilities » américaines peut être confirmée par le calcul théorique suivant : pour un départ saturé à 10 MW nécessitant d'être renforcé par une deuxième départ de 800 k€, la valeur d'économie de réseaux des effacements varie de 15 à 70 €/kW effacé/an selon la capacité d'effacement nécessaire à reporter l'investissement de 1 an (hypothèse maximum de 5% (soit 500 kW) et minimum de 20% (2 MW)) (cf figure ci-dessus).

D. Prise en compte de la variabilité du taux de pertes dans le calcul des pertes réseaux évitées

Une étude de 2009⁵⁹ a estimé le potentiel de réduction des pertes lié à l'effacement domestique en Grande Bretagne (réseau ENW), **pour un effet report de 100%** (décalage de consommation uniquement). Le modèle utilisé permet de prendre en compte la variabilité du taux de perte selon la charge des lignes d'acheminement, en simulant les flux d'énergie pour plusieurs scénarios de demande avec et sans effacement. Le tableau ci-dessous présente le potentiel de réduction du taux de pertes pour plusieurs scénarios d'effacement avec 100% de report (différentes hypothèses de capacités d'effacement et de délai de report), par rapport au taux obtenu sans effacement pendant une période de pointe (système électrique en contrainte, taux de perte supérieur à la moyenne annuelle).

POTENTIEL DE REDUCTION DU TAUX DE PERTES POUR UN REPORT DE CONSOMMATION
En % des pertes initiales

% demande en pointe effacée	Délai de report		
	2 heures	4 heures	8 heures
5%	0%	-0,1%	-0,2%
10%	-0,1%	-0,3%	-0,7%
15%	-0,2%	-0,6%	-1,4%

Source: Shaw, Attree, Jackson, Kay, 2009, *The value of reducing distribution losses by domestic load-shifting: a network perspective*. Energy Policy, 37, 3159-3167.

Le différentiel de taux de pertes obtenu est extrêmement faible : cela signifie qu'avec un taux de perte moyen de 10% dans la situation de référence (sans effacement), un effacement de 15% de la consommation avec un report de 8 heures permettrait de diminuer ce taux moyen de perte de 1,4% et donc d'économiser $10\% \times 1,4\%$ soit 0,14% de l'énergie consommée. Appliqué au taux de pertes moyen sur le réseau français (7,7%), cela donne entre 0 et 0,1% de réduction du taux de pertes pour un effet report de 100%. **Cela justifie l'utilisation d'une approche simplifiée avec un taux de pertes constant.**

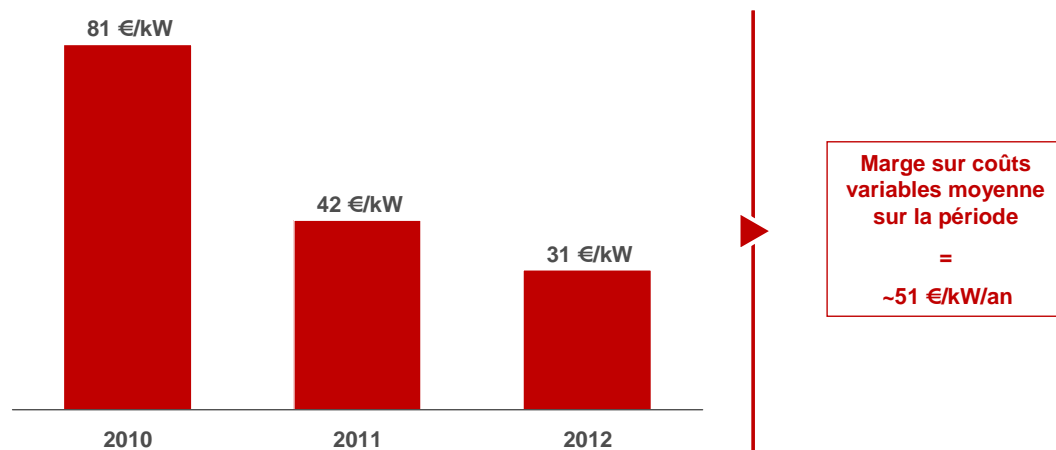
⁵⁹ Shaw, Attree, Jackson, Kay, 2009, *The value of reducing distribution losses by domestic load-shifting: a network perspective*. Energy Policy, 37, 3159-3167.

E. Valeur capacitaire « latente » à court-terme des actifs de production

- Ces dernières années, les centrales au gaz semblent couvrir (difficilement) leurs coûts fixes hors CAPEX

La marge sur coûts variables annuelle d'une centrale au gaz peut être approchée en comparant une estimation du coût variable d'une centrale avec les prix de marché de l'électricité. Cette comparaison sur les 3 dernières années (2010-2012) permet d'illustrer la dégradation des conditions économiques de fonctionnement des centrales au gaz. En effet, sur la base d'hypothèses « normatives » caractéristiques de ce type d'unité, la marge sur coût variable dégagée sur les années 2010 à 2012 peut être respectivement estimée à **~81 €/kW**, **~42 €/kW** et **~31 €/kW** (cf graphique ci-dessous).

ESTIMATION DE LA MARGE SUR COÛTS VARIABLES D'UNE CENTRALE GAZ A CYCLE COMBINE SUR LA PERIODE 2010-2012 [EN €/KW]



Hypothèses :

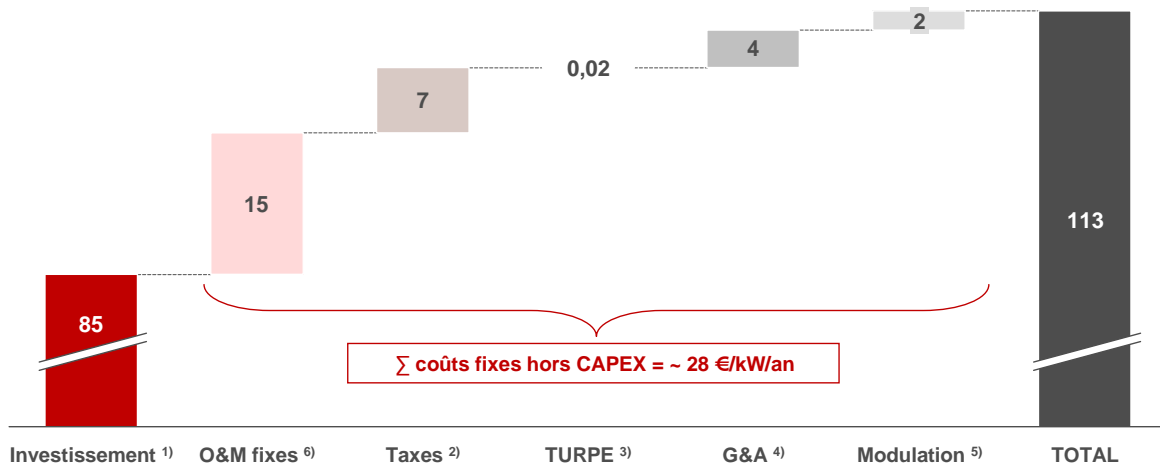
- Le coût variable d'une CCGT est estimé à un pas de temps journalier sur la base des prix spot du gaz (DAP – PEG Nord), et du prix moyen mensuel du CO2 (Bluenext, EEX).
- On suppose : un rendement sur PCI de 57%, un facteur d'émission de 0,36 t/MWhe, un facteur de flexibilité de 95% (permettant de simuler l'incapacité d'une centrale à capter 100% de la marge totale théorique sur une année)
- O&M variables : 2 €/MWh

Source: Epex Spot, Powernext, Bluenext, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Ces estimations sont à considérer avec précaution. En effet, d'une part, ces calculs « normatifs » ne reflètent pas nécessairement la disparité potentielle de performance des centrales au gaz du parc français, d'autre part, cette analyse ne prend en compte que la marge opérationnelle estimée des centrales et non la potentielle marge de *trading* réalisée par les entités de *trading* des producteurs. Néanmoins, ces analyses permettent d'estimer un bon ordre de grandeur des marges dégagées par les unités de production au gaz.

Pour juger de la rentabilité de ces actifs, ces marges sur coûts variables doivent être comparées aux coûts fixes annuels d'une centrale au gaz. Ces coûts fixes peuvent être évalués à **~113 €/kW** en incluant les coûts de construction (CAPEX) et **~ 28 €/kW hors CAPEX**.

ESTIMATION DES COÛTS FIXES ANNUELS D'UNE CCGT [EN €/KW/AN]

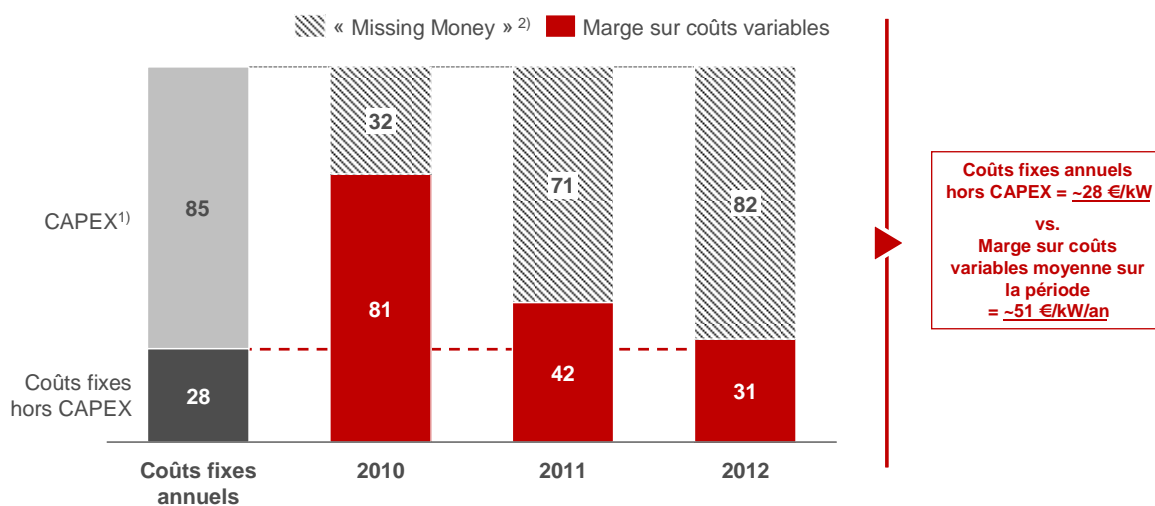


- 1) Hypothèses : coût d'investissement de 850 €/kW; durée d'amortissement : 25 ans; WACC : 10%
- 2) Estimation sur la base des communications publiques d'EDF sur les taxes payées par leurs sites de production thermique à flamme et sur la base de communication POWEO
- 3) Composante annuelle de gestion et de comptage
- 4) Estimation à partir d'une Etude SEGOS donnant les ratio de frais G&A (% du CA) selon le type d'activité et application à différents producteurs; communication POWEO
- 5) Estimation CRE présentée à l'AFG 2011
- 6) Source : IEA – 14,5₂₀₁₀ €/kW

Source: NREL, IEA, EDF, POWEO/AFG 2011 – « Production d'électricité par les centrales à gaz : quelles orientations à moyenne terme ? », RTE, SEGOS, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Ainsi, s'il existe bien aujourd'hui des coûts échoués pour les producteurs liés au fait que les centrales ne couvrent pas leurs coûts fixes totaux (ie avec CAPEX)⁶⁰, la couverture des coûts fixes hors CAPEX semble néanmoins effective sur ces 3 dernières années.

ESTIMATION DE LA « MISSING MONEY » ANNUELLE D'UNE CCGT SUR LA PERIODE 2010-2012 [EN €/KW/AN]



- 1) Hypothèse d'un coût de construction de 850 €/kW, d'une durée d'amortissement de 25 ans et d'un WACC de 10%.
- 2) Déficit de revenu pour couvrir les coûts complets de production

Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

⁶⁰ Ce déficit de couverture des coûts peut être évalué en moyenne sur la période 2010 à 2012 à ~ 61 €/kW/an

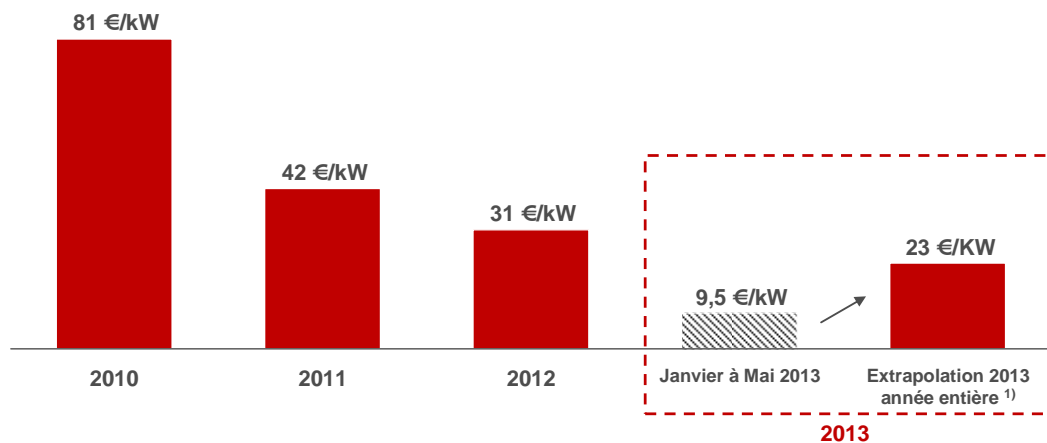
- **Cependant, la dégradation des conditions de marché et l'augmentation potentielle des prix liée au retrait du système de quelques unités de production, pourraient inciter les producteurs à mettre sous cocon certaines de leurs centrales au gaz.**

Cette analyse montre que les conditions de marché de 2010 à 2012, bien que ne permettant pas une couverture totale des coûts, ne contraignent pas, pour autant, les producteurs à mettre leurs centrales sous cocon, car la marge sur coût variable reste supérieure ou égale aux coûts fixes hors CAPEX. Les producteurs pourraient néanmoins être incités à mettre sous cocon leurs installations⁶¹ pour deux raisons :

- la dégradation des conditions de marché, la marge sur coût variable passant sous les coûts fixe hors CAPEX
- et l'augmentation potentielle des prix liée au retrait du système de quelques unités de production, qui pourraient augmenter la rente infra-marginale et donc la valeur du reste du portefeuille de production.

Première raison : un calcul identique à celui conduit ci-dessus permet d'estimer la marge sur coût variable des centrales gaz sur les 5 premiers mois de l'année 2013 à **~9,5 €/kW**. Extrapolé sur une année entière⁶², la marge serait d'environ **23 €/kW**.

ESTIMATION DE LA MARGE SUR COÛTS VARIABLES D'UNE CENTRALE GAZ A CYCLE COMBINÉ SUR LA PERIODE 2010-2012 ET SUR LES 5 PREMIERS MOIS DE 2013 [EN €/KW]



Hypothèses :

- Le coût variable d'une CCGT est estimé à un pas de temps journalier sur la base des prix spot du gaz (DAP – PEG Nord), et du prix moyen mensuel du CO2 (Bluenext, EEX).
- On suppose : un rendement sur PCI de 57%, un facteur d'émission de 0,36 t/MWhe, un facteur de flexibilité de 95% (permettant de simuler l'incapacité d'une centrale à capter 100% de la marge totale théorique sur une année)
- O&M variables : 2 €/MWhe

1) Extrapolation *pro rata temporis*

Source: Epex Spot, Powernext, Bluenext, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Seconde raison : la mise sous cocon de certaines capacités de production pourrait augmenter la rente infra-marginale des centrales en activité, incitant certains producteurs à volontairement mettre sous cocon des capacités existantes pour augmenter leur marge. En effet, l'impact de la non disponibilité des centrales au gaz sur les prix de marché et donc sur la rente infra-marginale des centrales en activité peut être approchée à l'aide des données de résilience du marché *spot*. En effet, en première approche, l'impact qu'aurait eu une demande supplémentaire de 1 GW sur la formation du prix *spot* (information disponible dans les données de résilience Epex *spot*) peut être utilisé comme une

⁶¹ GDF SUEZ a d'ailleurs déjà indiqué que 3 de ces unités de production au gaz seront mises sous cocon cet été et que l'une d'entre elle (Cycofos) sera aussi maintenue sous cocon l'hiver prochain

⁶² Prorata temporis

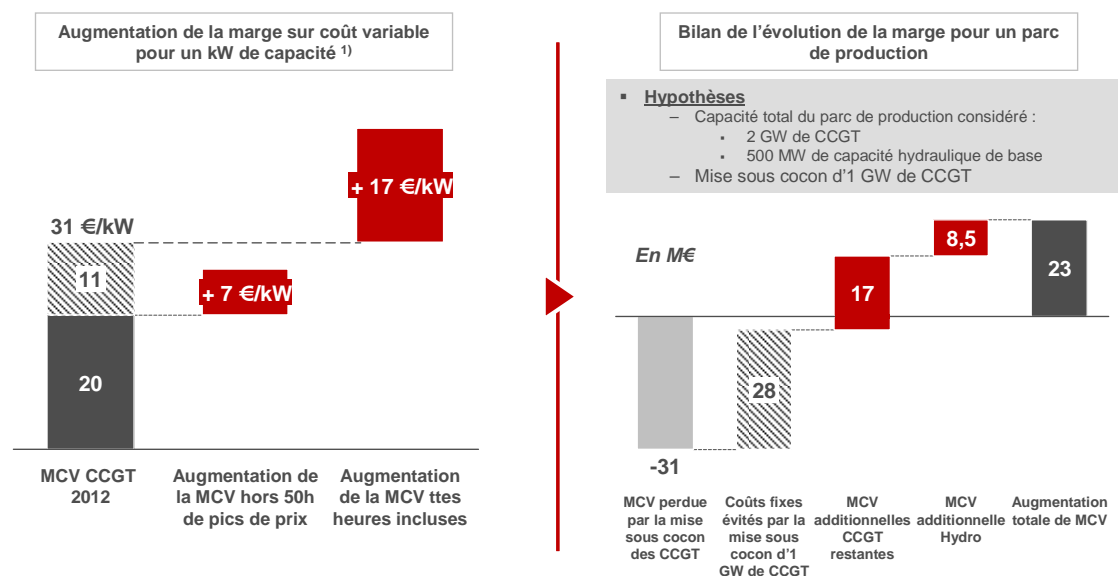
approximation de l'effet qu'aurait eu 1 GW d'offre de production de CCGT en moins sur la formation des prix *spot*.

Ainsi, sur l'année 2012, une diminution d'un GW de la disponibilité des CCGT aurait permis d'augmenter la marge coûts variables des actifs en place (et avec un coût variable inférieur à celui d'une CCGT) de :

- **7 €/kW** en excluant les 50 heures de pics de prix les plus élevés
- **17 €/kW** toutes heures comprises

Ainsi, pour un producteur possédant un parc de production de 2 GW de CCGT et de 500 MW d'hydraulique de base, la mise sous cocon d'un GW de CCGT aurait permis d'augmenter sa marge globale sur l'ensemble de son parc.

ESTIMATION DE L'IMPACT D'UN RETRAIT D'UN GW DE CAPACITE CCGT SUR LA MARGE SUR COUT VARIABLE DES CENTRALES DE PRODUCTION EN ACTIVITE [EN €/KW] D'APRES LES DONNES DE RESILIENCE EPEX SPOT 2012



MCV = Marge sur Coûts Variables

1) L'augmentation de la marge sur coût variable induit par le retrait d'une capacité CCGT est la même, en €/kW, quelque soit le type d'actif considéré tant que celui-ci à un coût variable inférieur ou égal à celui d'une CCGT

Source: Epex Spot, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

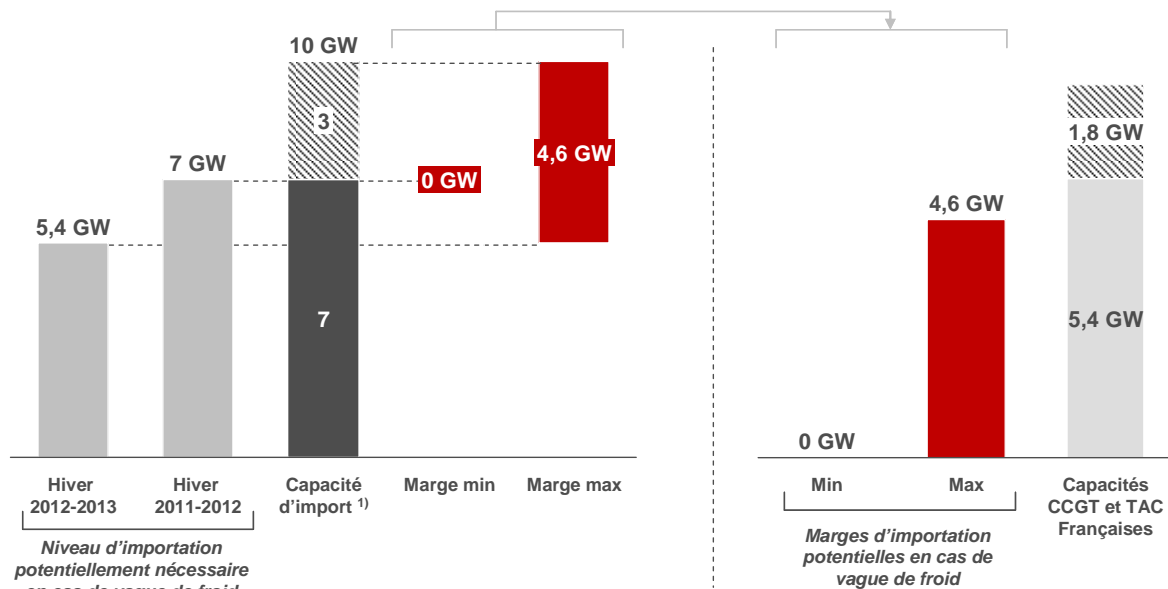
- **Cependant, au regard des analyses menées par RTE sur le passage de l'hiver, la mise sous cocon de quelques gigawatts de capacités de pointe pourrait potentiellement mettre en danger l'équilibre du système électrique français en cas de vague de froid**

En effet, dans ces analyses de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité pour les hivers 2011-2012 et 2012-2013, RTE avait estimé respectivement à **7 GW et 5,4 GW** le niveau d'importation qui pourrait être nécessaire pour satisfaire l'équilibre et la marge nécessaire pour couvrir les aléas.

Dans ces analyses, RTE estime que ces « *valeurs restent compatibles avec les capacités du réseau mises à disposition des importations dont les limites sont évaluées de manière coordonnée avec les gestionnaires de réseau voisins (capacités comprises entre 7 000 et 10 000 MW selon les conditions rencontrées).* »

En cas de mise sous cocon de plusieurs gigawatts de centrales de pointe (le parc français actuel de CCGT est de 5,5 GW, et celui des TAC est de 1,8 GW soit au total 7,3 GW⁶³), le niveau d'importation nécessaire en cas de vague de froid pourrait alors dépasser les capacités disponibles d'importation.

COMPARAISON DES MARGES D'IMPORTATION POTENTIELLES EN CAS DE VAGUE DE FROID AVEC LA CAPACITE DU PARC FRANCAIS DES CENTRALES DE POINTES CCGT ET TAC [GW]



1) « Capacités comprises entre 7 000 et 10 000 MW selon les conditions rencontrées » - source RTE – Analyse de l'équilibre O/D lors de l'hiver 2012-2013

Source: RTE – « Analyse de l'équilibre O/D pour l'hiver 2011-2012 » / « Analyse de l'équilibre O/D pour l'hiver 2011-2012 » ; Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Ce raisonnement pourrait justifier la reconnaissance d'une valeur de capacité « latente » des centrales de pointes. Cette valeur « latente » de la capacité pourrait être vue comme la « prime » garantissant un maintien en fonctionnement des centrales de pointe pour éviter un risque de défaillance en cas de mise sous cocon.

- **Néanmoins, il ne nous semble pas pertinent de justifier le versement d'une prime de capacité à court-terme aux effacements au titre de cette potentielle valeur de capacité « latente » des actifs de production.**

D'une part, le dispositif de soutien aux cogénérations industrielles adopté mi-juin peut difficilement être interprété comme une reconnaissance de la valeur de capacité de ces actifs mais plutôt comme un soutien indirect à l'industrie comme en témoigne la teneur des débats.

D'autre part, cette étude a pour but d'identifier la valeur des avantages des effacements pour la collectivité dans l'objectif de mise en place d'une prime incitative au développement de nouvelles capacités d'effacement uniquement. La potentielle valeur capacitaire explicitée ci-dessus correspond à une valeur de maintien en fonctionnement des centrales de production existantes. Le raisonnement suivi ne peut donc pas s'appliquer aux nouvelles capacités d'effacement.

En effet, verser à court-terme une prime capacitaire aux effacements, légitimée par la valeur capacitaire « latente » des centrales de production, aurait un effet contraire à l'objectif recherché de sécurité d'approvisionnement en incitant les centrales de production à « sortir du système » (car diminuant encore leur marge sur coût variable) alors même que la sûreté du système électrique nécessiterait le maintien en fonctionnement de ces centrales.

⁶³ Source : EDF, Parc de référence communiqué par RTE

F. Eligibilité des effacements « tarifaires » à la prime

La question de l'éligibilité des effacements « tarifaires » peut être abordée en analysant les principales questions suivantes :

1. Les effacements tarifaires font-ils partis des effacements mentionnés par la loi ?
2. Quels sont les différentes typologies d'effacements « tarifaires » à considérer ?
3. Les effacements tarifaires sont-ils rentables aujourd'hui ?
4. Les effacements tarifaires procurent-ils les mêmes avantages que les effacements « explicites » à la collectivité ?
5. Y-aurait-il des problèmes techniques à les rendre éligibles à la prime ?
6. Quels sont les risques et les problématiques liés à l'intégration des effacements tarifaires dans la prime ?
7. Quel serait l'impact de l'intégration des effacements « tarifaires » sur le besoin de financement via la CSPE ?

1. Les effacements tarifaires font-ils partis des effacements mentionnés par la loi ?

La loi sur la transition énergétique ne définit pas explicitement la notion d'effacement.

Rappel de la loi sur la transition énergétique :

« L'EFFACEMENT DE CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

« Chapitre unique

« Art. L. 271-1. – Un décret en Conseil d'État, pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, fixe la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant la valorisation **des effacements de consommation d'électricité** sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement mentionné à l'article L. 321-10.

« Ces règles prévoient la possibilité, pour un opérateur d'effacement, de procéder à **des effacements de consommation**, indépendamment de l'accord du fournisseur d'électricité des sites concernés, et de les valoriser sur les marchés de l'énergie ou sur le mécanisme d'ajustement mentionné au même article L. 321-10, ainsi qu'un régime de versement de l'opérateur d'effacement vers les fournisseurs d'électricité des sites effacés. Ce régime de versement est établi en tenant compte des quantités d'électricité injectées par ou pour le compte des fournisseurs des sites effacés et valorisées par l'opérateur d'effacement sur les marchés de l'énergie ou sur le mécanisme d'ajustement.

[...]

« Le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des **capitaux immobilisés** par les opérateurs excède une rémunération normale des capitaux compte tenu des risques inhérents à ces activités.

[...]

« 9° La valorisation des **effacements de consommation** mentionnés à l'article L. 271-1. Ces règles définissent les modalités du versement mentionné au deuxième alinéa du même article. » ;

[...]

« Art. L. 321-15-1. – Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la mise en œuvre **d'effacements de consommation** sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement en cohérence avec l'objectif de

sûreté du réseau, avec celui de maîtrise de la demande d'énergie défini à l'article L. 100-2 et avec les règles prévues à l'article L. 271-1.

[...]

II. – À titre transitoire, avant l'entrée en vigueur des règles mentionnées à l'article L. 271-1 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité organise une expérimentation permettant la valorisation des **offres d'effacement de consommation d'électricité** sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement mentionné à l'article L. 321-10 du même code, selon des modalités, notamment s'agissant du versement de l'opérateur d'effacement vers les fournisseurs des sites effacés mentionné à l'article L. 271-1 dudit code, approuvées par la Commission de régulation de l'énergie.

Ainsi, les options tarifaires ayant objectivement une valeur capacitaire au service de la sécurité d'approvisionnement, au même titre que les effacements de consommation, elles ne sont pas, de notre point de vue, exclues des effacements mentionnés dans la loi.

2. Typologie d'effacements tarifaires à considérer

L'analyse de la question des effacements « tarifaires » peut nécessiter une segmentation des différents types possibles d'effacements tarifaires, notamment en séparant :

- les **options tarifaires historiques proposées par EDF** sur chacun des segments de marché (EJP / Tempo)
- les **nouveaux effacements** tarifaires consistant en une **contractualisation spécifique** (au cas par cas) entre l'industriel et le fournisseur
- les **futurs effacements** tarifaires liés :
 - o à la possibilité d'étendre les tarifs EJP-Tempo aux autres fournisseurs d'électricité (autres qu'EDF)
 - o aux options tarifaires qui pourront se développer via Linky

	Existants		Futurs
	Anciens	Nouveaux	
Marché de masse <i>(Tertiaire et Résidentiel)</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>EJP – TEMPO</u> proposés par EDF 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>Avant Linky</u> : EJP – TEMPO proposés par d'autres fournisseurs d'électricité qu'EDF (Direct Energie, GDF,...) ▪ <u>Après Linky</u> : Tarif à effacement avec pointe mobile Linky différenciée selon les fournisseurs
Industriels	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>EJP</u> proposés par EDF 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>Effacements contractuels</u> : capacité d'effacement mise à disposition par un industriel auprès de son fournisseur en l'échange d'une rémunération ou d'un tarif avantageux (ALPIQ, EON réalisent déjà des offres de ce type) 	

3. Les effacements tarifaires sont-ils rentables aujourd'hui ?

La loi mentionne que « *le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés par les opérateurs excède une rémunération normale des capitaux compte tenu des risques inhérents à ces activités* ».

En supposant les effacements tarifaires éligibles à la prime, cet aspect de la loi soulève néanmoins les deux questions suivantes :

- Les effacements tarifaires sont-ils rentables aujourd'hui ? S'ils le sont, la prime ne serait donc pas justifiée du point de vue de la loi
 - Si les effacements tarifaires ne sont pas rentables aujourd'hui : pourquoi ne le sont-ils pas et quel est leur manque à gagner ?
- **Rentabilité des effacements tarifaires « contractuels »**

Comme mentionné dans la section précédente, certains fournisseurs proposent aujourd'hui des offres tarifaires spécifiques à leurs clients industriels permettant aux fournisseurs de valoriser directement, en tant que flexibilité de leur portefeuille aval, les capacités d'effacement de leurs clients.

Contrairement aux tarifs réglementés EJP et Tempo qu'EDF doit obligatoirement être en mesure de proposer, ces effacements « contractuels » sont réalisés à l'initiative des fournisseurs eux-mêmes sans que ceux-ci n'est d'obligation de proposer ce type de contrat. Ainsi, il paraît légitime de supposer que ce type d'effacement tarifaire est déjà rentable aujourd'hui, c'est-à-dire que les fournisseurs en tirent une rémunération suffisante leur permettant le développement de ces offres. Dans le cas contraire, cela suggérerait que les fournisseurs alternatifs d'électricité proposent à leurs clients, de leur plein gré, des offres déficitaires.

Ainsi, le versement d'une prime non nulle à ces effacements tarifaires « contractuels » irait à l'encontre de la loi en permettant une rémunération excessive (car venant en surplus d'offres déjà a priori rentables) de ces types d'effacement.

- **Rentabilité des effacements tarifaires historiques EJP et Tempo**

L'article L. 337-5 du code de l'énergie dispose que les tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis « en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures ». Autrement dit, le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité doit être apprécié à l'aune du principe de couverture des coûts. Les tarifs réglementés doivent donc a minima couvrir le coût comptable de fourniture de l'opérateur historique EDF.

Néanmoins, la CRE a, à plusieurs reprises, publié des analyses montrant que ce principe de couverture de coûts n'était pas respecté ces dernières années pour les tarifs réglementés de vente de l'électricité et particulier pour les tarifs à effacement EJP et Tempo. Dans son « rapport sur le fonctionnement des marchés de détails de l'électricité et du gaz » concernant la période 2011-2012, la CRE estime le « déficit de couverture des coûts » du tarif Tempo des résidentiels à 14,8 %. Autrement dit, le tarif réel est 14,8% inférieur au tarif qui permettrait une couverture des coûts. Ce déficit pour les tarifs EJP Jaune et Vert est quant à lui estimé par la CRE respectivement à 5,7% et 6,1 à 9,2%. Cette structure déficitaire des tarifs bleus de manière générale et des tarifs à effacement a été confirmé par la CRE dans son rapport d' « **Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité** » du 4 Juin 2013 qui mentionne notamment que : « *Les tarifs réglementés de vente en vigueur depuis l'été 2012 génèrent un déficit de couverture des coûts constatés en 2012, qui devra faire l'objet d'un rattrapage par les tarifs* ».

Extrait du rapport de la CRE « Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel » - Rapport 2011-2012 - Janvier 2013

Pour le segment des clients résidentiels éligibles au tarif bleu résidentiel

« Malgré deux importantes évolutions des tarifs en structure en 2009 et 2010, la couverture des coûts comptables d'EDF demeure contrastée entre options tarifaires. En particulier, le tarif TEMPO, toujours proposé aux clients et présentant d'intéressantes propriétés dans le cadre de la poursuite de l'objectif de réduction de la consommation électrique à la pointe saisonnière, est le tarif le plus déficitaire. »

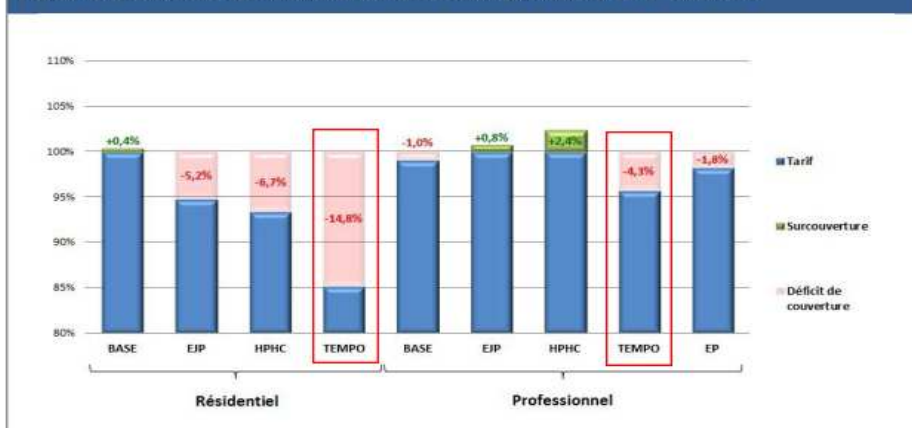
Pour le segment des clients petits professionnels, éligibles au tarif bleu professionnel

« Les tarifs à effacement EJP et TEMPO, tous deux en extinction, sont toutefois encore déficitaires. »

Mesures proposées

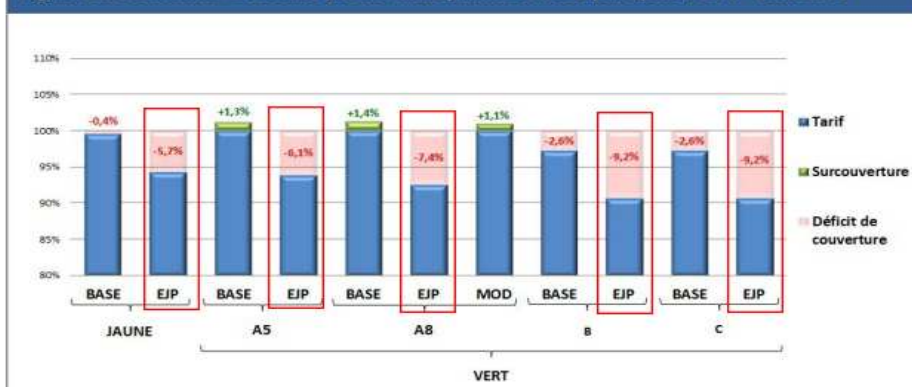
« Dans le cadre réglementaire actuel, et afin d'assurer une couverture des coûts du fournisseur EDF, la CRE recommande de procéder à des évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité différenciées entre les couleurs et options tarifaires. Une évolution en niveau et en structure doit notamment être effectuée pour les tarifs à effacement (EJP, Tempo), pour lesquels la couverture des coûts comptables d'EDF n'est pas assurée. »

Figure 57. Couverture des coûts par les tarifs bleus par option, au 1^{er} août 2012



Source : EDF – Analyse : CRE

Figure 58. Couverture des coûts par les tarifs jaunes et verts par option, au 1^{er} août 2012



Source : EDF – Analyse : CRE

Ainsi, en l'état actuel du niveau des tarifs réglementés EJP et Tempo, le versement d'une prime n'impliquerait pas une « rémunération excessive » de ce type d'effacement dans la mesure où ceux-ci sont, pour la plupart, largement déficitaires aujourd'hui.

En effet, étant donné le niveau de déficit de couverture des coûts des tarifs EJP et Tempo actuels, le niveau de prime à l'effacement qui permettrait une couverture de 100% des coûts peut-être estimé (**cf analyses annexe G**) :

- à environ 230 €/MWh_{effacé} pour un client résidentiel au tarif Bleu Tempo (soit ~160 €/kW_{effaçable} en jour rouge)
- à environ 150 à 190 €/MWh_{effacé} pour un client industriel au tarif vert A5 EJP (soit ~55 à 75 €/kW_{effaçable})

Ces coûts « implicites » élevés du MWh effacé issus des tarifs EJP et Tempo sont dus au déficit de couverture des coûts des tarifs en question lié à une évolution historique imparfaite des tarifs en niveau et en structure. Cette différence de compétitivité observée par rapport aux effacements « explicites » (**cf section 7**) n'est cependant probablement pas « structurelle » et des offres d'effacements tarifaires pourraient probablement parvenir à un coût implicite plus faible du MWh effacé. En effet, l'opérateur historique n'a pas la possibilité, dans le cas des tarifs réglementés EJP et Tempo, de sélectionner les clients auxquels il soumet l'offre tarifaire. Si le développement des effacements tarifaires devaient être élargis à l'ensemble des fournisseurs, ceux-ci pourraient sélectionner les segments de clients les plus rentables pour la promotion des effacements tarifaires. La question de l'opportunité de construction d'effacement tarifaires rentables sur tous les segments clients est cependant difficilement analysable sans une connaissance précise de la sensibilité de la demande des consommateurs aux prix de l'électricité (ie la valorisation par le consommateur de la gêne occasionnée par un tarif à effacement).

Néanmoins, la loi mentionne le concept de « capitaux immobilisés » par les effacements (« Le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés par les opérateurs excède une rémunération normale des capitaux »). Pour certains acteurs, les capitaux immobilisés par les effacements tarifaires sont nuls et donc toute rémunération accordée à ce type d'effacement constituerait une rémunération « excessive » contraire à la loi. Cet argument peut être nuancé car le développement des effacements tarifaires impliquent bien a *minima*, comme le développement des effacements « explicites », un **investissement lié au coût d'acquisition du client**. La situation peut néanmoins être segmentée en deux catégories :

- les contrats d'effacements tarifaires existants (le stock de client EJP et Tempo) : pour lesquels il paraît légitime de supposer qu'il n'y a pas d'investissement réalisé
- l'acquisition de nouveaux clients aux offres EJP – Tempo (via une démarche marketing proactive) : pour ce type client, il paraît légitime de considérer un investissement spécifique de coût d'acquisition client (comme considéré dans l'analyse du modèle d'affaire de l'effacement diffus au chapitre 7)

D'autres investissements peuvent aussi être considérés comme la mise en place d'un système informatique *ad hoc* permettant la gestion des clients avec offres d'effacement.

4. Les effacements tarifaires procurent-ils les mêmes avantages que les effacements « explicites » à la collectivité ?

Encore une fois, l'analyse de cette question nécessite la segmentation des effacements « tarifaires » en effacement industriels et effacement diffus.

Concernant les options tarifaires pour les industriels, une part importante (50% en 2010 selon EDF – **cf encadré « Retour d'expérience des options tarifaires par EDF »**) des industriels avec EJP

possèdent des moyens d'autoproduction. Ces industriels n'engendrent donc *a priori* pas de report de consommation sur le réseau mais pas, non plus, d'économie d'énergie.

Concernant les particuliers :

- D'après les retours d'expérience d'EDF, la consommation de chauffage électrique est probablement principalement substituée par une énergie d'appoint (d'après le profil des clients) et donc sans report (ou avec peu de report) de consommation sur le réseau mais sans (ou avec peu) économies d'énergie non plus. Néanmoins, dans le cas d'une substitution de l'électricité de chauffage effacée par une énergie de chauffage bois, même si l'effacement tarifaire ne permet pas une diminution nette de la quantité d'énergie consommée, il permet la substitution d'une consommation d'électricité au profit d'une consommation d'énergie renouvelable.
- la consommation spécifique effacée (consommation non chauffage) est quasi entièrement reportée en heure creuse selon EDF (cf l'encadré « Retour d'expérience des options tarifaires par EDF » : « La quasi-totalité des clients (96%) reporte l'utilisation des appareils électroménagers (lave-linge, sèche linge, lave vaisselle) en dehors des jours rouges »)
- d'autre part, il est important de noter que d'après les retours d'expérience d'EDF, les clients possédant un tarif à effacement, du fait du tarif avantageux dont ils bénéficient tout au long de l'année hors périodes de pointes mobiles, ont tendance à consommer plus que les clients au tarif HC/HP pour un même niveau de puissance souscrite. Ainsi, si d'éventuelles économies d'énergie peuvent être réalisées sur l'énergie effacée, les clients EJP et Tempo ont tendance à surconsommer par rapport aux autres consommateurs.

Retour d'expérience des options tarifaires par EDF

Sources :

« *L'expérience française en matière d'effacement* » – Louis-Jacques Urvoas – EDF – Juin 2009
« *Les effacements développés par EDF* » – 13 Janvier 2010 – Atelier 6 des groupes de travail sur le sujet « Maîtrise de la pointe »

Tarifs EJP

En 2008, 70% des industriels avec EJP possédaient des moyens d'autoproduction d'électricité
En 2010, 50% des clients industriels utilisent un groupe d'autoproduction

Tarifs Tempo

Les clients Tempo résidentiel sont plutôt des familles en maison individuelle équipées de chauffage électrique et d'une autre énergie d'appoint, avec de l'eau chaude électrique.

La consommation d'ECS n'est pas élastique au prix.

La quasi-totalité des clients (96%) reporte l'utilisation des appareils électroménagers (lave-linge, sèche linge, lave vaisselle) en dehors des jours rouges.

Un report important des heures pleines vers les heures creuses pour les clients sans alternative au chauffage électrique.

Une consommation globale supérieure d'environ 20% à celle des clients en double tarif pour une puissance souscrite donnée.

Certains avantages identifiés préalablement dans notre étude ne sont probablement pas avérés pour les effacements tarifaires de type EJP/Tempo, notamment :

- ***la création d'emplois et d'innovation***

- **l'amélioration de l'efficacité du marché** : contrairement à l'effacement explicite opéré par un opérateur d'effacement indépendant des fournisseurs (et donc des producteurs), les effacements tarifaires ne constituent pas en une augmentation du nombre d'acteurs sur le marché (les fournisseurs sont aujourd'hui tous producteurs)
- **économies d'énergie** : les effacements tarifaires de type EJP-Tempo constituent, d'après les retours d'expérience d'EDF, principalement en un report ou une substitution de l'énergie effacée

D'autres avantages sont en revanche probablement avérés pour les effacements tarifaires comme pour les effacements explicites car les fondamentaux de ces deux types d'effacement (par rapport aux avantages en question) ne sont pas différents (CO2, réseaux, diminution des prix de gros, valeur d'option).

	Description	Fondamentaux différents des effacements « explicites »
Réduction des émissions de CO2	<ul style="list-style-type: none"> Diminue la consommation aux heures de pointes donc diminue les émissions <i>modulo</i> : <ul style="list-style-type: none"> Pour les résidentiels : l'effet report et le type de chauffage de substitution utilisé Pour les industriels : l'effet report et la présence ou non d'un groupe d'auto-production La durée longue des EJP-Tempo pourrait impliquer potentiellement une valeur CO2 plus faible car ne correspondant pas exactement uniquement aux périodes d'ultra pointe 	<p>NON</p> <p>Dépend comme l'effacement explicite :</p> <ul style="list-style-type: none"> -De l'effet report -De l'énergie de substitution utilisée (chauffage et GE)
Economies de réseaux	<ul style="list-style-type: none"> Diminue les consommations à la pointe donc diminue les pertes (modulo l'effet report) Valeur infrastructure potentiellement équivalente à celle des effacements explicites 	<p>NON</p>
Economies d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> Pour les résidentiels, les économies d'énergie sont probablement très faibles car le chauffage est substitué par une autre énergie et la consommation spécifique est reportée 	<p>OUI</p> <p>Les options tarifaires ne prétendent pas faire réaliser des économies d'énergie, l'énergie effacée est soit substituée soit reportée</p>
Création d'emplois et innovation	<ul style="list-style-type: none"> Pas de création d'emplois sauf si déploiement de nouveaux compteurs EJP-Tempo chez les clients / Pas de centres opérationnels de gestion des capacités agrégées 	<p>OUI</p> <p>Pas de centre de gestion / d'agrégation de capacités</p>
Amélioration de l'efficacité du marché de l'énergie	<ul style="list-style-type: none"> Améliore l'élasticité de la demande au prix mais ne consiste pas à diminuer les pouvoirs de marché par l'arrivée de nouveaux entrants 	<p>OUI</p> <p>Ne correspond pas à l'entrée d'un nouvel acteur dans le marché</p>
Diversification des sources d'approvisionnement	<ul style="list-style-type: none"> Valeur d'option dépend de l'effet report et du type de chauffage de substitution utilisé (si fossile = pas de valeur d'option) 	<p>NON</p>
Impact sur le prix de marché	<ul style="list-style-type: none"> Constitue une diminution de la demande à la pointe 	<p>NON</p>

Par rapport aux trois avantages proposés par la CRE comme pouvant être intégrés dans la prime (à savoir : l'avantage CO2, les économies d'énergie, les pertes réseaux évitées), le raisonnement par rapport aux effacements tarifaires, fondé sur les retours d'expérience EDF, pourrait être le suivant :

	Intégration dans la prime pour les options tarifaires	Méthode de calcul ou justification de l'exclusion
Avantage CO2	OUI	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La méthode de calcul utilisée pour définir la « prime CO2 » peut être identique (écart entre valeur marché et sociétale * émissions évitées) ▪ Les émissions évitées peuvent être calculées selon le même principe (émissions marginales & profil EJP-Tempo) en prenant l'hypothèse, pour les clients résidentiels, d'un chauffage d'appoint bois (donc sans émissions de CO2) ▪ Seuls les options tarifaires sans autoproduction seraient éligibles à cette prime
Pertes réseaux évitées	OUI	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La méthode de calcul peut être identique à savoir : un calcul historique de comparaison entre les prix spot lors de l'activation de signaux EJP et Tempo et le prix d'achat des pertes intégrés au TURPE
Economies d'énergie	NON	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Etant donné le format des effacements EJP et Tempo (resp. 18h et 16h consécutives par jour), on peut supposer que l'électricité effacée n'est pas économisée mais est soit reportée soit substituée ▪ Cette hypothèse peut être confirmées par les retours d'expérience EDF sur les tarifs EJP & Tempo : <ul style="list-style-type: none"> - Pour les clients résidentiels, la consommation effacée est soit reportée (consommation spécifique très majoritairement reportée et chauffage reporté pour les clients sans chauffage d'appoint) soit substituée (chauffage d'appoint) - Pour les clients industriels, ~50% possèdent des unités d'autoproduction

5. Y-aurait-il des problèmes techniques à les rendre éligibles à la prime ?

Dans l'hypothèse d'une éligibilité des effacements tarifaires à la prime, la question de la mesure et du contrôle des effacements réellement effectués est centrale.

Cette problématique peut être segmentée selon la catégorie de client considéré :

- Pour les **clients télé-relevés**, la problématique du contrôle et de la mesure des volumes d'effacements réalisés ou de la capacité d'effacement procurée est quasi-identique pour un effacement « explicite » valorisée par un opérateur d'effacement indépendant du fournisseur ou pour un effacement tarifaire, à la différence près des formats d'effacements (contrôle et mesure sur des créneaux de 2h pour les effacements « explicites » alors que les effacements EJP sont réalisés sur 18 h) qui pourrait amener à envisager des règles de contrôle et de mesure particulière.
- Pour les **clients profilés**, la problématique du contrôle et de la mesure est différente des effacements « explicites » (avec boîtier d'effacement). En effet, la certification et la mesure des effacements « explicites » devrait être réalisée via l'utilisation des données recueillis par les boîtiers d'effacement installés chez les consommateurs. Cette méthode ne peut donc pas être retranscrite pour les effacements tarifaires.

Utilisation des profils EJP et Tempo

Dans le cadre du mécanisme de reconstitution des flux, des profils spécifiques ont été introduits pour les options tarifaires historiques bleues EJP et Tempo.

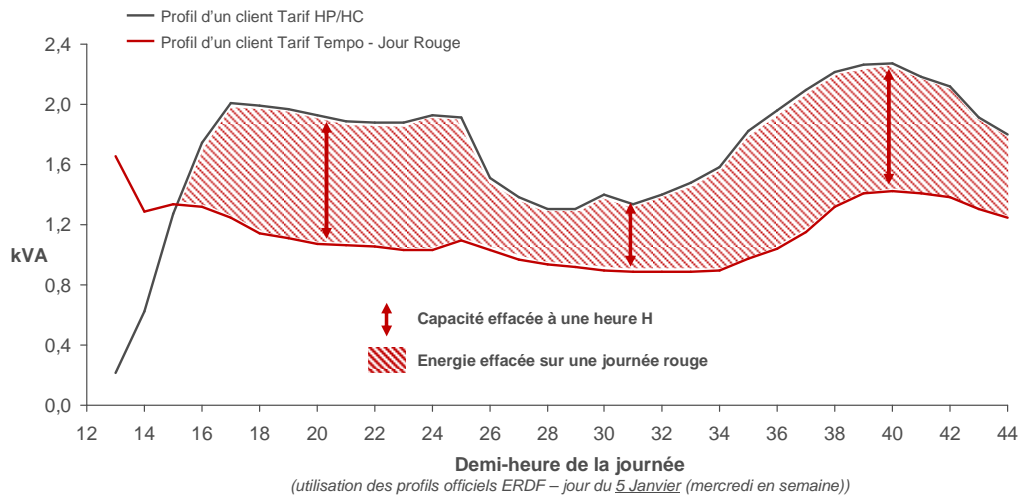
Le calcul des MWh effacés pourrait donc être fait :

- pour les clients au tarif bleu : par différence entre un profil HC/HP et un profil Tempo/EJP
- pour les tarifs Jaune ou Vert : par différence entre un profil Base et un profil EJP

L'utilisation des profils pourrait permettre de calculer un nombre standardisé (dépendant de la température et du jour d'activation des signaux tarifaires) :

- de kWh effacés lors d'un jour rouge/blanc
- de kW effacés lors d'un jour rouge/blanc

COMPARAISON DU PROFIL RES2-P1 (PROFIL HEURES PLEINES D'UN CLIENT AU TARIF HC/HP) AVEC UN PROFIL RES3-P6 (PROFIL JOUR ROUGE HEURES PLEINES D'UN CLIENT TARIF TEMPO)



Hypothèse :

- Puissance souscrite de 12 kVA
- Profil sans prise en compte du coefficient météorologique

Source: ERDF; Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Ces valeurs standardisées pourraient être utilisées comme référence dans le cadre du versement de la prime (par MWh ou par MW).

6. Quels sont les risques et les problématiques liés à l'intégration des effacements tarifaires dans la prime ?

Les deux principaux risques/problématiques identifiés liés à l'intégration des effacements tarifaires dans la prime sont les suivants :

- **La rémunération d'« effets d'aubaines »**

Si le versement de la prime aux effacements tarifaires doit être établi sur la base de calculs utilisant les profils officiels et donc utilisant des valeurs standardisées, la prime pourrait être versée aux fournisseurs pour des clients ne procurant pas les avantages réellement escomptés.

Par exemple, le client d'un fournisseur ayant souscrit au tarif Tempo pour sa maison secondaire qu'il n'occupe que partiellement et lors de l'été (et ne procurant donc aucun service d'effacement l'hiver lors des jours Blancs et Rouges du tarif Tempo) pourrait néanmoins bénéficier d'une prime si la prime est calculée à partir d'un profil (donc de l'existence d'un contrat).

Ce cas de figure consisterait donc à financer par la CSPE un effet d'aubaine pouvant être utilisé par certains :

- fournisseurs (si la prime n'est pas retransmise aux consommateurs)
- consommateurs (si la prime est retransmise aux consommateurs)

- **Problèmes de concurrence liés à la rémunération de tarifs aujourd'hui uniquement proposés par l'opérateur historique**

Si les effacements tarifaires EJP et Tempo devaient être rendus éligibles à la prime sans que le cadre législatif associé à ces tarifs soit modifié, (c'est-à-dire sans que ceux-ci puissent être proposés par les fournisseurs alternatifs à l'opérateur historique) cette situation reviendrait à verser une prime restreinte à l'opérateur historique mais cependant financée par la CSPE et donc financée par l'ensemble des consommateurs (y compris ceux non clients de l'opérateur historique). Cela donnerait donc un avantage concurrentiel à l'opérateur historique sur le marché de la commercialisation.

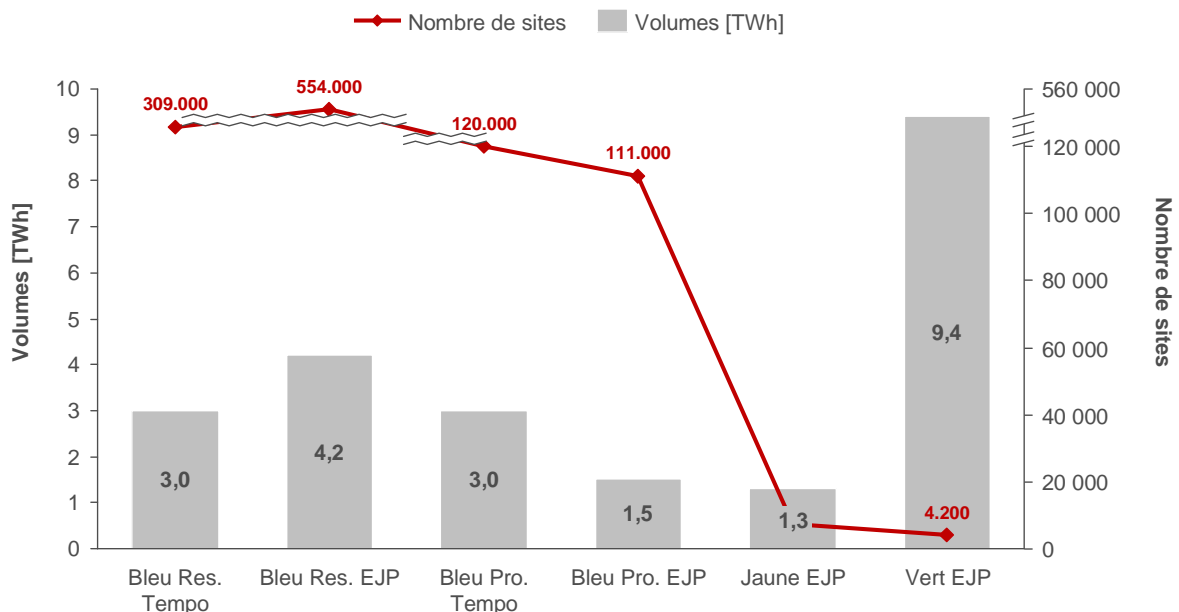
7. Quel serait l'impact de l'intégration des effacements « tarifaires » sur le besoin de financement via la CSPE ?

- **Portefeuille clients actuel aux Tarifs EJP et Tempo**

En 2011, le volume total représenté par la consommation des 1 105 406 clients aux offres EJP et Tempo était de 22,4 TWh⁶⁴ dont :

- 52% (11,7 TWh) pour les clients aux tarifs Bleus
- 6% (1,3 TWh) pour les clients au tarif Jaune
- 42% (9,4 TWh) pour les clients au tarif Vert

NOMBRE DE CLIENTS ET VOLUMES VENDUS PAR EDF AUX TARIFS REGLEMENTES EJP ET TEMPO EN 2011



Source: EDF; CRE « Le fonctionnement du marché de détail de l'électricité et du gaz naturel » - Rapport 2011-2012

⁶⁴ Source : CRE – « Le fonctionnement des marchés de détails de l'électricité et du gaz naturel » - Rapport 2011-2012

Figure 9. Répartition des ventes d'EDF aux tarifs réglementés en 2011



Source : EDF

Selon EDF :

- **Pour les offres EJP** : au total en 2009, le potentiel estimé de capacités effaçables disponibles pour l'hiver 2009-2010 était de **1,6 GW**
- Pour les offres Tempo : le potentiel estimé de capacités effaçables disponibles pour l'hiver 2009-2010 était de **400 MW les jours rouges et 200 MW les jours blancs**

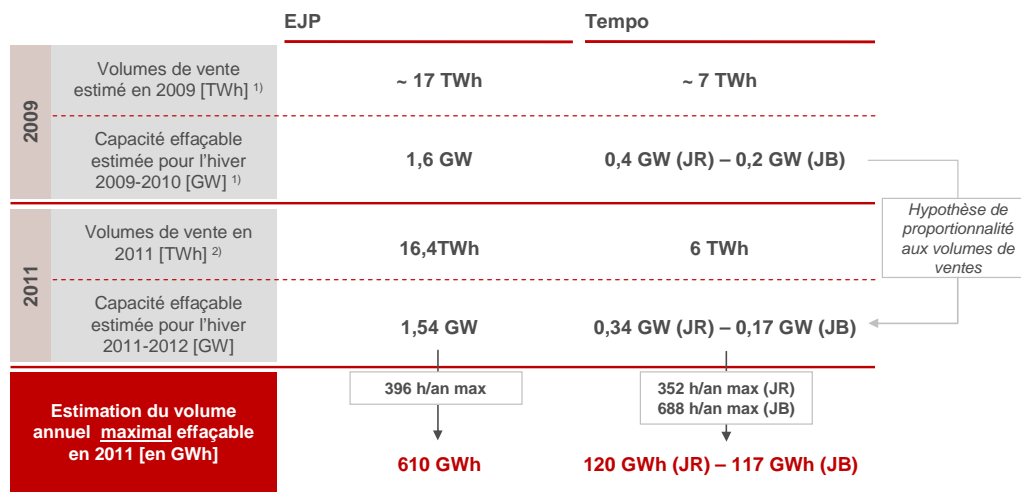
Les formats des différentes offres tarifaires sont les suivants :

- **EJP** : 18h par jour sur 22 jours au maximum soit 396 h / an au maximum
- **Tempo** :
 - o **jours rouges** : 16h par jour sur 22 jours par un maximum soit 352 h/an maximum
 - o **jours blancs** : 16h par jour avec 43 jours par un maximum soit 688 h/an maximum

Ainsi, à partir de ces données, on peut en déduire un ordre de grandeur du volume maximal effaçable par an via les options tarifaires EJP et Tempo. Evidemment, les volumes effaçables seront fortement dépendants des conditions météorologiques de chaque année.

Ces volumes peuvent être estimés (cf tableau ci-dessous) à ~ 610 GWh effacés par an pour les clients EJP et ~ 237 GWh effacés par an pour les clients Tempo.

ESTIMATION DES VOLUMES MAXIMUM EFFACABLES PAR AN VIA LES OFFRES TARIFAIRES EJP ET TEMPO [EN MWh]



1) Source EDF : « Atelier maîtrise de la pointe : les effacements développés par EDF » - 13 Janvier 2010

2) Source CRE : Rapport 2011-2012 – « Le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel » - Janvier 2013

Source: CRE; EDF; Analyse E-CUBE Strategy Consultants

- **Estimation de l'impact sur la CSPE**

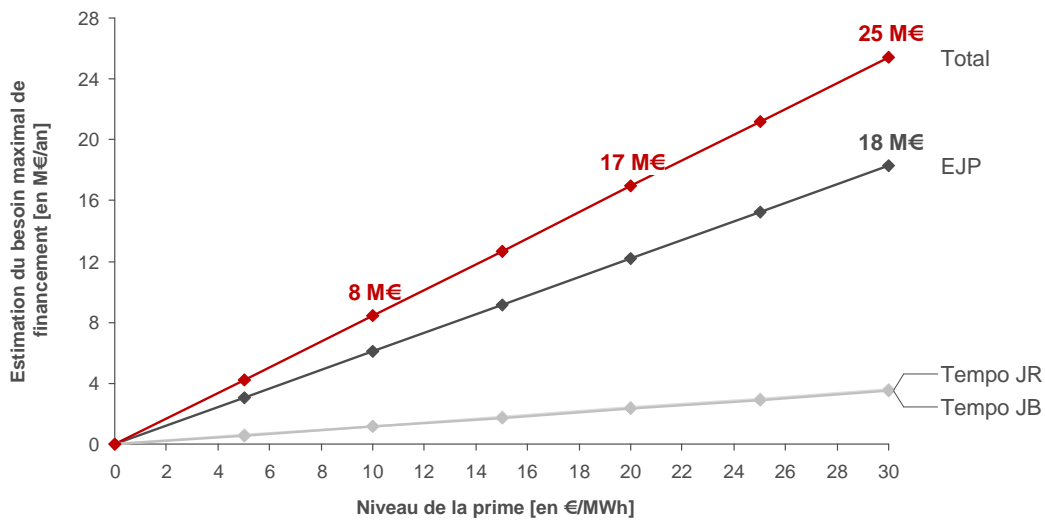
En se fondant sur l'analyse précédente de l'estimation du volume annuel maximal effaçable via les tarifs EJP et Tempo, on peut en déduire une estimation du besoin de financement maximal que pourrait impliquer le versement d'une prime aux tarifs EJP et Tempo, en fonction du montant de la prime.

Ce besoin de financement pourrait être effectif à très court-terme car ces analyses sont fondées sur le portefeuille actuel (2011) de clients EJP et Tempo et non sur des prévisions d'évolution de ces tarifs dans le futur.

Ainsi, pour une prime variable d'environ 30 €/MWh, le besoin maximal de financement peut être estimé à **~25 M€/an**.

Le graphique ci-dessous représente l'estimation du besoin de financement par type de tarif en fonction du niveau de la prime.

ESTIMATION DU BESOIN DE FINANCEMENT MAXIMAL INDUIT PAR L'ELIGIBILITE DES TARIFS EJP ET TEMPO A LA PRIME EN FONCTION DU NIVEAU DE LA PRIME [EN M€/AN]

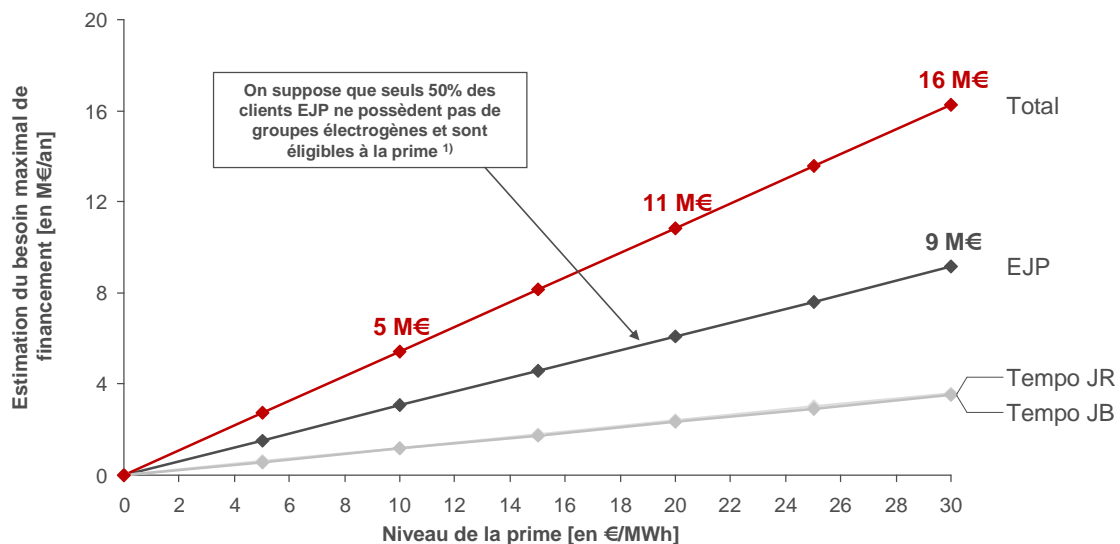


Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Néanmoins, cette première analyse ne prend pas en compte la différenciation de prime qui pourrait être réalisée en fonction de la possession d'un groupe d'autoproduction ou non, pour les clients aux tarifs EJP.

En supposant que 50% des volumes de ventes de clients EJP correspondent à des clients avec un groupe électrogène qui ne serait pas éligible à la prime, on peut estimer à environ **16 M€/an** le besoin maximal de financement pour une prime variable élevée d'environ 30 €/MWh.

ESTIMATION DU BESOIN DE FINANCEMENT MAXIMAL INDUIT PAR L'ELIGIBILITE DES TARIFS EJP ET TEMPO A LA PRIME EN FONCTION DU NIVEAU DE LA PRIME [EN M€/AN]



1) Source EDF : « Atelier maîtrise de la pointe : les effacements développés par EDF » - 13 Janvier 2010 → « aujourd'hui (ie en 2009) 50% des clients industriels s'effaçant utilisent un groupe d'autoproduction dont le coût a augmenté d'environ 40 % depuis 2000 »

Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

G. Estimation du coût « implicite » du MWh effacé issu des tarifs EJP et Tempo

L'estimation du besoin de rémunération du MWh effacé nécessaire pour permettre la couverture des coûts des tarifs actuels EJP et Tempo peut être réalisée :

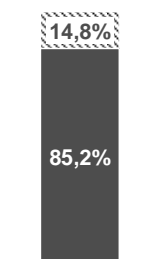
- en estimant d'une part, le « manque à gagner » actuel des tarifs EJP et Tempo en valeur absolue à partir des analyses publiées par la CRE dans son rapport sur le marché de détails de l'électricité et des tarifs réglementés de vente
- en estimant dans un second temps le volume (MWh) ou la capacité (kW) effaçable des clients EJP et Tempo lors des pointes mobiles.
- en déduisant de ces analyses le coût « implicite » du MWh effacé issu des tarifs EJP et Tempo.

Pour l'opérateur historique, le déficit de couverture des coûts sur un client résidentiel Bleu au tarif Tempo peut être estimé en moyenne à **~ 130 € HT/an**⁶⁵ (dans l'hypothèse d'un coût d'acquisition client nul) et **~148 € HT/an** avec hypothèse d'un coût d'acquisition client de 150 €/client⁶⁶.

ESTIMATION DU DEFICIT MOYEN DE COUVERTURE DES COÛTS DU TARIF POUR UN CLIENT RESIDENTIEL AU TARIF BLEU TEMPO [€ HT/AN]

Couverture des coûts par les tarifs bleus – 1er août 2012

▨ Déficit de couverture
■ Tarif



Résidentiel
- Tempo

Estimation des revenus liés à un client Tempo Bleu moyen ¹⁾

• **Consommation moyenne : 9,7 MWh/an** ²⁾

• **Répartition de la consommation par tranche horaire** ³⁾

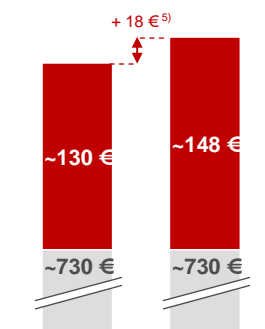
		% Conso	Conso (MWh/an)
J Rouges	HP	3%	0,3
	HC	2,4 %	0,2
J Blancs	HP	8,3 %	0,8
	HC	5,7 %	0,6
J Bleus	HP	50,4 %	4,9
	HC	30,2 %	2,9
TOTAL		100%	9,7 MWh

▪ Revenus variables du tarif : 636 €

▪ Revenus fixes du tarif : 91,7 € ⁴⁾

~ 730 € HT

■ Déficit de couverture ⁶⁾
■ Revenu Tarif ⁶⁾



Res. Tempo (hors coût d'acquisition) ~130 €
Res. Tempo (avec coût d'acquisition) ~148 €

1) On utilise les tarifs officiels HT en vigueur au 1^{er} août 2012

2) 3 TWh pour 309 000 sites (source CRE : Rapport sur les marchés de détails)

3) Estimation réalisée à partir des profils officiels du tarif bleu Res. Tempo (ie profils RES3)

4) Hypothèse : Psouscrite = 9 kVA

5) Hypothèse de coût d'acquisition client de 150 €/client retenu pour l'analyse du modèle d'affaire de l'effacement diffus. Amortissement sur 16 années (hypothèse retenue d'un taux de churn de 6% qui est une moyenne européenne du taux de churn des clients des utilities) – taux d'amortissement de 9% (WACC EDF selon le rapport du sénat sur le coût de l'électricité)

6) Hors Taxes

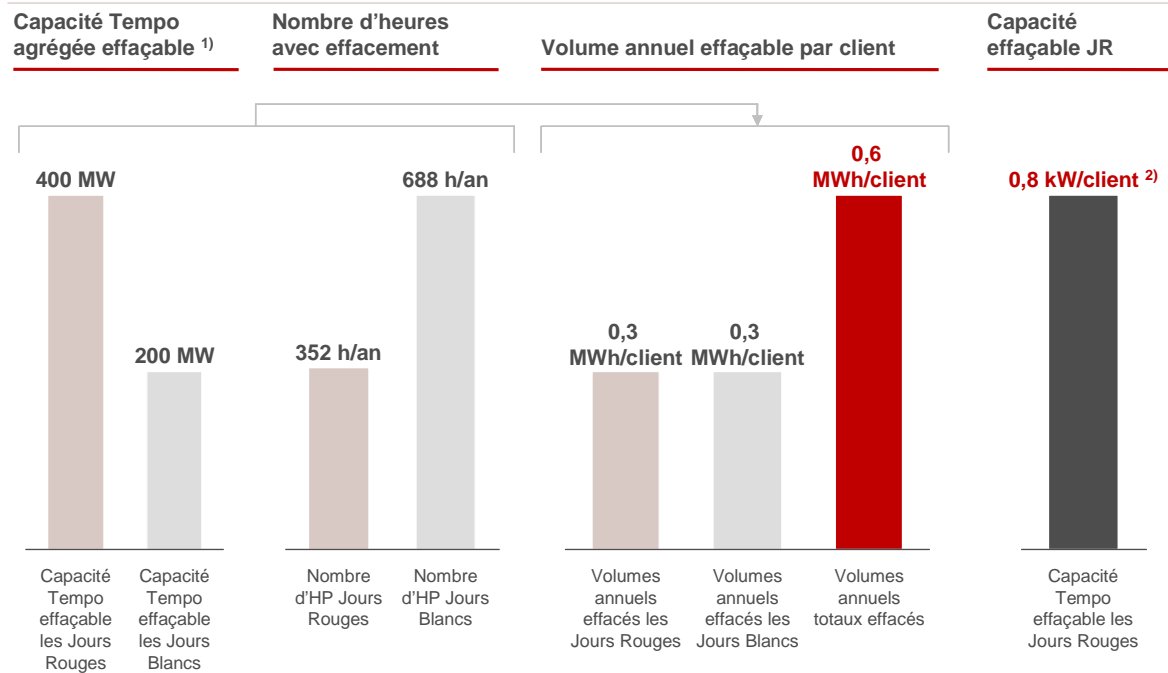
Source: EDF; CRE; PROFILS RES3; Rapport 2012 du Sénat sur le coût réel de l'électricité; Cap Gemini; Analyses E-CUBE Strategy Consultants

⁶⁵ Cette analyse n'intègre pas la rémunération complémentaire reçue de l'opérateur historique par le gestionnaire de réseau RTE au titre du droit d'activation d'une partie des signaux EJP/Tempo

⁶⁶ Hypothèse de coût d'acquisition client de 150 €/client retenu pour l'analyse du modèle d'affaire de l'effacement diffus (section 7). Amortissement sur 16 années (hypothèse retenue d'un taux de churn de 6% qui est une moyenne européenne du taux de churn des clients des utilities) – taux d'amortissement de 9,3% (WACC EDF selon le rapport du sénat sur le coût réel de l'électricité)

D'après les données fournies par EDF sur le retour d'expérience des effacements EJP et Tempo, la capacité totale effaçable via les effacements Tempo peut être estimée à ~400 MW les jours rouges et ~200 MW les jours blancs. Ainsi, sur la base du format des effacements Tempo (nombre d'heures d'activation annuel), on peut estimer le volume annuel effaçable pour un client résidentiel Bleu Tempo moyen à ~ 0,6 MWh/an et la capacité effaçable les jours rouges à ~0,8 kW/client.

ESTIMATION DU VOLUME D'ELECTRICITE MOYEN EFFACABLE POUR UN CLIENT BLEU TEMPO [MWH/AN]



1) Source EDF : « Atelier maîtrise de la pointe : les effacements développés par EDF » - 13 Janvier 2010

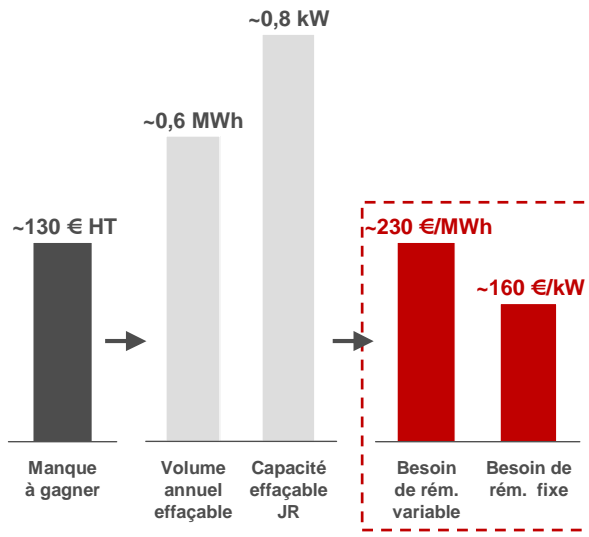
2) 450 000 clients Tempo en 2010 – source EDF

Source: EDF, CRE, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

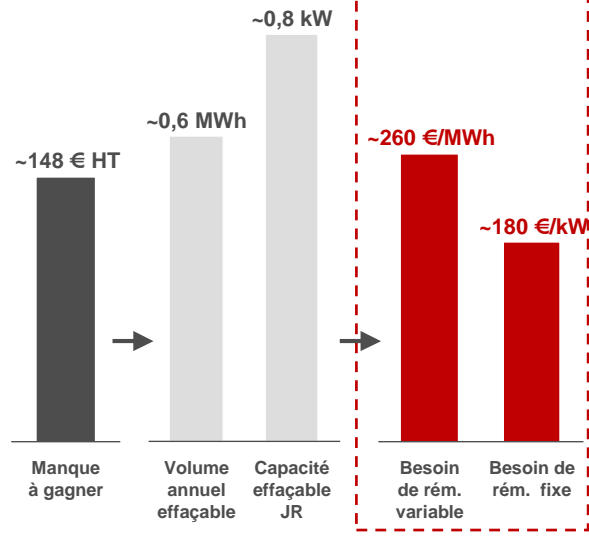
A partir de ces estimations, on peut en déduire qu'à tarif inchangé, le besoin de rémunération de l'effacement Tempo permettant de couvrir 100% des coûts supportés par l'opérateur historique peut être estimé à ~ 230 - 260 €/MWh effacé (ou ~160 - 180 €/kW effaçable).

ESTIMATION DU NIVEAU DE PRIME A L'EFFACEMENT PERMETTANT UNE COUVERTURE DE 100 % DES COUTS DES CLIENTS RESIDENTIEL BLEU TEMPO [€/MWh EFFACE & €/kW EFFACABLE]

Besoin de rémunération sans hypothèse de coût d'acquisition client



Besoin de rémunération avec hypothèse d'un coût d'acquisition client de 150 €/client

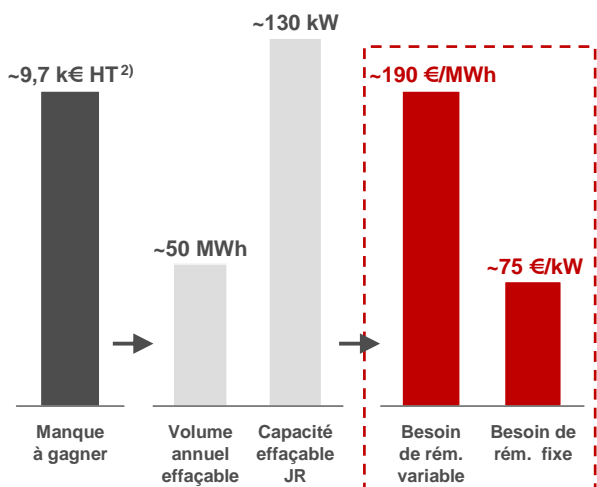


Source: CRE; EDF; Analyses E-CUBE Strategy Consultants

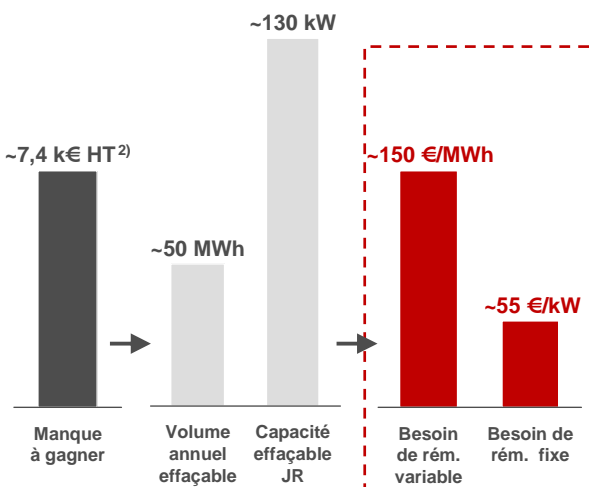
Une analyse similaire permet d'estimer le besoin de rémunération des effacements EJP pour un client au tarif vert entre **~ 150 et 190 €/MWh effacé** (ou entre **~ 55 et 75 €/kW effaçable**).

ESTIMATION DU NIVEAU DE PRIME A L'EFFACEMENT PERMETTANT UNE COUVERTURE DE 100 % DES COUTS DES CLIENTS EJP TARIF VERT A5 [€/MWh EFFACE & €/kW EFFACABLE]

Hypothèses client Moyenne Utilisation (MU)
PS hors EJP 800 kW / Taux moyen d'utilisation de 32% / PS jour EJP 400 kW / Capacité d'effacement ~130 kW¹⁾



Hypothèses client Très Longue Utilisation (TLU)
PS hors EJP 320 kW / Taux moyen d'utilisation de 80% / PS jour EJP 160 kW / Capacité d'effacement ~130 kW¹⁾



1) On suppose que la capacité d'effacement est égale à 50% de la puissance moyenne d'utilisation
2) La CRE estime à 6,1 % le déficit de couverture des coûts du tarif EJP pour les clients au tarif Vert A5

Source: CRE; EDF; Analyses E-CUBE Strategy Consultants