

DÉLIBÉRATION

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Le caractère insulaire de certaines zones non interconnectées¹ (ZNI), leurs contraintes géographiques, les limites de leurs infrastructures portuaires et routières, imposent le recours pour ces zones à des solutions technologiques spécifiques, à l'origine de coûts de production d'électricité sensiblement plus élevés qu'en métropole continentale. Pour réduire ces surcoûts de production et les charges de service public de l'énergie (SPE) qui financent la péréquation tarifaire dans ces zones, la loi de finances rectificative pour 2012², par modification de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, a étendu le périmètre des coûts relevant des charges de SPE aux coûts supportés dans les ZNI par le fournisseur historique³ (FH) du fait de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE), dans la limite des surcoûts de production qu'elles permettent d'éviter.

Cadre juridique

L'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose : « *En matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent [...] dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental [...] les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et diminués des recettes éventuellement perçues à travers ces actions. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter.* »

Le IV de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise que dans les ZNI « *le dossier des actions de maîtrise de la demande d'électricité entreprises par un fournisseur ou par un tiers avec lequel il contracte est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie. Lorsque l'action est portée par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet de contrat. Ce dossier contient les éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation ainsi que ceux qui justifient que la solution technique envisagée pour l'action de maîtrise de la demande considérée soit parmi les meilleures techniques disponibles au regard à la fois du nombre de kilowattheures évités, du coût par kilowattheure évité et de la durée de l'action envisagée.* »

Par ailleurs, la CRE « *évalue le coût normal et complet de l'action dans la zone considérée [...] La Commission peut faire appel, pour l'évaluation, à l'expertise technique de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.* »

« *Les charges imputables aux missions de service public liées à l'action, qui sont calculées par la Commission de régulation de l'énergie sur la base du coût normal et complet, diminué des recettes et subventions éventuellement perçues au titre de cette action de maîtrise de la demande, ne peuvent excéder les surcoûts de production évités du fait de l'action sur l'ensemble de sa durée.* »

Le V du même article précise : « *Le plafond prévu [...] au IV s'impose à la somme des coûts calculés, pour une action donnée, sur la durée du contrat et actualisés selon un taux de référence ; il est déterminé par rapport à la somme des surcoûts de production évités sur la durée du contrat et actualisés selon un taux d'actualisation de*

¹ Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.

² Loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012.

³ EDF systèmes électriques insulaires (EDF SEI), Electricité de Mayotte (EDM) et Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), gestionnaires des réseaux électriques locaux et des installations de leur propre parc de production, et acheteurs de l'électricité produite par les installations de producteurs tiers.

référence majoré destiné à tenir compte des incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs. » En application de ces dispositions, les charges de SPE ne peuvent excéder les surcoûts de production évités sur la durée n de l'action :

$$\text{Charges de SPE} = \text{Min} \left(\sum_{i=1}^{i=n} \frac{\text{CNC}_i - \text{recettes}_i - \text{subventions}_i}{(1 + \text{Taux}_n)^i}; \sum_{i=1}^{i=n} \frac{\text{surcoûts évités}_i}{(1 + \text{Taux}_n + \text{M})^i} \right) \quad (1)$$

- « CNC_i » désigne le coût normal et complet de l'action l'année i ;
- « recettes_i » désigne les recettes perçues l'année i ;
- « subventions_i » désigne les subventions, y compris défiscalisations éventuelles, perçues l'année i ;
- « surcoûts évités_i » désigne les surcoûts de production évités l'année i ;
- « Taux_n » est le taux d'actualisation à appliquer en fonction de la durée n de l'action. Selon les dispositions de l'arrêté du 27 mars 2015⁴, il vaut 8 % lorsque la durée de l'action est inférieure ou égale à 5 ans, 4 % lorsqu'elle est supérieure ou égale à 15 ans, et fait l'objet d'une interpolation linéaire entre 5 et 15 ans.
- « M » est la majoration du taux d'actualisation de référence. Selon les dispositions de l'arrêté du 27 mars 2015, la CRE applique une majoration pouvant atteindre 50 % du taux d'actualisation de référence si elle estime que les incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs sont particulièrement significatives.

Le IV de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise enfin : « La Commission notifie aux parties le résultat de son évaluation et les modalités de contrôle à mettre en œuvre dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet. »

Objet de la délibération

La CRE a adopté le 10 juin 2015 une délibération portant communication, exposant la méthodologie employée pour l'examen d'un projet d'infrastructure de MDE dans les ZNI qui nécessite une dépense d'investissement d'au moins un million d'euros⁵. La présente délibération a pour objet de définir la méthodologie que la CRE appliquera pour l'examen des « petites » actions de MDE, c'est-à-dire celles qui ne sont pas concernées par la méthodologie du 10 juin 2015.

Cette méthodologie – qui constitue des lignes directrices opposables aux opérateurs concernés – sera appliquée sous réserve qu'aucune circonstance particulière ou aucune considération d'intérêt général ne justifie qu'il y soit dérogé. Elle sera susceptible d'être mise à jour, au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

Orientations prises à l'issue de la consultation publique

A l'occasion de la consultation publique lancée par la CRE le 13 octobre 2016, les collectivités territoriales⁶ – et particulièrement la région Guadeloupe et la collectivité territoriale de Corse – ont exprimé le souhait d'être impliquées plus avant dans le dispositif aux côtés du fournisseur historique. La CRE accueille favorablement cette initiative – le projet de méthodologie mis en consultation prévoyait d'ores et déjà un rôle explicite et déterminant de celles-ci – et recommande à chaque collectivité de constituer avec l'ADEME⁷, le fournisseur historique et la DEAL⁸ un comité territorial consacré à la MDE. Ce Comité MDE – qui peut être constitué *ad hoc*, ou s'insérer dans un cadre de travail existant, par exemple relatif au PRME⁹, au SRCAE¹⁰ ou à la PPE¹¹ – jouera un rôle clef à chacune des étapes du processus défini ci-après.

En premier lieu, il transmettra à la CRE un dossier d'analyse des actions susceptibles d'être déployées dans le territoire, au regard duquel la CRE définira un cadre territorial de compensation dans lequel devront s'insérer les projets de contrats passés entre le fournisseur historique et les porteurs de projets pour le déploiement de l'action. La CRE recommande par ailleurs que le Comité MDE suive les actions en cours de déploiement et élabore annuellement un bilan de ces actions, sur la base duquel le cadre territorial de compensation et les contrats qui en découlent pourront être actualisés. Ce processus, défini par la méthodologie, est illustré par le schéma ci-après (figure 1).

⁴ Arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁵ Délibération de la CRE du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁶ La CRE a en outre reçu les contributions de deux porteurs de projets potentiels, de l'ADEME et des fournisseurs historiques EDF SEI et EDM.

⁷ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

⁸ Direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement.

⁹ Programme régional pour la maîtrise de l'énergie.

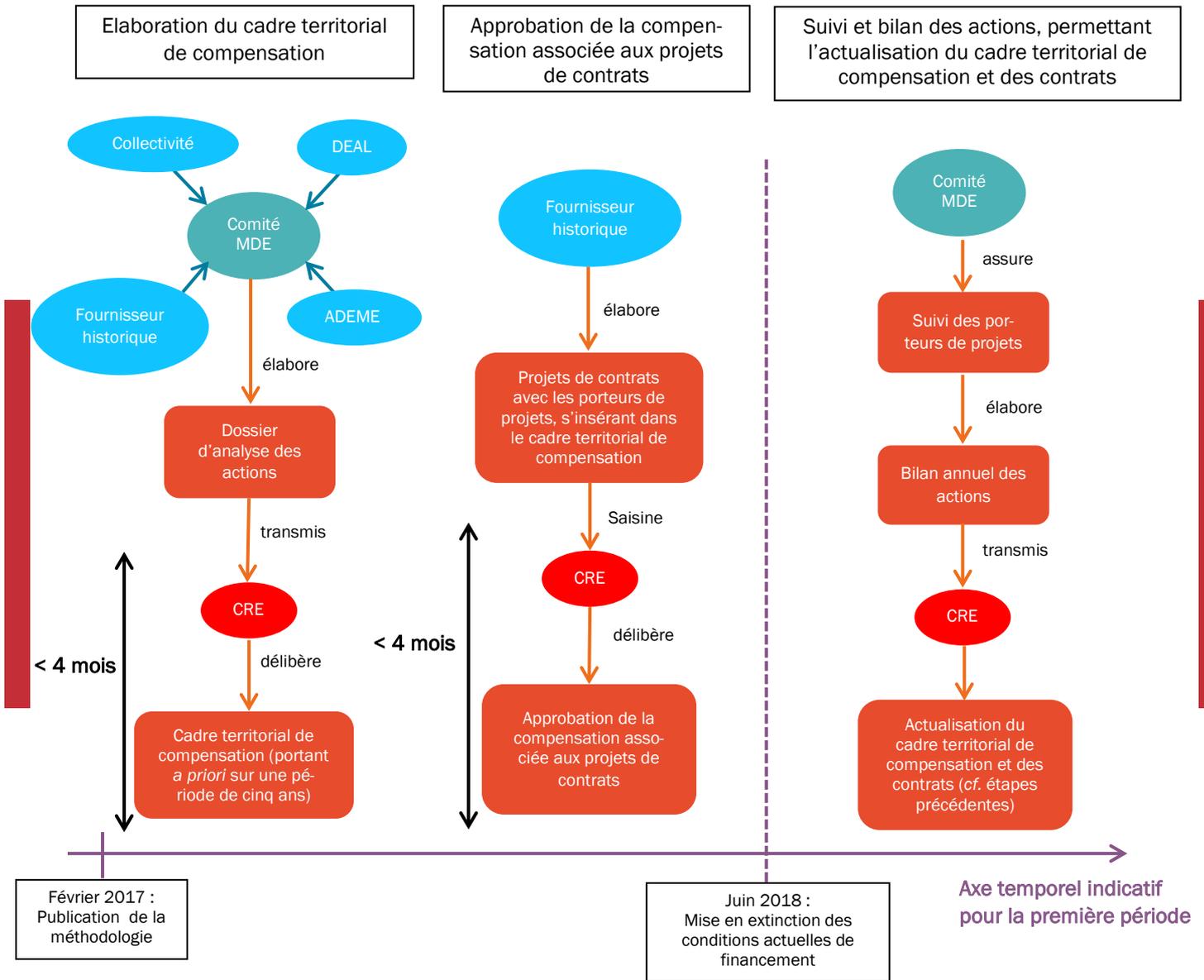
¹⁰ Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie.

¹¹ Programmation pluriannuelle de l'énergie.

Dispositions transitoires

Dans l'attente de l'approbation par la CRE de la compensation des charges de SPE afférentes aux projets de contrats passés entre le fournisseur historique et les porteurs de projets, le financement des petites actions de MDE au titre des charges de SPE perdue dans les conditions actuelles. Toutefois, celles-ci n'ont pas vocation à s'appliquer au-delà de juin 2018.

Figure 1. Schéma récapitulatif du processus d'examen des petites actions de MDE.



Fait à Paris, le 2 février 2017.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Philippe de LADoucette

Méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

Le présent document expose la méthodologie que la Commission de régulation de l'énergie (CRE) applique à l'examen des petites actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées en application des dispositions de l'article R. 121-28 du code de l'énergie.

Dans la suite du document, sauf mention contraire, une « action » désigne une petite action visant la MDE dans les ZNI, c'est-à-dire une action qui n'est pas visée par la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées sur laquelle la délibération de la CRE du 10 juin 2015 porte communication.

Glossaire

CRE	Commission de régulation de l'énergie.
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.
Collectivité	Ce terme générique est utilisé qu'il s'agisse d'un département, d'une région ou d'une collectivité territoriale.
Fournisseur historique (FH)	EDF systèmes électriques insulaires (EDF SEI), Electricité de Mayotte (EDM) et Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), gestionnaires des réseaux électriques locaux et des installations de leur propre parc de production, et acheteurs de l'électricité produite par les installations de producteurs tiers.
DEAL	Direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement.
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie.
PRME	Programme régional pour la maîtrise de l'énergie.
SRCAE	Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie.
SPE	Service public de l'énergie.
Cadre territorial de compensation	Cadre pluriannuel définissant pour le territoire concerné la nature, les caractéristiques et les conditions de compensation des petites actions de MDE au titre des charges de SPE.
Comité MDE	Comité territorial - regroupant la collectivité, l'ADEME, le FH et la DEAL - chargé de l'examen des actions et du suivi de leur mise en œuvre.
ZNI	Zones non interconnectées, à savoir : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.
kWh	Kilowattheure électrique.
PPTV	Part production des tarifs réglementés de vente.
MDE	Maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité.
Action de MDE	Action dont le but est la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité.
Dispositif	Une action de MDE consiste en la vente ou l'installation d'un ou plusieurs dispositifs. Un dispositif peut par exemple être une LED, une climatisation performante ou un process de froid industriel optimisé.
Action standard	Action de MDE dite « <i>Mass Market</i> », caractérisée par le déploiement massif de dispositifs standardisés (vente de LED, installation de chauffe-eaux solaires etc.). Le terme « action standard » désigne l'ensemble des dispositifs déployés et non chaque dispositif pris individuellement.
Action non-standard	Action de MDE caractérisée par un niveau élevé de dépendance au site d'implantation (rénovation de l'isolation d'un logement collectif, d'un système de climatisation, d'un process industriel, etc.)
Porteur de projet	Acteur qui envisage de réaliser une action de MDE en ZNI auprès d'un client.
Porteur de projet tiers	Porteur de projet qui n'est pas un fournisseur historique.

Durée de l'action	Durée de référence au cours de laquelle au moins un des dispositifs mis en place dans le cadre de l'action est réputé opérationnel.
Année de référence	Horizon cible de calcul du surcoût de production évité, permettant son extrapolation sur la durée de l'action.
Efficience	L'efficience d'une action de MDE se définit comme le rapport entre les surcoûts de production évités et les charges de SPE au titre de l'action.
Coût normal et complet (CNC)	Le CNC d'une action est défini comme le montant de charges de SPE « optimal » qui, en l'absence de recettes et subventions, permet d'en maximiser l'efficience.
Effets indésirables	Risques susceptibles de réduire les économies permises par l'action de MDE (aubaine, éviction, malfaçon, rebond de consommation etc.)
Prime optimale	Prime commerciale qui, en l'absence de recettes et subventions, serait versée par le FH au porteur de projet pour la vente ou l'installation d'un dispositif. Afin de maximiser l'efficience de l'action, la prime optimale est calculée de manière à favoriser son déploiement tout en mitigeant les effets indésirables qui pourraient l'affecter.
Surcoûts de production	Différence entre les coûts de production (renvoie aux coûts de production des installations opérées par le fournisseur historique) ou d'achat (renvoie aux coûts de production des installations opérées par des producteurs tiers) d'électricité supportés par le fournisseur historique, et la part production des recettes tarifaires qu'il perçoit.
Surcoûts de production évités	Economies de surcoûts de production générées par l'action de MDE.

1. ACTIONS STANDARD ET NON-STANDARD

La présente méthodologie distingue deux types d'actions de MDE :

- Les actions « standard » d'une part, dites aussi « *Mass Market* ». Elles sont caractérisées par le déploiement massif de dispositifs standardisés (vente de LED, installation de chauffe-eaux solaires etc.). Dans la suite du document, le terme « action standard » désigne l'ensemble des dispositifs déployés dans le cadre de l'action, et non chaque dispositif pris individuellement ;
- Les actions « non-standard » d'autre part, caractérisées par un niveau élevé de dépendance au site d'implantation (rénovation d'un système de climatisation, d'un process industriel etc.).

2. PROCESSUS D'EXAMEN

Pour le bon déroulement du processus présenté ci-après, la CRE recommande aux acteurs locaux – la collectivité territoriale, l'ADEME, la DEAL et le FH – de constituer un comité territorial consacré à la MDE et d'en fixer les règles de gouvernance. Ce Comité MDE peut être constitué *ad hoc*, ou s'insérer dans un cadre de travail existant, par exemple relatif au PRME¹², au SRCAE¹³ ou à la PPE¹⁴. Il est invité à organiser les phases de concertations et de consultations pertinentes¹⁵ pour le bon déroulement du processus d'examen des petites actions de MDE. Ce processus est organisé en trois étapes successives :

1. À partir d'éléments d'analyse transmis par le Comité MDE concernant les actions susceptibles d'être déployées dans le territoire, la CRE établit un cadre territorial de compensation dans lequel devront s'insérer les projets de contrats qui lui seront soumis. Ce cadre territorial – définissant notamment la nature, les caractéristiques et les conditions de compensation des petites actions de MDE au titre des charges de SPE – fait l'objet d'une délibération de la CRE portant communication (§ 2.1) ;
2. Le FH saisit la CRE des projets de contrats passés avec les porteurs de projets pour le déploiement des actions. L'approbation par la CRE de la compensation des charges de SPE afférentes à un projet de contrat fait l'objet d'une délibération de la CRE portant décision (§ 2.2) ;
3. Le comité MDE assure un suivi des porteurs de projets et des actions compensées au titre des charges de SPE. A partir de ce retour d'expérience, il transmet à la CRE un bilan annuel des actions mises en œuvre, permettant l'actualisation du cadre territorial de compensation et des contrats qui en découlent (§ 2.3).

2.1 Élaboration du cadre territorial de compensation

2.1.1 Élaboration du dossier à transmettre à la CRE en vue de l'établissement du cadre territorial de compensation

En vue de l'élaboration du cadre territorial de compensation par la CRE, le Comité MDE est invité à élaborer et transmettre à la CRE un dossier dont les modalités de transmission, le format, le contenu et les spécificités sont précisés en annexe 1. Les principales étapes d'élaboration de ce dossier sont résumées ci-après.

Panorama des actions de MDE

À partir de travaux déjà réalisés dans le cadre de l'élaboration du PRME, du SRCAE, de la PPE ou sur la base d'études nouvelles, le Comité MDE établit un panorama exhaustif des petites actions de MDE – standard comme non-standard – susceptibles d'être déployées dans le territoire. À cet égard, il identifie les gisements de MDE au sein de chaque type de poste de consommation d'électricité et recense les solutions techniques envisageables pour les exploiter¹⁶.

Analyse des actions recensées

Le Comité MDE est ensuite invité à procéder à l'analyse de chacune des actions recensées dans le panorama. S'agissant d'une action standard, il procède à l'évaluation des surcoûts de production qu'elle permet d'éviter, ainsi qu'à une première estimation des charges de SPE afférentes. L'évaluation de ces deux composantes – dont les modalités sont précisées respectivement au § 3.1 et au § 3.2 – s'appuie notamment sur une chronique de kWh évités établie en tenant compte des effets indésirables qui pourraient l'affecter, sur une étude marketing justifiant le niveau de soutien public envisagé et son adéquation avec les objectifs de déploiement de l'action, sur une évaluation des coûts supportés par le FH pour accompagner celui-ci, ainsi que sur une estimation du montant des subventions et recettes tierces susceptibles de réduire la compensation au titre des charges de SPE.

¹² Programme régional pour la maîtrise de l'énergie.

¹³ Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie.

¹⁴ Programmation pluriannuelle de l'énergie.

¹⁵ Si une consultation publique visant la MDE a déjà été menée dans le territoire – par exemple dans le cadre du PRME, du SRCAE ou de la PPE – il n'est pas nécessaire d'en lancer une nouvelle. À défaut, une consultation sur le panorama des actions et les gisements de MDE est nécessaire.

¹⁶ Par exemple, pour maîtriser la consommation d'électricité liée à la production d'eau chaude sanitaire, différentes solutions sont envisageables comme le déploiement de chauffe-eaux solaires ou thermodynamiques, l'asservissement de chauffe-eaux électriques, etc.

S'agissant d'une action non-standard, l'évaluation des surcoûts évités et des charges de SPE prévisionnelles n'est pas exigée à ce stade, puisqu'elle dépend des conditions spécifiques de sa mise en œuvre qui ne sont pas nécessairement connues.

Classement des actions standard par ordre d'efficience

À partir de cette analyse, le Comité MDE détermine l'efficience prévisionnelle de chaque action standard, définie comme le rapport entre les surcoûts de production évités et les charges de SPE prévisionnelles afférentes. Les actions standard font l'objet d'un classement par ordre d'efficience, afin de mettre en évidence les plus efficaces au sens de la réduction des charges de SPE. Ce classement s'accompagne d'une description des interactions entre les différentes actions, notamment les risques d'éviction entre celles qui visent le même gisement de MDE.

Demande d'exclusion de certaines actions du périmètre éligible à compensation

Le Comité MDE peut demander l'exclusion de certaines actions du périmètre de la compensation au titre des charges de SPE, notamment pour des motifs de politique énergétique ou environnementale. Cette demande d'exclusion doit être dûment justifiée sur la base de critères objectifs, transparents et non-discriminatoires, ainsi que sur une analyse des actions à l'aune de ces critères.

2.1.2 Délibération de la CRE relative au cadre territorial de compensation

Le dossier transmis par le Comité MDE fait l'objet d'un examen par la CRE qui s'assure notamment de l'exhaustivité du panorama réalisé, de l'adéquation des évaluations réalisées avec la méthodologie applicable¹⁷, de la bonne articulation entre les financements¹⁸, ainsi que du bon déroulement des phases de concertation. La CRE encourage les échanges entre les collectivités et recommande aux membres du Comité MDE présents dans plusieurs ZNI - EDF SEI et l'ADEME - d'attirer l'attention des collectivités et de la CRE sur d'éventuelles divergences d'approche entre les Comités MDE des différentes ZNI qui ne se justifieraient pas au vu des spécificités locales. À cet égard, les membres du Comité MDE pourront être auditionnés par la CRE.

À partir de son analyse critique des éléments transmis et d'éventuelles évaluations complémentaires, la CRE élabore un cadre territorial de compensation pluriannuel¹⁹ dans lequel devront s'insérer les projets de contrats soumis à la CRE pour approbation de la compensation des charges de SPE afférentes. Il définit notamment la nature, les caractéristiques et les conditions de compensation des actions au titre des charges de SPE.

S'agissant des actions standard, le cadre territorial de compensation précise le niveau de compensation prévisionnel et les charges de SPE afférentes. En tout état de cause, seules les actions dont les surcoûts évités excèdent les charges de SPE prévisionnelles sont éligibles à compensation. Par ailleurs, le cadre territorial de compensation recommandera un séquençement des saisines sur les projets de contrats au regard de leurs efficacités, de leurs interactions, ainsi que des éventuelles orientations de politique énergétique formulées par le Comité MDE. À cet égard, l'apport de subventions tierces ayant pour effet d'accroître l'efficience d'une action en réduisant les charges de SPE afférentes, il est essentiel que les parties prenantes veillent à la coordination des moyens financiers dont elles disposent. S'agissant des actions non-standard, le cadre territorial précise une enveloppe prévisionnelle indicative de compensation au titre des charges de SPE.

La publication du cadre territorial de compensation fait l'objet d'une délibération de la CRE portant communication dans un délai d'environ quatre mois à compter de la réception du dossier complet. Bien que le cadre territorial de compensation définisse des orientations applicables aux futurs projets de contrats, seule la délibération de la CRE relative à la compensation des charges de SPE afférentes vaut décision de compensation.

2.2 Approbation de la compensation associée aux projets de contrats

2.2.1 Saisine de la CRE des projets de contrats

Le FH saisit la CRE des projets de contrats, en s'efforçant de procéder par lots (par territoire ou par type d'actions) et de prioriser les saisines selon le séquençement recommandé par le cadre territorial de compensation. Les modalités de transmission, le format, le contenu et les spécificités du dossier de saisine sont précisées en annexe 2. La CRE notifie aux parties le résultat de son évaluation dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet. Les divergences de traitements entre actions standard et non-standard sont expliquées ci-après.

¹⁷ La CRE contre expertisera les calculs d'efficience réalisés, notamment l'adéquation entre le niveau de prime optimale et les objectifs de déploiement de l'action, ou encore les coefficients de pondération retenus pour quantifier les effets indésirables susceptibles de réduire les économies attendues (cf. § 3.1.2).

¹⁸ Le financement au titre des charges de SPE complète les financements apportés par les autres parties prenantes, mais n'a pas vocation à s'y substituer.

¹⁹ Le cadre territorial de compensation porte *a priori* sur une durée de 5 ans. Cette durée fait toutefois l'objet d'une concertation avec le Comité MDE. Ainsi, le premier cadre territorial peut - sur demande du Comité MDE - porter sur une période inférieure à 5 ans, ou sur une période plus longue en anticipation de la révision de la PPE.

Actions standard

Pour chaque action standard, la CRE est saisie d'un projet de contrat-type applicable à l'ensemble des porteurs de projets²⁰ souhaitant contractualiser avec le FH, leur permettant de déployer l'action concernée dans des conditions contractuelles identiques (même niveau d'exigence et de prime notamment). Si le FH souhaite aussi porter l'action, il accompagne le dossier de saisine d'un projet de protocole interne répliquant les termes du contrat-type.

Les principaux termes de ces projets de contrat-types – notamment les conditions de certification du matériel et de qualification du porteur de projet²¹, le niveau de la prime qui lui est versée au titre du SPE²², la nécessité ou non d'un diagnostic énergétique préalable etc. – découlent des prescriptions générales définies par le cadre territorial de compensation, à condition que les hypothèses sous-jacentes à son élaboration demeurent valables. Le FH est invité à en vérifier la validité et, le cas échéant, à en proposer une évolution lors de la saisine de la CRE. En particulier, le montant de compensation communiqué dans le cadre territorial pourra être revu à la baisse dans le projet de contrat, notamment si :

- le délai entre la publication du cadre territorial de compensation et la saisine relative au projet de contrat justifie une mise à jour des hypothèses et paramètres sous-jacents à l'évaluation des surcoûts de production évités ou du niveau de la prime optimale (évolution de l'état du marché, de la réglementation etc.) ;
- le montant des recettes et subventions tierces pris en compte à l'occasion de l'élaboration du cadre de compensation est revu à la hausse.

La CRE considère toutefois que le montant de compensation communiqué dans le cadre territorial constitue un maximum, sous réserve de circonstances exceptionnelles justifiant qu'il y soit dérogé²³.

Actions non-standard

Si l'action est portée par un tiers, la CRE est saisie d'un projet de contrat. Si l'action est portée par le FH, elle est saisie d'un projet de protocole interne.

Bien que certains termes généraux de ces projets de contrats ou de protocoles internes découlent des prescriptions générales définies par le cadre territorial de compensation, d'autres – notamment le niveau de prime versée au porteur de projet au titre des charges de SPE²⁴ – sont spécifiques à chaque action. Afin de les définir, une évaluation spécifique²⁵ du projet d'action non-standard – s'appuyant sur un diagnostic énergétique réalisé sur l'ensemble du site concerné – est réalisée en amont de la saisine de la CRE par un organisme agréé par le Comité MDE.

2.2.2 Approbation par la CRE de la compensation associée aux projets de contrats

La CRE veille au respect de la méthodologie, des prescriptions énoncées dans le cadre territorial de compensation, ainsi qu'à la cohérence entre les différents projets de contrats et protocoles internes dont elle est saisie. En tout état de cause, elle s'assure que seules les actions dont les surcoûts évités excèdent les charges de SPE prévisionnelles afférentes à l'action sont éligibles à compensation²⁶.

L'approbation de la compensation des charges de SPE afférentes à un projet de contrat fait l'objet d'une délibération de la CRE portant décision. S'agissant des actions standard, les projets de contrat-types dont la compensation a été approuvée sont rendus publics.

2.3 Suivi et bilan des actions menées**2.3.1 Suivi et rémunération des porteurs de projets**

La CRE recommande que pour l'ensemble des actions, standard comme non-standard, la prime associée à la vente ou à l'installation d'un dispositif soit versée par le FH au porteur de projet tiers dans un délai de 30 jours à compter de la réception de l'intégralité des pièces justificatives prévues par le contrat²⁷.

²⁰ Les porteurs de projets avec lesquelles le FH contractualise peuvent être par exemple des installateurs ou des distributeurs chargés de déployer l'action auprès du client final, mais aussi des tiers contractualisant avec des installateurs ou distributeurs.

²¹ Les conditions de certification du matériel et de qualification du tiers contractant doivent être suffisamment exigeantes pour limiter les risques de malfaçon.

²² Le niveau de la prime est défini sur le fondement du niveau de prime optimale, net des recettes et subventions perçues au titre de l'action.

²³ Si le montant de charges de SPE afférentes à une action était revu à la hausse, la baisse de son efficacité pourrait conduire à l'exclusion du périmètre des actions prioritaires, voire de celles éligibles à compensation.

²⁴ Le niveau de la prime est défini sur le fondement du niveau de prime optimale, net des recettes et subventions perçues au titre de l'action.

²⁵ Les modalités d'évaluation des surcoûts évités prévisionnels et des charges de SPE afférentes à l'action sont précisées respectivement au § 3.1 et § 3.2.

²⁶ Si les charges de SPE sont revues à la hausse comme cela est prévu par le cadre dérogatoire, il devra être démontré que l'action dont la CRE est saisie est toujours parmi les plus efficaces et s'articule avec les autres actions susceptibles d'être déployées.

²⁷ Une attestation de conformité délivrée par un organisme agréé par le Comité MDE sera notamment exigée.

La CRE recommande par ailleurs que le Comité MDE agrée les organismes en charge de réaliser les opérations de suivi et d'audit des porteurs de projets, permettant de vérifier que les conditions de mise en œuvre de l'action sont conformes. La CRE veillera à ce que le périmètre et le coût de ces opérations soient proportionnés aux enjeux pour chaque type d'action visé. À cet égard, les actions non-standard devraient faire l'objet d'un suivi systématique, tandis que les dispositifs mis en place dans le cadre d'actions standard devraient faire l'objet d'un suivi aléatoire. La CRE pourra par ailleurs demander la réalisation d'audits complémentaires.

La CRE recommande que les contrats prévoient des clauses de suspension, de résiliation et/ou de remboursement des montants indûment perçus notamment en cas de non-respect des obligations contractuelles par le porteur de projet.

2.3.2 Bilan annuel des actions de MDE et évolution du cadre territorial de compensation et des contrats qui en découlent

Chaque année, de manière concomitante et en parallèle de la déclaration de charges de SPE par le FH²⁸, soit avant le 31 mars, le Comité MDE transmet à la CRE un bilan détaillé des actions de MDE menées lors de l'exercice passé, ainsi qu'une présentation des actions en cours, et de celles qui seront menées l'année à venir. Le contenu et le format du dossier à transmettre sont précisés en annexe 3. Ce bilan permet à la CRE de s'assurer que les actions de MDE sont conduites selon la présente méthodologie, le cadre territorial de compensation, les contrats passés et toute autre recommandation qu'elle aurait émise.

Sur la base de ce bilan annuel, le cadre territorial de compensation peut être actualisé, notamment afin d'y inclure de nouvelles actions, ou de revoir les caractéristiques et conditions de déploiement des actions déjà incluses. À cet égard, le Comité MDE actualise et transmet à la CRE un dossier dont les modalités de transmission, le format, le contenu et les spécificités sont précisés en annexe 1. Le Comité MDE met notamment à jour l'efficience prévisionnelle des actions en cours sur la base de leur rythme de déploiement, des audits énergétiques réalisés, des effets indésirables constatés, de la modification de la réglementation etc. Par ailleurs, le Comité MDE devra démontrer que toute nouvelle action qu'il souhaite voir compensée est parmi les plus efficaces et s'articule avec les autres actions du cadre territorial de compensation. L'actualisation du cadre territorial de compensation fait le cas échéant l'objet d'une délibération de la CRE portant communication. Par ailleurs, la CRE peut être saisie d'avenants aux contrats, consistant par exemple en un ajustement du niveau de la prime ou un relèvement progressif du niveau d'exigence technique²⁹. Les modalités de transmission, le format, le contenu et les spécificités du dossier de saisine sont précisées en annexe 2.

²⁸ Dans cette déclaration, le FH justifie notamment à la CRE la bonne gestion des moyens qu'il a engagés dans le cadre de sa mission de service public.

²⁹ La CRE peut conditionner la poursuite de la compensation d'une action à la révision de certaines clauses contractuelles.

3. MODALITES DE CALCUL DES SURCÔUTS ÉVITÉS ET DES CHARGES DE SPE PRÉVISIONNELS

Le paragraphe 3.1 détaille les modalités de calcul des surcoûts évités prévisionnels, tandis que le 3.2 précise les modalités d'évaluation des charges de SPE prévisionnelles afférentes à l'action.

3.1 Surcoûts de production évités prévisionnels

Le surcoût de production évité est égal à la différence entre les coûts de production évités et les recettes que le FH n'a pas perçues du fait de la baisse de consommation d'électricité induite par l'action de MDE.

Pour l'action considérée, il est déterminé une année dite « de référence » (§ 3.1.1) pour laquelle est estimée la chronique de kWh évités prévisionnelle (§ 3.1.2), ainsi que le surcoût de production évité prévisionnel (§ 3.1.3). Le surcoût évité total s'obtient par extrapolation et somme actualisée sur la durée de l'action (§ 3.1.4). La méthodologie applicable à chacune de ces étapes est précisée ci-après.

3.1.1 Estimation de la durée de l'action et détermination de son année de référence

La durée de l'action est la durée de référence au cours de laquelle au moins un des dispositifs mis en place dans le cadre de l'action est réputé opérationnel.

L'année de référence d'une action est représentative de sa demi-vie. Ainsi, pour les actions dont la durée est strictement inférieure à 20 ans, l'année de référence correspond à l'année d'analyse de l'action augmentée de 5 ans. Pour les actions dont la durée est supérieure ou égale à 20 ans, l'année de référence correspond à l'année d'analyse de l'action augmentée de 15 ans.

3.1.2 Estimation de la chronique de kWh évités prévisionnelle à l'année de référence

Construction de la chronique de kWh évités par l'action de MDE à l'année de référence

La chronique de kWh évités par l'action de MDE à l'année de référence est le produit de (α) la chronique de kWh évités par un dispositif par (β) le nombre de dispositifs en place à l'année de référence.

(α) La chronique de kWh évités par un dispositif à l'année de référence est réputée identique à la chronique de kWh qu'il permet d'éviter à l'année d'analyse de l'action. Elle s'obtient par différence entre :

- la chronique prévisionnelle de kWh qui auraient été consommés par l'usage considéré en l'absence d'action de MDE. Cette chronique dite « de référence » tient compte de l'état du marché des solutions répondant à l'usage considéré, établi à partir d'une étude marketing ;
- la chronique prévisionnelle de kWh consommés par l'usage considéré après mise en place du dispositif. Cette chronique dite « MDE » nécessite l'analyse technique de la solution envisagée (performance, profil d'usage, etc.).

(β) Le nombre de dispositifs en place à l'année de référence est obtenu à partir du rythme de déploiement prévisionnel de l'action, qui dépend notamment du niveau de prime envisagé (cf. § 3.2.3).

Pour l'évaluation de cette chronique, le Comité MDE est invité à s'appuyer sur l'expertise de l'ADEME et à se fonder sur les hypothèses sous-jacentes à la définition des fiches CEE³⁰, en s'assurant préalablement qu'elles traduisent les spécificités de la ZNI considérée.

Prise en compte des effets indésirables

La chronique de kWh évités ainsi obtenue repose sur l'hypothèse que chaque dispositif apporte l'intégralité des économies d'énergie attendues. En pratique, des effets indésirables sont toutefois susceptibles de réduire l'efficacité de l'action de MDE. À cet égard, il est nécessaire de mitiger les risques (non exhaustifs) ci-après et de quantifier les risques résiduels après mitigation :

- Les risques d'éviction, qui traduisent le fait que plusieurs actions de MDE se cannibalisent au lieu d'ajouter leurs effets, donnant lieu à une économie d'énergie réelle inférieure à la somme des économies d'énergie attendues pour chacune des actions mise en œuvre séparément ;
- Les risques de rebond de consommation, notamment dus à l'apparition d'un nouvel usage (exemple d'un particulier qui ne se serait pas équipé d'un climatiseur en l'absence de subvention) ou à l'augmentation de son intensité (baisse de la température de consigne d'un climatiseur du fait de sa meilleure performance énergétique) ;
- Les effets d'aubaine, par exemple dans le cas où le client qui bénéficie de la subvention aurait, même en son absence, acquis un dispositif équivalent, ou dans le cas où le porteur de projet capture la subvention³¹ ;

³⁰ Certificats d'économies d'énergie.

- Le risque de malfaçon, lié notamment à l'installation inadéquate du dispositif.

L'impact de chacun de ces risques sur la chronique de consommations d'électricité évitées se traduit par l'application de coefficients de pondération, compris entre 0 et 1.

3.1.3 Estimation du surcoût de production évité prévisionnel à l'année de référence

Le surcoût de production évité s'obtient par différence entre (γ) le coût de production évité à l'année de référence et (δ) les recettes non perçues par le FH cette même année du fait de la baisse de consommation d'électricité.

(γ) Le coût de production évité s'obtient selon une approche dite « marginale », par produit scalaire de la chronique de kWh évités par la chronique des coûts marginaux de production³². À cet égard, la CRE publiera annuellement, pour chaque ZNI, les coûts marginaux de production aux horizons de 5 ans et 15 ans pour des journées type de l'année. Les modalités de calcul sous-jacentes – notamment relatives à la construction du parc de production à l'année de référence – seront précisées dans une délibération spécifique, analogue à celle publiée le 9 mars 2016³³.

(δ) Les pertes de recettes de l'année de référence correspondent au produit scalaire de la chronique de kWh évités par la part production des tarifs réglementés de vente (PPTV). Celle-ci est obtenue en faisant évoluer la dernière PPTV connue de la zone considérée au taux de 2 %/an³⁴.

3.1.4 Extrapolation et somme actualisée du surcoût de production évité prévisionnel sur la durée de l'action

Extrapolation du surcoût de production évité prévisionnel sur la durée de l'action

Le surcoût évité à l'année considérée s'obtient par produit du volume de kWh évités par le surcoût évité unitaire³⁵. Le volume de kWh évités à l'année considérée est évalué à partir du rythme de déploiement prévisionnel de l'action. Le surcoût évité unitaire à l'année considérée s'obtient en faisant évoluer le surcoût unitaire à l'année de référence au taux de 2 %/an³⁶.

Somme actualisées des surcoûts de production évités prévisionnels sur la durée de l'action

En utilisant les notations de la formule (1), le surcoût évité prévisionnel est égal à :

$$\sum_{i=1}^{i=n} \frac{\text{surcoûts évités}_i}{(1 + \text{Taux}_n + M)^i} \quad (2)$$

Pour toute action de MDE, le taux de majoration M est égal à 2 % lorsque la durée de l'action est inférieure ou égale à 5 ans, 1 % lorsqu'elle est supérieure ou égale à 15 ans, et fait l'objet d'une interpolation linéaire entre 5 et 15 ans.

3.2 Charges de SPE prévisionnelles

3.2.1 Coût normal et complet

Le « coût normal et complet » (CNC) d'une petite action de MDE est défini comme le montant de charges de SPE « optimal » qui, en l'absence de recettes et subventions perçues au titre de l'action, permet d'en maximiser l'efficacité. Il est la somme actualisée :

- du montant des primes commerciales « optimales » qui, en l'absence de recettes et subventions, seraient versées par le FH au porteur de projet pour stimuler l'achat des dispositifs favorisant la MDE en réduisant à due concurrence leur prix pour le client final. Les modalités d'évaluation de la prime optimale sont précisées au § 3.2.3 ;
- des coûts supportés par le FH pour accompagner le déploiement de l'action de MDE (suivi, gestion, communication, contre-expertise technique des matériels etc.). Les modalités d'évaluation de ces coûts sont précisées au § 3.2.4.

³¹ La CRE recommande au Comité MDE d'être particulièrement vigilant quant aux prix pratiqués par les porteurs de projets. En cas de capture de subvention, la CRE pourra notifier au FH la suspension de la compensation des charges de SPE afférentes aux contrats concernés.

³² En toute rigueur, le coût de production évité correspond à la différence entre les coûts de production de deux parcs de référence, le premier construit pour répondre à la demande sans prise en compte des effets de l'action de MDE considérée, le second pour répondre à cette même demande corrigée de ses effets. Cette approche « complète » a été retenue pour l'examen des projets d'infrastructure de MDE. S'agissant des petites actions de MDE, l'approche « marginale » envisagée revient à considérer que le dernier dispositif installé a les mêmes effets que le premier. Elle se justifie empiriquement par les faibles écarts observés par rapport à l'approche complète jusqu'à des taux de pénétration élevés de l'action.

³³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2016 portant communication relative à la publication des coûts marginaux prévisionnels de production d'électricité dans les zones non interconnectées à l'horizon 2030.

³⁴ Le taux de 2 %/an correspond au plafond du taux d'inflation de référence à moyen terme établi par la Banque centrale européenne.

³⁵ Le surcoût évité unitaire se définit comme le rapport du surcoût évité total par le nombre de kWh évités.

³⁶ Le taux de 2 %/an correspond au plafond du taux d'inflation de référence à moyen terme établi par la Banque centrale européenne.

Autrement dit le CNC, sur la durée n de l'action³⁷, est établi en application de la formule suivante :

$$\text{CNC} = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{\text{primes optimales}_i + \text{coûtsFH}_i}{(1 + \text{Taux}_n)^i} \quad (3)$$

- « primes optimales_i » désigne le montant des primes optimales qui seraient versées l'année i ;
- « coûtsFH_i » désigne le montant des coûts qui seraient supportés par le FH l'année i ;

3.2.2 Charges de SPE prévisionnelles

En application des formules (1) et (3), les charges de SPE prévisionnelles sont établies en application de la formule suivante :

$$\text{Charges de SPE} = \text{Min} \left(\sum_{i=1}^{i=n} \frac{\text{primes optimales}_i + \text{coûtsFH}_i - \text{recettes}_i - \text{subventions}_i}{(1 + \text{Taux}_n)^i}, \sum_{i=1}^{i=n} \frac{\text{surcoûts évités}_i}{(1 + \text{Taux}_n + M)^i} \right) \quad (4)$$

Les modalités d'évaluation des recettes et subventions prévisionnelles sont précisées respectivement au § 3.2.5 et § 3.2.6.

3.2.3 Modalités d'évaluation de la prime optimale

Actions standard

Le niveau de prime envisagé est optimisé pour favoriser le déploiement de l'action, tout en mitigant les effets indésirables qui pourraient l'affecter (cf. § 3.1.2) de manière à maximiser son efficacité. À cet égard, la prime optimale peut notamment :

- évoluer au fil du déploiement de l'action afin notamment d'assurer son lancement en minimisant les effets d'aubaine sur la durée de l'action ;
- ou encore être adaptée à différentes clientèles cibles (en termes de moyens financiers³⁸, de niveau d'équipement³⁹, ou encore de lieu d'habitat⁴⁰).

À cet égard, la réalisation d'une étude marketing est indispensable afin d'appréhender l'état du marché et l'élasticité de la demande au prix, notamment la propension des différentes clientèles cibles à acheter un dispositif performant en l'absence de soutien.

Actions non-standard

La prime optimale est estimée au regard du coût de l'action de MDE pour le client final et du coût qu'il évite grâce à sa mise en place. Ce coût évité est établi sur la base d'un scénario de référence à déterminer, qui tient notamment compte du rythme de renouvellement « naturel » du dispositif concerné en l'absence de soutien public. À cet égard, un plan d'affaires met en évidence les flux de trésorerie du client final impactés par la mise en place de l'action par rapport au scénario de référence.

3.2.4 Modalités d'évaluation des coûts supportés par le FH

Les coûts supportés par le FH pour accompagner le déploiement de l'action de MDE (suivi, gestion, communication, contre-expertise technique des matériels etc.) comprennent des charges directes et indirectes. Les charges qui ne seraient pas directement imputables à une action seront réparties entre les différentes actions envisagées au moyen de clefs d'affectation dûment justifiées.

3.2.5 Modalités d'évaluation des recettes prévisionnelles

Les recettes prévisionnelles susceptibles de réduire la compensation au titre du SPE distinguent :

- les recettes quantifiables⁴¹ – qui doivent être explicitement déduites de la compensation – telles que la valeur des CEE générés par l'action de MDE (qu'ils soient récupérés par le FH, par les porteurs de projets tiers ou encore par le client final) ;
- les recettes plus difficilement quantifiables⁴², dont le gain diffus correspondant sera implicitement pris en compte dans l'estimation de la prime optimale.

³⁷ Les charges de SPE afférentes à l'action se limitent à sa durée de référence, c'est-à-dire la durée de référence pendant laquelle les dispositifs déployés dans le cadre de l'action seront supposés opérationnels.

³⁸ Le niveau de prime pourrait par exemple être adapté pour les clients précaires.

³⁹ Le niveau de prime pourrait distinguer le renouvellement d'un dispositif existant d'une première acquisition.

⁴⁰ Au sein d'une même ZNI, la diversité des conditions climatiques – notamment due à l'existence de zones montagneuses – pourrait justifier l'adaptation du niveau de prime.

⁴¹ Pour les actions non-standard, les gains permis par la mise en place de l'action – notamment la réduction des coûts d'entretien ou de facture d'électricité pour le client final – sont assimilés à des recettes et viennent en déduction de la compensation versée au titre des charges de SPE.

Les recettes qui ne seraient pas directement imputables à une action seront ventilées entre les différentes actions envisagées au moyen de clefs d'affectation dûment justifiées.

3.2.6 Modalités d'évaluation des subventions prévisionnelles

Les subventions prévisionnelles susceptibles de réduire la compensation au titre du SPE comprennent les diverses aides auxquelles est éligible le projet d'action, ainsi que les éventuelles mesures de défiscalisation. Leur estimation découle d'une concertation au sein du Comité MDE. Les subventions qui ne seraient pas directement imputables à une action devront être ventilées entre les différentes actions au moyen de clefs d'affectation dûment justifiées.

⁴² Par exemple, la présence de produits subventionnés en tête de gondole permet à un distributeur d'attirer des clients et donc d'accroître ses ventes.

Annexe 1 : Dossier à transmettre à la CRE en vue de l'élaboration ou de l'actualisation du cadre territorial de compensation

L'élaboration du cadre territorial de compensation par la CRE est conditionnée à la transmission d'un dossier complet par le Comité MDE respectant les dispositions de la présente annexe, s'agissant notamment de l'ensemble des pièces à fournir. Le dossier à transmettre pour son actualisation se compose des mêmes pièces, à moins que certaines ne soient pas pertinentes. La CRE pourra, au cours de son analyse, demander des éléments complémentaires.

Format du dossier

Les documents transmis sont rédigés en français. Les documents spécifiques, de type devis ou proposition commerciale, sont transmis dans leur langue d'origine. Ils seront le cas échéant traduits à la demande de la CRE.

Les pièces demandées sont fournies par voie électronique (par CD ou clef USB) accompagnant le courrier de transmission.

Pièces à fournir dans le dossier

Le dossier à transmettre comporte les pièces précisées dans les paragraphes ci-après. En complément de ces éléments, tout document jugé utile à l'évaluation de l'action peut être joint en annexe du dossier.

[1] Panorama des actions de MDE

Le dossier comporte un panorama exhaustif des petites actions de MDE – standard comme non-standard – susceptibles d'être déployées dans le territoire. Ce panorama s'appuie sur une étude des gisements de MDE au sein de chaque type de poste de consommation d'électricité, ainsi que sur une analyse des solutions techniques envisageables pour les exploiter. Il s'accompagne du bilan des consultations publiques menées.

[2] Rapport d'analyse des actions recensées

Pour chaque action standard recensée dans le panorama, le rapport se compose de l'ensemble des pièces décrites dans l'annexe 2 (à l'exception de la pièce [1]).

S'agissant des actions non-standard, le rapport se compose uniquement des pièces [2] et [3] décrites dans l'annexe 2.

Tout autre document – tel qu'une étude d'impact environnemental – peut être joint au dossier.

[3] Classement des actions standard par ordre d'efficacité

Un classement des actions standard par ordre d'efficacité est joint au dossier. Il s'accompagne d'une note précisant les interactions entre les différentes actions.

[4] Demande d'exclusion de certaines actions du périmètre éligible à compensation (facultative)

Une demande d'exclusion de certaines actions du périmètre de la compensation au titre des charges de SPE peut être jointe au dossier. Cette demande d'exclusion doit être dûment justifiée sur la base de critères objectifs, transparents et non-discriminatoires, ainsi que sur une analyse des actions à l'aune de ces critères.

Annexe 2 : Dossier de saisine d'un projet de contrat ou d'avenant

Pour faire l'objet d'une instruction par la CRE, tout dossier de saisine relatif à un projet de contrat ou de protocole interne doit être complet et respecter les dispositions du présent document, s'agissant notamment de l'ensemble des pièces à fournir. Dans le cas d'un projet d'avenant, le dossier de saisine se compose des mêmes pièces, à moins que certaines ne soient pas pertinentes. Au cours de la phase d'instruction, la CRE pourra demander des éléments complémentaires.

S'agissant des actions standard, le dossier de saisine est préparé par le fournisseur historique, en concertation avec les porteurs de projets potentiels. S'agissant des actions non-standard, le dossier de saisine est préparé par le porteur de projet en concertation avec le FH. Le porteur de projet est informé qu'il n'aura droit à aucune indemnité pour les frais qu'il aura pu exposer au titre de l'élaboration de son dossier.

Format du dossier

Les documents transmis sont rédigés en français. Les documents spécifiques, de type devis ou proposition commerciale, sont transmis dans leur langue d'origine. Ils seront le cas échéant traduits à la demande de la CRE. Les pièces demandées sont fournies par voie électronique (par CD ou clef USB).

Pièces à fournir dans le dossier

Le dossier comporte, dans l'ordre de leur énoncé, les pièces décrites dans les paragraphes ci-après. En complément de ces éléments, tout document jugé utile à l'évaluation de l'action – tel qu'une étude d'impact environnemental – peut être joint en annexe du dossier.

[1] Projet de contrat, de protocole interne ou d'avenant

S'agissant des actions standard, le dossier s'accompagne d'un projet de contrat-type (ou d'un projet d'avenant au contrat-type). Si le FH souhaite aussi porter l'action, il accompagne le dossier de saisine d'un projet de protocole interne (ou d'un projet d'avenant au protocole interne) répliquant les termes du projet de contrat-type (ou du projet d'avenant au contrat-type).

S'agissant des actions non-standard, la CRE est saisie d'un projet de contrat (ou d'avenant) si l'action est portée par un tiers ou, si l'action est portée par le FH, d'un projet de protocole interne (ou d'avenant).

[2] Données clés de l'action

Chaque dossier doit débiter par un tableau précisant les :

- renseignements administratifs (dans le cas des actions non-standards uniquement) ;
- données clés de l'action.

[3] Présentation générale de l'action

Une note de présentation générale présente les éléments ci-après :

- Type d'action (standard ou non-standard) ;
- Usage concerné et gisement visé ;
- Technologie employée ;
- Présentation succincte du porteur de projet (actions non-standard) ou des porteurs de projets potentiels (actions standard) ;
- Présentation succincte des client(s) final(s) concerné(s) ou ciblé(s) ;
- Principales clauses contractuelles envisagées ;
- Calendrier et rythme de déploiement prévisionnel ;
- Durée de vie de référence de l'action ;
- kWh évités sur la durée de l'action (précisés en [4]) ;
- Surcoûts de production évités prévisionnels (précisés en [5]) ;
- Prime optimale (précisée en [6]) ;
- Coûts supportés par le FH (précisés en [7]) ;
- Subventions tierces (précisées en [8]) ;
- Recettes tierces (précisées en [9]) ;
- Charges de SPE prévisionnelles (précisées en [10]) ;

- Efficience prévisionnelle (précisée en [11]).

[4] kWh évités

La chronique prévisionnelle de kWh évités sur la durée de vie de référence de l'action est transmise au format « Excel » au pas horaire, *a minima* sur des journées-type prenant en compte la saisonnalité et les variations hebdomadaires. Elle s'appuie sur la chronique « de référence » et la chronique « MDE » définies au § 3.1.2. Une note expose les hypothèses retenues et les études réalisées – résultats des diagnostics énergétiques, étude marketing etc. – pour établir ces chroniques. Elle justifie par ailleurs les coefficients de pondération retenus pour tenir compte des effets indésirables attendus.

[5] Surcoûts de production évités

Le calcul des surcoûts de production évités est explicité dans un fichier « Excel ».

[6] Prime optimale**Actions standard**

Cette note justifie que le niveau de prime envisagé est optimisé pour favoriser le déploiement de l'action, tout en mitigeant les effets indésirables qui pourraient l'affecter (cf. § 3.1.2) – notamment les effets d'aubaine et la capture de subvention – de manière à maximiser son efficience. Elle justifie notamment l'adéquation du niveau de la prime optimale avec le rythme de déploiement envisagé pour l'action et son adaptation à différentes clientèles cibles. À cet égard, l'étude marketing réalisée permettant d'appréhender l'état du marché et l'élasticité de la demande au prix – notamment la propension des différentes clientèles cibles à acheter un dispositif performant en l'absence de soutien – est jointe à cette note.

Actions non-standard

Un plan d'affaires – mettant en évidence les flux de trésorerie du client final impactés par la mise en place de l'action par rapport à un scénario de référence à déterminer (cf. § 3.2.3) – est transmis au format « Excel ». L'ensemble des montants et hypothèses retenus pour la construction de ce plan d'affaires – notamment le scénario de référence – doivent être justifiés dans une note. A noter que :

- la date d'ancrage doit être unique pour l'ensemble des valeurs de référence ;
- les valeurs nominales sont calculées à partir des valeurs de référence en appliquant les hypothèses d'inflation depuis la date de référence ;
- toutes les valeurs monétaires sont exprimées en milliers d'euros courants, avec deux chiffres significatifs.

Une note s'appuyant sur ce plan d'affaires justifie que le niveau de prime retenu est optimal.

[7] Coûts supportés par le FH

Cette note détaille les coûts supportés par le FH pour accompagner le déploiement de l'action (suivi, gestion, communication, contre-expertise technique des matériels etc.). Les clefs d'affectation utilisées pour répartir certaines charges qui ne seraient pas directement imputables à une action doivent être dûment justifiées.

[8] Subventions

Cette note détaille les aides, subventions et mesures de défiscalisation attendues, en particulier celles octroyées par les membres du comité MDE. Les clefs d'affectation utilisées pour répartir certaines subventions qui ne seraient pas directement imputables à une action doivent être dûment justifiées.

[9] Recettes

Cette note détaille les recettes annexes attendues, notamment – si l'action est éligible à l'obtention de CEE – une estimation du volume de CEE qu'elle pourrait générer. Les clefs d'affectation utilisées pour répartir certaines recettes qui ne seraient pas directement imputables à une action doivent être dûment justifiées.

[10] Charges de SPE prévisionnelles

Un fichier Excel détaille année par année l'estimation des charges de SPE prévisionnelles afférentes à l'action, en distinguant les charges liées au versement de primes aux porteurs de projets, et celles supportées par le FH pour accompagner son déploiement.

[11] Efficience

Cette note justifie que l'action concernée est effectivement parmi les plus efficaces au regard des autres actions de MDE susceptibles d'être déployées.

Annexe 3 : Bilan annuel à transmettre à la CRE

Le bilan annuel des petites actions de MDE menées dans le territoire doit respecter les dispositions de la présente annexe, s'agissant notamment de l'ensemble des pièces à fournir. La CRE pourra, au cours de son analyse, demander des éléments complémentaires.

Format du dossier

Les documents transmis sont rédigés en français. Les documents spécifiques, de type devis ou proposition commerciale, sont transmis dans leur langue d'origine. Ils seront le cas échéant traduits à la demande de la CRE.

Les pièces demandées sont fournies par voie électronique (par CD ou clef USB).

Pièces à fournir dans le dossier

Le dossier à transmettre comporte les pièces précisées dans les paragraphes ci-après. En complément de ces éléments, tout document jugé utile à l'évaluation de l'action peut être joint en annexe du dossier.

[1] Exercice passé

Pour chaque action menée lors de l'exercice passé, il est précisé :

- le rythme de déploiement constaté de l'action auprès de chaque catégorie de clientèle ;
- le montant total constaté de charges de SPE, ainsi que des aides et subventions tierces ;
- un bilan du suivi et des audits menés, mettant en évidence les éventuels manquements et effets indésirables constatés. En particulier, un suivi des prix pratiqués par les porteurs de projets permet de mettre en évidence d'éventuelles captures de subventions ;
- Les éventuelles conséquences de ce suivi : suspension de la compensation, suspension ou résiliation du contrat, remboursement des montants indûment perçus etc. ;
- La recommandation de poursuivre ou non l'action ;
- Les axes d'amélioration de l'action et du contrat associé.

[2] Exercice en cours

Pour chaque action menée l'année en cours, il est précisé :

- le rythme de déploiement attendu de l'action auprès des différentes clientèles cibles ;
- le montant total attendu des charges de SPE, ainsi que des autres subventions ;
- une présentation des modalités de suivi et des audits envisagés, en réponse aux manquements et effets indésirables constatés.

[3] Exercice suivant

Pour chaque action menée l'année suivante, il est précisé :

- le rythme de déploiement attendu de l'action auprès des différentes clientèles cibles ;
- le montant total attendu des charges de SPE, ainsi que des autres subventions ;
- une présentation des modalités de suivi et des audits envisagés, en réponse aux manquements et effets indésirables constatés.

Annexe 4 : Extraits des principaux textes applicables**Code de l'énergie****Article L. 121-1 du code de l'énergie :**

Le service public de l'électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national.

Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il concourt à la cohésion sociale, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

Article L. 121-7 du code de l'énergie :

En matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent :

[...]

2° Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental :

a) Les surcoûts de production qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1 ;

b) Les coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;

c) Les surcoûts d'achats d'électricité, hors ceux mentionnés au a, qui, en raison des particularités des sources d'approvisionnement considérées, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité. Ces surcoûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;

d) Les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et diminués des recettes éventuellement perçues à travers ces actions. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;

e) Les coûts d'études supportés par un producteur ou un fournisseur en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionné au premier alinéa du III de l'article L. 141-5 et conduisant à un surcoût de production au titre du a du présent 2°, même si le projet n'est pas mené à son terme. Les modalités de la prise en compte de ces coûts sont soumises à l'évaluation préalable de la Commission de régulation de l'énergie.

Les conditions de rémunération du capital immobilisé dans les moyens de production, de stockage d'électricité ou nécessaires aux actions de maîtrise de la demande définis aux a, b et d du présent 2° utilisées pour calculer la compensation des charges à ce titre sont définies par arrêté du ministre chargé de l'énergie afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Un décret en Conseil d'Etat précise les modalités d'application des a à e.

Article L. 121-9 du code de l'énergie :

Chaque année, la Commission de régulation de l'énergie évalue le montant des charges.

Les charges imputables aux missions de service public définies aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent.

Cette comptabilité, établie selon des règles établies par la Commission de régulation de l'énergie, est contrôlée aux frais des opérateurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par

leur comptable public. La Commission de régulation de l'énergie peut, aux frais de l'opérateur, faire contrôler cette comptabilité par un organisme indépendant qu'elle choisit.

Article L. 134-18 du code de l'énergie :

Pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'énergie recueille toutes les informations nécessaires auprès des ministres chargés de l'économie, de l'environnement et de l'énergie, auprès des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, des opérateurs des ouvrages de transport ou de distribution de gaz naturel et des exploitants des installations de gaz naturel liquéfié, des fournisseurs de consommateurs finals sur le territoire métropolitain continental bénéficiant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné à l'article L. 336-1, des exploitants de réseaux de transport et de stockage géologique de dioxyde de carbone ainsi qu'auprès des autres entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz naturel ou du captage, transport et stockage géologique de dioxyde de carbone. Elle peut également entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information.

La Commission de régulation de l'énergie peut faire contrôler, aux frais des entreprises et dans une mesure proportionnée à l'objectif poursuivi et à la taille de l'entreprise concernée, les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions.

Article R. 121-28 du code de l'énergie :

IV.- Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le dossier des actions de maîtrise de la demande d'électricité entreprises par un fournisseur ou par un tiers avec lequel il contracte est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie. Lorsque l'action est portée par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet de contrat. Ce dossier contient les éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation ainsi que ceux qui justifient que la solution technique envisagée pour l'action de maîtrise de la demande considérée soit parmi les meilleures techniques disponibles au regard à la fois du nombre de kilowattheures évités, du coût par kilowattheure évité et de la durée de l'action envisagée.

La Commission de régulation de l'énergie évalue le coût normal et complet de l'action dans la zone considérée en appliquant, le cas échéant, un taux de rémunération du capital immobilisé qu'elle fixe. Ce taux est compris entre une valeur plancher et une valeur plafond arrêtées par le ministre chargé de l'énergie après avis de cette Commission en application de l'avant-dernier alinéa du 2° de l'article L. 121-7. La Commission peut faire appel, pour l'évaluation, à l'expertise technique de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

Les charges imputables aux missions de service public liées à l'action, qui sont calculées par la Commission de régulation de l'énergie sur la base du coût normal et complet, diminué des recettes et subventions éventuellement perçues au titre de cette action de maîtrise de la demande, ne peuvent excéder les surcoûts de production évités du fait de l'action sur l'ensemble de sa durée.

La Commission notifie aux parties le résultat de son évaluation et les modalités de contrôle à mettre en œuvre dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet.

V.- Le plafond prévu au troisième alinéa du a du II, au III et au IV s'impose à la somme des coûts calculés, pour une action donnée, sur la durée du contrat et actualisés selon un taux de référence ; il est déterminé par rapport à la somme des surcoûts de production évités sur la durée du contrat et actualisés selon un taux d'actualisation de référence majoré destiné à tenir compte des incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs.

Le taux d'actualisation de référence et le taux d'actualisation de référence majoré sont définis par arrêté du ministre chargé de l'énergie, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Ils peuvent être différents selon la nature et la durée de vie de l'action engendrant l'économie de surcoûts de production.

Arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées.

Article 2 :

Le taux d'actualisation de référence mentionné au V quinquies de l'article 4 du décret n° 2004-90 susvisé est fixé à :

- 8 % lorsque la durée de vie de l'action est inférieure ou égale à cinq années ;

- 4 % lorsque la durée de vie de l'action est supérieure ou égale à quinze années.

Les valeurs intermédiaires sont obtenues par interpolation linéaire.

Pour la définition du taux d'actualisation de référence majoré mentionné au V quinquies de l'article 4 du décret n° 2004-90 susvisé, la Commission de régulation de l'énergie peut majorer le taux de référence précédemment défini quand les incertitudes sur les surcoûts de production évités sont particulièrement importantes. Dans ce cas, la majoration ne peut excéder 50 % du taux d'actualisation de référence. Sinon, il est égal au taux d'actualisation de référence défini ci-dessus.