



Schwartz and Co
Strategy Consulting

Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI

Rapport final

Version publique, 30 novembre 2017

Version 1.25

Préparé pour : la Commission de Régulation de l'Energie

Préparé par : Schwartz and Co



SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET OBJECTIF DE L'ETUDE	6
1.1. Contexte.....	6
1.2. Objectif de l'étude.....	7
2. SYNTHÈSE DES RESULTATS DE L'ETUDE	9
3. METHODE GENERALE ET CONSTRUCTION DES HYPOTHESES DU PLAN D'AFFAIRES....	15
4. HYPOTHESES DU PLAN D'AFFAIRES	16
4.1. Hypothèses générales.....	16
4.1.1. Périmètre.....	16
4.1.1.1. Durée de modélisation du plan d'affaires	16
4.1.1.2. Parc actuel de compteurs.....	16
4.1.1.3. Trajectoire de pose de compteurs.....	20
4.1.1.4. Parc actuel de postes MT/BT, évolution et pose de concentrateurs	27
4.1.2. Fiscalité et inflation.....	29
4.1.2.1. Taux d'actualisation par activité et par acteur	29
4.1.2.2. Inflation et évolution des salaires	30
4.1.2.3. Octroi de Mer	31
4.1.3. Énergie.....	32
4.1.3.1. Consommation d'électricité dans le scénario BAU	32
4.1.3.2. Pointe électrique dans le scénario BAU	32
4.1.3.3. MDE induite par le comptage évolué	33
4.1.4. Matériel	37
4.1.4.1. Compteur.....	37
4.1.4.2. Concentrateur	46
4.1.5. Coût de main d'œuvre interne et externe dans les territoires.....	47
4.2. Coûts d'investissements pour le distributeur	48
4.2.1. Étude et préparation	48
4.2.1.1. Coûts d'étude et de préparation	48
4.2.2. Coût du matériel.....	49
4.2.2.1. Compteur.....	49
4.2.2.2. Concentrateur	54
4.2.3. Pose des compteurs.....	56
4.2.3.1. Temps passé pour la pose d'un compteur lors de la pose massive.....	56
4.2.3.2. Temps de déplacement lors de la pose massive	57
4.2.3.3. Coût de pose « massive » ou « en massif » d'un compteur numérique	59
4.2.3.4. Coût de pose « diffuse » ou « en diffus » d'un compteur numérique.....	60
4.2.3.5. Taux de clean-up	62
4.2.3.6. Coût de clean up d'un compteur numérique	62
4.2.4. Surcoût pour cas particuliers	63
4.2.4.1. Compteur embrochable	63
4.2.4.2. GRIP – hors colonnes montantes	65
4.2.4.3. Colonne montante.....	67



4.2.5.	Pose des concentrateurs	69
4.2.5.1.	Coût de préparation d'un poste de transformation HTA/BT	69
4.2.5.2.	Coût de pose d'un concentrateur.....	70
4.2.6.	Recyclage du matériel.....	71
4.2.6.1.	Coût de recyclage d'un CBE	71
4.2.6.2.	Coût de recyclage d'un compteur numérique.....	72
4.2.6.3.	Coût de recyclage d'un concentrateur	72
4.2.7.	SI et télécoms relatifs au comptage.....	73
4.2.7.1.	Hypothèses de coûts de SI et télécoms relatifs au comptage	73
4.2.8.	Pilotage du déploiement	75
4.2.9.	Gains sur les investissements pour le distributeur	80
4.2.9.1.	Description générale	80
4.2.9.2.	Gains sur les investissements : matériel.....	80
4.2.9.3.	Gains sur les investissements : pose	81
4.2.9.4.	Gains sur les investissements : recyclage	82
4.2.9.5.	Autres gains sur les investissements	82
4.2.9.6.	Gain sur les investissements du distributeur : décret métrologie.....	83
4.3.	Charges d'exploitation du distributeur	83
4.3.1.	Relève des compteurs.....	83
4.3.1.1.	Coût de relève	83
4.3.1.2.	Surcoût pour la relève résiduelle	84
4.3.2.	Intervention technique hors pose	86
4.3.2.1.	Coût d'une intervention hors pose.....	86
4.3.2.2.	Surcoût sur les interventions hors pose résiduelles	87
4.3.3.	SI et télécoms relatifs au comptage numérique.....	88
4.3.3.1.	Coûts de SI et télécoms relatifs au comptage numérique.....	88
4.3.4.	Pertes.....	90
4.3.4.1.	Pertes techniques	90
4.3.4.2.	Pertes non-techniques	90
4.3.5.	Autres	92
4.3.5.1.	Front et back office.....	92
4.3.5.2.	Coût d'exploitation des données.....	95
4.3.5.3.	Coûts de RH	95
4.3.5.4.	Communication et information aux clients	97
4.3.6.	Gain sur les charges d'exploitation du distributeur.....	98
4.3.6.1.	Description générale	98
4.3.6.2.	Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : relève.....	98
4.3.6.3.	Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : pertes	98
4.3.6.4.	Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : coûts de front office et de back office ..	98
4.3.6.5.	Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : échantillonnage dans le cadre du décret métrologie.....	98
4.4.	Impact sur les autres segments de la chaîne électrique	99
4.4.1.	Coûts et gains pour les activités production.....	99
4.4.2.	Coûts et gains pour les activités fourniture d'EDF SEI	99
4.4.3.	Coûts et gains pour les autres acteurs.....	100
4.4.3.1.	MDE pour les clients d'EDF SEI	100
4.4.3.2.	MDE sur la CSPE.....	101



4.4.3.3. Non présence du client pour la relève et les interventions	102
---	-----

5. PLAN D’AFFAIRES	103
5.1. Coûts et bénéfices totaux du projet dans le scénario de référence	103
5.2. Coûts et bénéfices portés par les GRD dans le scénario de référence	103
5.2.1. Coûts et bénéfices actualisés du GRD	103
5.2.1.1. Coûts et bénéfices d’investissements	103
5.2.1.2. Coûts et bénéfices opérationnels	105
5.2.1.3. Synthèse des coûts et bénéfices d’investissements par territoire	105
5.2.1.4. Synthèse des coûts et des bénéfices opérationnels par territoire	106
5.2.2. Profil de cash-flow du GRD	108
5.2.3. Profil d’investissement du déploiement	109
5.2.4. Impact sur le tarif d’EDF SEI	110
5.3. Coûts et bénéfices portés par les clients dans le scénario de référence	111
5.3.1. Coûts et bénéfices actualisés des clients finals	111
5.3.2. Synthèse des coûts et bénéfices des clients finals par territoire	111
5.3.3. Profil de cash-flow des clients finals	112
5.4. Bénéfices relatifs à la CSPE dans le scénario de référence	113
5.4.1. Bénéfices actualisés relatifs à la CSPE	113
5.4.2. Synthèse des bénéfices relatifs à la CSPE par territoire	113
5.4.3. Profil de cash-flow relative à la CSPE	114
5.5. Analyse de sensibilité	115
5.5.1. Durée de vie des compteurs numériques	115
5.5.2. Prix des compteurs numériques	115
5.5.3. Remplacement des compteurs dans le scénario BAU	116
5.5.4. Taux de performance de la télérelève	117
5.5.5. Taux de performance des télé-opérations	117
5.5.6. Taux de réduction des PNT	118
5.5.7. MDE	118
5.5.8. Synthèse	119



GLOSSAIRE

BAU : « Business As Usual » : nom du scénario dans lequel le comptage reste non communicant au périmètre EDF SEI

CBE : Compteur Bleu Électronique

CEM : Compteur Électro-Mécanique

CN : Compteur numérique : terminologie utilisée par EDF SEI pour désigner un « compteur évolué », au sens utilisé en métropole (en pratique, le compteur Linky), ou un « compteur intelligent », au sens de la directive 2009/72/CE

CSPE : Contribution au Service Public d'Électricité

G1 : technologie de communication par CPL implémentée sur la première génération de compteurs Linky, basée sur une modulation spread FSK. C'est cette technologie qui a été déployée en métropole pour l'expérimentation Linky de 2011 et la première phase du déploiement de masse.

G3 : nouvelle technologie de communication CPL développée par un ensemble d'industriels européens dont ERDF dans le but d'accroître la fiabilité des communications CPL ainsi que le débit par rapport à la technologie G1. La technologie G3 est basée sur une modulation à spectre étalée de type OFDM qui utilise un grand nombre de fréquences (36 dans la bande CENELEC-A utilisée en Europe) ainsi qu'un codage correcteur d'erreur de bloc pour diminuer la vulnérabilité au bruit rencontré sur le canal de communication CPL. La technologie G3 est significativement plus robuste que la technologie G1, avec un débit d'information plus important et un meilleur temps de réponse. C'est cette technologie qui est désormais déployée par Enedis en métropole, mais également par les GRD luxembourgeois dans le cadre d'un déploiement national en cours, par plusieurs GRD suisses et autrichiens. Le projet de comptage évolué d'EDF SEI est basé exclusivement sur cette technologie G3.

GRIP : Gestion et Résolution des Interventions Problématiques ; les compteurs dit « GRIP » désignent des compteurs existants, hors compteurs embrochables, dont le remplacement par un compteur numérique est complexifié (tableau de comptage à changer, coffret à remplacer, risques de présence d'amiante, accessibilité au compteur non conforme ou dangereuse, etc.)

PNT : Pertes Non Techniques

MDE : Maitrise de la Demande en Énergie

SPE : Service Public d'Électricité

VAN : Valeur Actualisée Nette



1. Contexte et objectif de l'étude

1.1. Contexte

En application de l'article L. 341-4 du code de l'énergie, les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité doivent déployer des compteurs évolués permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

L'article R. 341-8 du code de l'énergie prévoit que d'ici au 31 décembre 2020, 80 % au moins des compteurs des utilisateurs raccordés en basse tension (BT) pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères sont déployés, dans la perspective d'atteindre un objectif de 100 % d'ici 2024.

Enfin l'article R. 341-6 du même code dispose que les spécifications et les éléments de coûts des dispositifs de comptage relevant des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité desservant plus de cent mille clients sont soumis, préalablement à leur mise en œuvre, à la Commission de régulation de l'énergie, qui peut formuler des recommandations notamment en vue de veiller à la mise en place de dispositifs de comptage interopérables au plan national.

EDF SEI est le gestionnaire de réseaux de distribution (GRD) des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) et est donc en charge de déployer les compteurs évolués dans ces territoires. EDF SEI prévoit de déployer environ 1,25 millions de compteurs évolués entre 2018 et 2024, soit environ 270 000 compteurs en Corse, 200 000 en Martinique et 245 000 en Guadeloupe, 85 000 en Guyane et 450 000 à la Réunion.

Ce projet conduira, sur cette période, à des investissements (achats et pose des compteurs et des concentrateurs, systèmes d'information) et des surcoûts temporaires sur ses charges d'exploitation.

Ce projet sera porteur également de gains pour EDF SEI (réduction des pertes non techniques, gains sur la relève et les petites interventions), pour la gestion du réseau et du système et pour les clients (maîtrise de la demande d'électricité – MDE).

L'article 165 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (« LITECV ») a introduit à l'article L. 121-29 du code de l'énergie la possibilité pour les gestionnaires de réseaux qui interviennent dans les ZNI d'opter pour un mécanisme de péréquation s'appuyant sur l'analyse de leurs comptes, dans le cadre du fond de péréquation de l'électricité (FPE).

La délibération de la CRE du 17 novembre 2016 sur le « TURPE 5 HTA-BT » prévoit la couverture par le tarif, à leur niveau effectif, des charges d'Enedis correspondant aux dotations versées à EDF SEI, dont le montant est déterminé par la CRE.

Par cette même délibération, la CRE a décidé du maintien pour l'année 2017 du montant déjà fixé à l'occasion du TURPE 4 pour cette même année, à savoir 152 M€. En ce qui concerne les années 2018 et suivantes, la CRE a annoncé dans cette même délibération qu'elle prévoyait de procéder en 2017 à une analyse des coûts d'EDF SEI afin de déterminer le niveau des dotations correspondantes.



Les charges du projet de comptage évolué d'EDF SEI seront intégrées aux dotations à verser à EDF SEI.

Le projet de comptage évolué est également susceptible de faire l'objet d'une régulation incitative au même titre que le projet de comptage évolué Linky d'Enedis.

Il est donc essentiel pour la CRE d'avoir une parfaite connaissance des coûts et des gains du projet de comptage évolué d'EDF SEI pour être en mesure d'en apprécier le niveau et l'efficacité et déterminer les impacts sur les dotations à verser à EDF SEI dans le cadre de l'exercice tarifaire.

1.2. Objectif de l'étude

L'étude technico-économique a pour objectif de permettre à la CRE de disposer d'une évaluation des coûts et des gains du projet de comptage évolué d'EDF SEI, autant que possible à l'échelle des différents territoires concernés par ce projet (Corse, Martinique, Guyane, Guadeloupe, Réunion).

Cette étude porte sur le périmètre du GRD d'EDF SEI ainsi que sur l'ensemble de la chaîne électrique des ZNI (producteurs, consommateurs, ...) et vise à élaborer le plan d'affaires du projet de comptage évolué d'EDF SEI, en faisant apparaître :

- les coûts d'investissement pour le distributeur par nature d'investissement et pour chaque poste de coût élémentaire ;
- les charges d'exploitation pour le distributeur par nature de charge et pour chaque poste de coût élémentaire ;
- les bénéfices directs et indirects (coûts d'investissements évités, coûts de fonctionnement évités, gains liés à l'optimisation du système, etc.) pour le distributeur ;
- les risques encourus par le projet à la maille du distributeur via une analyse de sensibilité aux principales hypothèses retenues des coûts et bénéfices ;
- les impacts économiques du projet sur le système électrique des ZNI ;
- les impacts du projet en termes de MDE ;
- le rapport entre le coût global du projet et les bénéfices attendus pour la collectivité, en prenant en compte tous les éléments de la chaîne électrique et une analyse de sensibilité du bénéfice net du projet pour la collectivité aux principales hypothèses retenues.

Ce document constitue le rapport final de l'étude. Il a été établi sur la base d'un processus contradictoire :

- Des séances d'échanges entre Schwartz and Co et EDF SEI sur les hypothèses et les coûts du projet ont eu lieu les 22 et 24 mai 2017. Ces séances ont été suivies d'échanges de questions et de réponses jusqu'au 22 juin 2017.
- Un projet de rapport final a été soumis à EDF SEI le 23 juin.



- Une réunion de restitution du projet de rapport final à EDF SEI a été organisée le 27 juin dans les locaux de la CRE.
- EDF SEI a formulé ses premières remarques sur ce document au cours de cette réunion, ainsi qu'un retour écrit à la CRE le 30 juin. EDF SEI a également envoyé des réponses complémentaires à Schwartz and Co le 28 juin.
- Le projet de rapport final a été amendé par Schwartz and Co pour aboutir au présent rapport final en tenant compte des remarques d'EDF SEI et des réponses d'EDF SEI à nos questions restées en suspens, en particulier sur les points suivants :
 - coût de prise de rendez-vous intégrés au coût de pose massive ;
 - coût d'exploitation SI et télécoms ;
 - coût de pilotage du déploiement.

Nous remercions l'équipe d'EDF SEI pour le bon déroulement de nos échanges et les efforts consentis pour répondre à nos nombreuses questions dans les délais courts induits par le planning de l'étude.

Pour des raisons de secret commercial et industriel, certaines parties de ce rapport ont été rendues confidentielles.

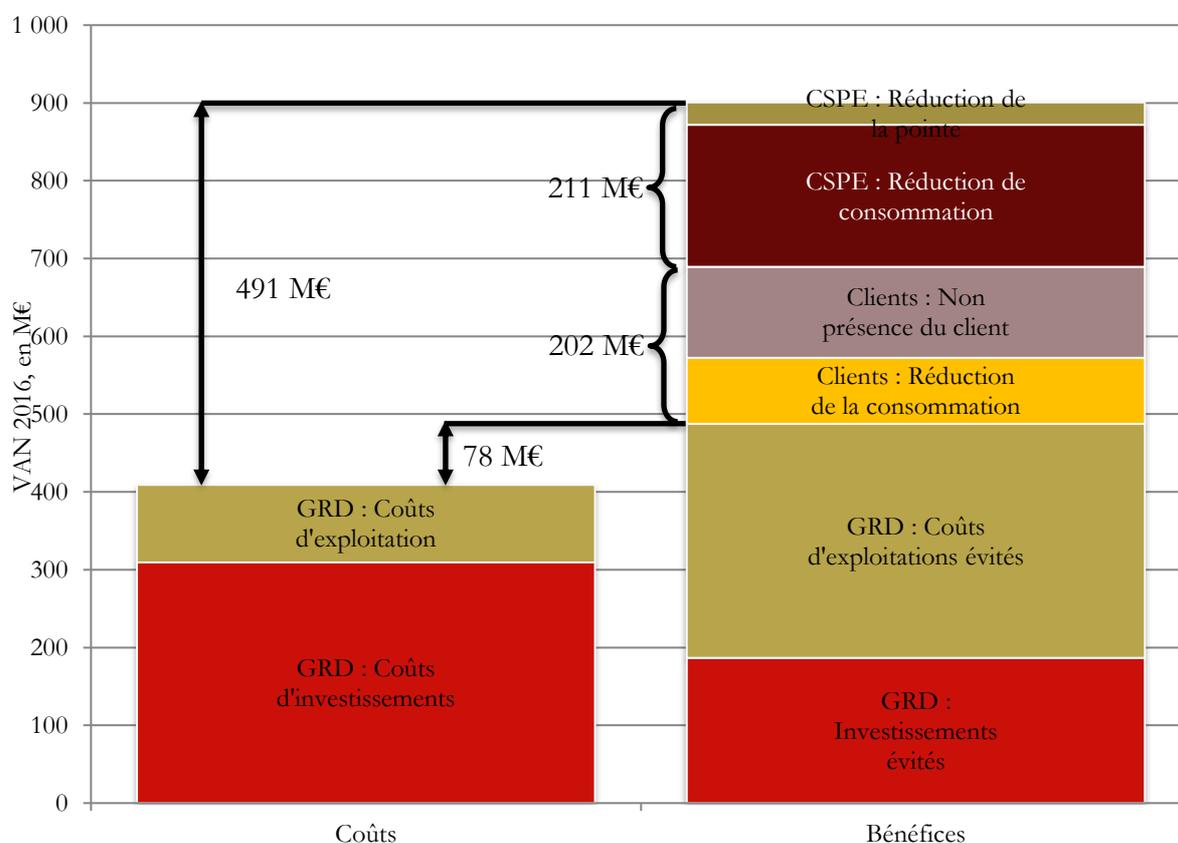


2. Synthèse des résultats de l'étude

Le déploiement généralisé d'un système de comptage évolué pour l'électricité dans les 5 territoires ciblés par EDF SEI présente un intérêt économique à long terme avec une VAN totale du projet positive de plus de 490 M€ dans notre scénario de référence :

- À l'échelle de l'activité distribution et fourniture d'EDF SEI uniquement, le projet est déjà viable économiquement puisque la VAN atteint 78 M€.
- Les clients d'EDF SEI d'une part et l'ensemble des clients en métropole via la CSPE d'autre part sont les grands bénéficiaires du projet avec des VAN respectives de 202 M€ et 211 M€.

Figure 1. Coûts et bénéfices pour l'ensemble des acteurs



Pour l'activité de distribution et fourniture d'EDF SEI, le projet génère des investissements importants qui sont plus que compensés sur le long terme par les gains sur les coûts d'exploitation :

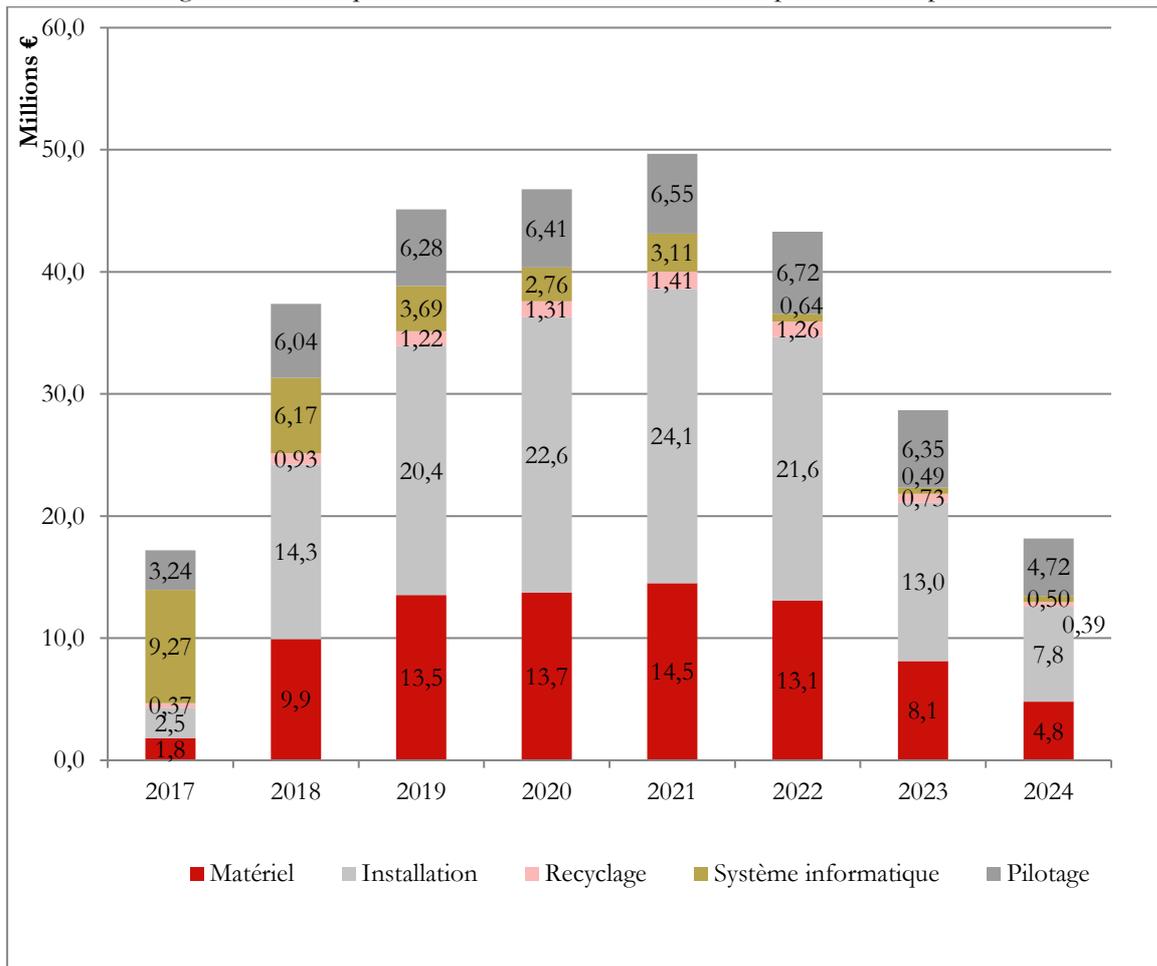


- Les besoins en investissement sont assez fortement compensés à court terme par le renouvellement du parc de CEM lié à l'arrêté métrologie¹ dans le scénario BAU (scénario « business as usual », c'est-à-dire sans projet de comptage évolué) mais restent fortement déficitaire avec un besoin d'investissement supplémentaire de 123 M€ en VAN sur la période.
- Les coûts d'exploitation sont plus élevés à court terme à cause de coûts informatique et télécoms importants mais les réductions de coûts d'exploitation prenant de plus en plus d'importance au fur et à mesure du déploiement, la résultante est positive dès 2021 et permet de dégager sur l'ensemble de la période une VAN de 201 M€. Les trois postes participant le plus à la réduction des coûts d'exploitation sont la suppression d'une partie des relèves périodiques (VAN de 98 M€), la suppression d'une partie des petites interventions (VAN de 99 M€) et la diminution des pertes non techniques (VAN de 84 M€).

¹ L'Arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active stipule que tout distributeur doit mener des tests de la qualité de la métrologie par lot. Les compteurs ne respectant pas les critères de qualité définis devront être remplacés.



Figure 2. Chronique d'investissements en M€ courant pendant le déploiement massif

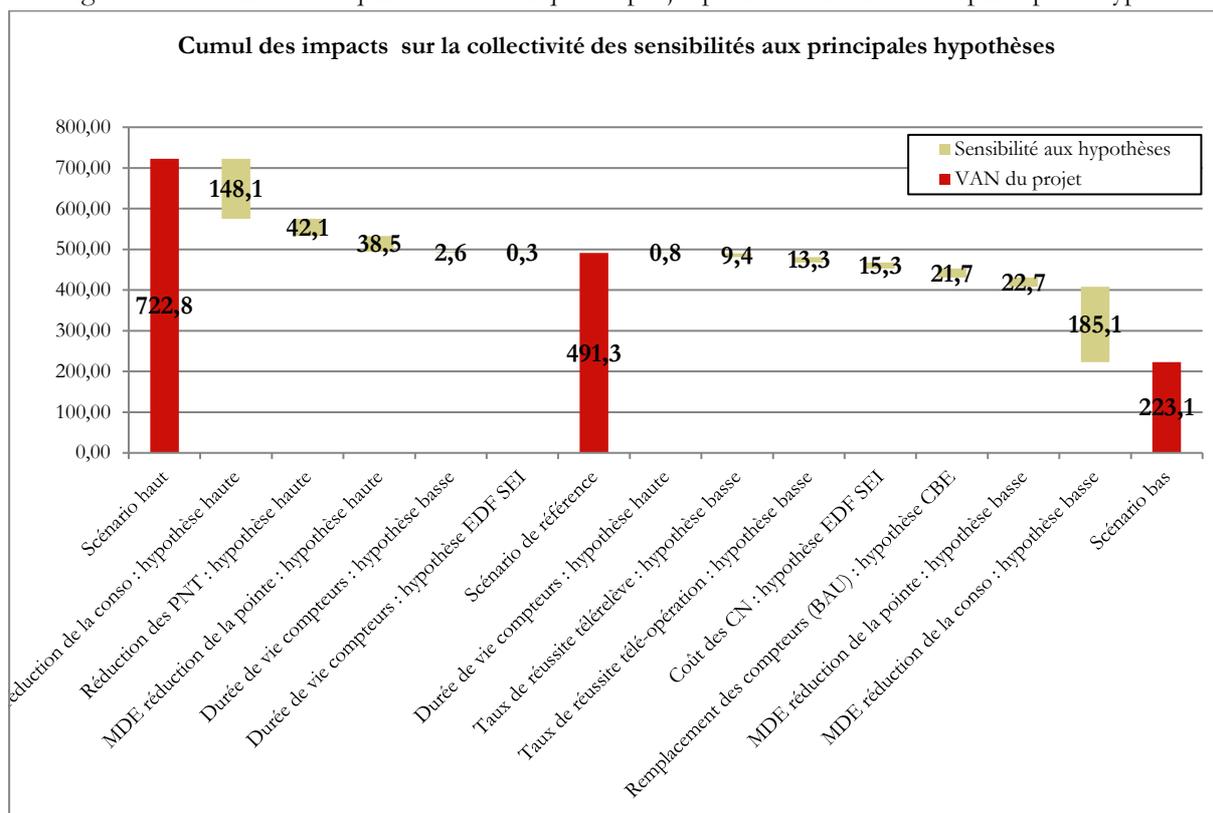


L'analyse de la sensibilité de l'équilibre économique du projet aux hypothèses clés montre que dans tous les cas, le projet reste intéressant financièrement à la fois à l'échelle d'EDF SEI comme au global :

- À l'échelle de l'activité distribution et fourniture d'EDF SEI, l'hypothèse testée la plus sensible est le gain sur les pertes non techniques (PNT) puisqu'une réduction de 30 % des PNT au lieu de 20 % augmente les gains opérationnels de 42 M€ en VAN. Les deux autres hypothèses importantes portent sur le prix d'achat des compteurs dans le cadre du projet de comptage évolué et dans le cas du scénario BAU puisqu'entre le cas le plus et le moins favorable, la VAN diffère de 37 M€.
- Globalement, l'hypothèse la plus sensible est sans surprise celle sur les gains de MDE puisque dans le scénario optimiste où les gains sont de 2,3 % en énergie, la VAN du projet est supérieure de 148 M€ par rapport au scénario de référence.



Figure 3. Sensibilité de l'équilibre économique du projet pour la collectivité aux principales hypothèses



Ce plan d'affaires a été réalisé à partir des données et informations fournies par EDF SEI, que nous avons ajustées dans certains cas. Nous avons également complété ces hypothèses autant que nécessaire, notamment pour traiter les gains sur l'ensemble de la chaîne électrique.

Les principales hypothèses du plan d'affaires sont les suivantes :

- **Durée de vie des compteurs numériques :** EDF SEI fait l'hypothèse que les compteurs numériques auront une durée de vie très réduite, entre 7 et 14 ans selon les territoires. Nous avons interrogé les fournisseurs de compteurs numériques d'Enedis et leurs réponses nous conduisent à considérer dans notre scénario de référence des durées de vie plus importantes, entre 13 et 17 ans, tout en restant conservateur.
- **Structure du parc existant et durée de vie des compteurs CBE :** EDF SEI considère que les CBE ont une durée de vie de 30 ans et n'ont pas de défaillance alors même que les hypothèses de durée de vie des compteurs numériques ont été fixées sur la base d'une étude de fiabilité des compteurs CBE concluant à une durée de vie comprise entre 10 et 15 ans en Martinique. Les données de parc de compteurs par âge qu'EDF SEI nous a fournies n'étant pas cohérentes avec la durée de vie supposée des compteurs, nous avons modifié cette hypothèse, ce qui influe sur les trajectoires de pose massive et diffuse, tout en



maintenant l'objectif d'EDF SEI de taux de pénétration moyen du compteur numérique de 92 % à fin 2024.

- Performances du système de comptage évolué : EDF SEI considère des taux de performance des compteurs numériques pour la télérelève et pour les télé-opérations de 80 %. Ces taux sont très faibles, non représentatifs d'un projet industriel performant, et ne sont pas en ligne avec les performances actuelles du système Linky en métropole, qui est pourtant largement basé sur la technologie CPL G1 qui est moins robuste que la technologie CPL G3 qui sera déployée par EDF SEI, ni en ligne avec les performances de systèmes CPL en place depuis de très nombreuses années comme en Scandinavie. Dans notre scénario de référence, nous considérons donc des taux de performance en ligne avec les taux de performance du système Linky actuel, soit 94 % pour les télé-opérations effectuées le jour J et 99 % pour le taux de télérelève d'au moins un index par an.
- Prix des compteurs numériques : EDF SEI s'est basé sur les prix des compteurs Linky G3 qu'a obtenu Enedis lors de son dernier appel d'offres, EDF SEI pouvant bénéficier de ces prix et conditions commerciales associées à travers la clause de stipulation pour autrui de ces contrats. [CONFIDENTIEL], nous retenons dans notre scénario de référence un prix d'achat égal à la moyenne des prix issus de ces contrats liants Enedis et ses fournisseurs plus un surcoût [CONFIDENTIEL] pour la période couverte par ces contrats (2017-2018), plus un surcoût couvrant les petites modifications du compteur requises par EDF SEI (pas de couleur verte, pas de marquage Linky, codet spécifique, clés de sécurité spécifiques) que nous avons estimé de manière conservatrice à [CONFIDENTIEL] par compteur en interrogeant les fournisseurs. Nos hypothèses finales de coût d'achat des compteurs restent finalement assez proches de celles d'EDF pour les années 2017 et 2018, à [CONFIDENTIEL] par compteur monophasé en 2018 au lieu de [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] par compteur triphasé en 2018 au lieu de [CONFIDENTIEL]. A partir de 2019, nous considérons un prix d'achat qui baisse pour rejoindre les valeurs indiquées dans la régulation incitative d'Enedis sur le prix des compteurs, EDF SEI pouvant se joindre au(x) futur(s) appels d'offres qu'ENEDIS va lancer pour les quantités à livrer en 2019 et au-delà.
- Prix des concentrateurs : EDF SEI a pris l'hypothèse d'un coût des concentrateurs de [CONFIDENTIEL] mais notre analyse des contrats liant Enedis à ses fournisseurs montre que le prix moyen s'établit à [CONFIDENTIEL], que nous retenons comme hypothèse pour ce plan d'affaires.
- Coûts de pilotage du déploiement : EDF SEI considère des coûts de pilotage interne et externe de 43 M€ sur la période de déploiement mais conserve une partie de ces coûts après le déploiement, les jugeant récurrents. Malgré des coûts très élevés par rapport à nos éléments de benchmark, nous avons conservé les estimations d'EDF SEI sur la période de déploiement pour tenir compte des spécificités de l'environnement d'EDF SEI, mais ne considérons pas de coûts récurrents à partir de 2025. Cependant, lorsque les compteurs



posés massivement arriveront en fin de vie, il faudra les remplacer de manière massive également et nous réintégrons donc des coûts de pilotage proportionnellement au nombre de compteurs à remplacer en massif.

- Réduction des pertes non techniques : EDF SEI a identifié un gain potentiel sur les pertes non techniques de 20 % ce qui, en prenant en compte la part des pertes non techniques dans les pertes totales, est justifié et cohérent avec les hypothèses du plan d'affaires du projet Linky retenues par la CRE.
- Gain de MDE : EDF SEI n'a pris aucune hypothèse de maîtrise de la demande en énergie induite par le projet de comptage évolué. Dans notre scénario de référence nous retenons une baisse de la demande en énergie de 1,5 % et une baisse de la pointe de 1,8 % en moyenne sur les 5 territoires, en cohérence avec une étude récente de l'impact des compteurs évolués sur la consommation menée au Royaume Uni et avec les hypothèses du plan d'affaires du projet Linky en métropole dans son scénario conservateur. Cette baisse de la demande en énergie a pour impact de faire baisser la facture des clients d'EDF SEI mais aussi de faire baisser la CSPE, mécanisme utilisé pour compenser les coûts de production importants de l'électricité dans ces territoires.



3. Méthode générale et construction des hypothèses du plan d'affaires

Le plan d'affaires que nous avons élaboré vise à estimer les coûts et les gains sur l'ensemble de la chaîne électrique découlant de la réalisation du projet de déploiement de compteurs évolués dans 5 territoires d'EDF SEI (Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Réunion).

Le plan d'affaires est développé dans le cadre d'un « scénario de référence » qui intègre l'ensemble des hypothèses que nous jugeons les plus proches de la réalité et les plus probables, en considérant des coûts correspondant à ceux d'un gestionnaire de réseaux efficace dans le contexte très spécifique d'EDF SEI.

La comparaison des coûts entre le scénario de référence et un scénario appelé *Business as Usual* (BAU), correspondant à la poursuite de l'activité d'EDF SEI sans mise en œuvre du projet de comptage évolué, permet de mettre en évidence les coûts supplémentaires induits par le déploiement du comptage évolué ainsi que les gains générés par des réductions de coûts d'exploitation et des investissements évités.

Le plan d'affaires présente les coûts et les gains des différents acteurs de la chaîne électrique, ainsi que l'équilibre économique global du projet à travers une Valeur Actualisée Nette du projet calculée sur l'ensemble de la chaîne électrique et de la durée de modélisation (20 ans), en prenant en compte une valeur terminale égale à la valeur comptable nette de l'actif en fin de période de modélisation.

Ce plan d'affaires a été réalisé à partir des données et informations fournies par EDF SEI, que nous avons ajustées dans certains cas. Nous avons également complété ces hypothèses autant que nécessaire, notamment pour traiter les gains sur l'ensemble de la chaîne électrique.

Certaines de ces hypothèses ayant un degré d'incertitude important et pouvant jouer sensiblement sur l'équilibre économique du projet, nous avons réalisé des analyses de sensibilité de la VAN du projet à ces hypothèses afin d'apprécier le risque économique induit par cette incertitude.

Il existe des précautions à prendre relatives à l'utilisation des résultats de cette étude pour le calcul de la rémunération d'EDF SEI par rapport à un niveau de rémunération sans projet de comptage évolué. Pour obtenir les charges complètes d'EDF SEI à partir d'une évolution tendancielle sur le comptage, il est nécessaire d'ajouter les coûts nets présentés dans cette étude, y ajouter les coûts échoués relatifs à la préparation du projet (jusqu'en 2016) et ajouter les coûts d'investissements liés à l'arrêt métrologie (qui ne sont pas pris en compte dans une évolution tendancielle mais sont considérés dans cette étude comme des coûts évités).



4. Hypothèses du plan d'affaires

4.1. Hypothèses générales

4.1.1. Périmètre

4.1.1.1. Durée de modélisation du plan d'affaires

Durée de modélisation du plan d'affaires
Cette hypothèse définit la durée de modélisation des cash-flows (coûts et bénéfices) dans le plan d'affaires.
Hypothèses d'EDF SEI
EDF SEI fournit ses trajectoires de coûts du projet jusqu'en 2050 mais n'a pas à proprement parler défini de durée du plan d'affaires pour l'étude coût bénéfice.
Analyse
Généralement, le plan d'affaires est calé sur la durée de vie de l'équipement principal, ici le compteur numérique, à partir du début ou de la fin du déploiement. Dans le cadre de cette étude, la durée de vie des compteurs est variable selon les territoires, avec dans notre scénario de référence une durée de vie maximale de 17 ans en Corse. Sur cette base, nous préconisons de retenir une durée du plan d'affaires égale à la durée de vie du compteur en métropole, soit 20 ans, appliquée à partir du début du déploiement industriel, soit 2018. Il convient également de tenir compte des coûts de l'année 2017, qui marque le démarrage effectif du déploiement.
Hypothèse retenue
L'analyse coûts-bénéfices est donc réalisée sur la période 2017 – 2038.

4.1.1.2. Parc actuel de compteurs

4.1.1.2.1. Structure du parc

Nombre de compteurs par âge et par type de compteurs
Ce jeu d'hypothèses décrit le parc de compteurs à fin 2016 par type et par âge ou par année d'installation. Ces données et hypothèses sont nécessaires à la fois au calcul des investissements et au calcul des investissements évités par le fait que le remplacement d'un compteur existant par un compteur numérique permet d'éviter le remplacement de ce même compteur lorsqu'il arriverait en fin de vie dans le scénario BAU.
Hypothèses EDF SEI
EDF SEI nous a fourni certaines hypothèses permettant d'estimer l'état du parc au 1 ^{er} janvier 2017 (EDF SEI nous a indiqué ne pas disposer dans son système d'information de la structure



précise de son parc de compteurs par âge et par type). Ces hypothèses donnent la répartition et l'âge moyen des compteurs suivants :

Territoire	Nombre de CEM	Âge moyen CEM	Nombre de CBE	Âge moyen CBE	Part de triphasés
Corse	115 422	26,5	152 578	10,5	17 %
Martinique	87 362	26,3	115 484	10,5	6 %
Guyane	29 794	26,4	39 385	10,5	7 %
Guadeloupe	95 792	26,2	126 629	10,5	6 %
Réunion	171 630	26,5	226 879	10,5	5,7 %
Total SEI	500 000	26,4	660 955	10,5	8,5 %

Note : La part de compteurs triphasés est supposée la même quel que soit le type ou l'âge des compteurs.

Analyse

Le nombre total de compteurs de chaque type et l'âge des compteurs CEM est cohérent avec l'installation de CBE à partir du milieu des années 90. EDF SEI indique qu'il reste 500 000 CEM dans le parc qui sont amenés à disparaître totalement du parc dans les quelques prochaines années et 660 955 CBE.

En revanche, la reconstitution du parc en fonction de l'âge des compteurs CBE pose problème. En effet, dans la trajectoire de coûts fournie par EDF SEI, les compteurs CBE sont considérés comme n'ayant pas de défaillance et ayant une durée de vie de 30 ans quel que soit le territoire. Cette hypothèse est en contradiction avec les hypothèses retenues par EDF SEI sur la durée de vie des compteurs numériques, basées sur une étude sur la fiabilité des compteurs CBE qui conclut à une durée de vie en Martinique comprise entre 10 et 15 ans et à un taux de défaillance de l'ordre de 3 % sur la période 1997 – 2011 (en tenant compte des défauts génériques). Bien que nos hypothèses de durée de vie des compteurs numériques (et des CBE) soient plus importantes que celles d'EDF SEI, elles restent inférieures ou égales à 17 ans or la structure telle qu'annoncée par EDF SEI indique que près du quart des compteurs CBE aurait un âge supérieur à cette durée de vie dans le parc à fin 2016.

Il convient donc de recréer la structure par âge du parc des CBE en tenant compte de nos hypothèses de durée de vie des compteurs, des taux de défaillance et de la croissance du parc, décrits plus loin dans ce rapport.

Hypothèses retenues

Nous retenons le nombre total de CEM et CBE indiqués par EDF SEI ainsi que la part de compteurs triphasés dans chaque territoire mais remodelisons la répartition par âge pour tenir compte des durées de vie et taux de défaillance supposés.

Avec cette modélisation, l'âge moyen du parc de CBE à fin 2016 est légèrement inférieur à la moitié de la durée de vie des compteurs dans ces territoires.

4.1.1.2.2. Part d'embrochables

Part de compteurs embrochables dans le parc de compteurs par territoire

Cette hypothèse précise le pourcentage de compteurs embrochables dans le parc actuel. Un compteur dit « embrochable » (ou « américain » ou encore ECEBI) est un compteur conçu pour être posé à l'extérieur, en hauteur, sur un mur ou un poteau, sans protection par un coffret. Son remplacement demande la plupart du temps une intervention en hauteur et nécessite 2 intervenants d'où un coût supérieur de son remplacement par un compteur numérique par rapport à un compteur normal.

Hypothèses EDF SEI

Les estimations d'EDF SEI sont issues de leur base de données, affinée par des audits terrains dans chaque territoire et à dire d'experts. EDF SEI indique qu'une incertitude perdure sur ces estimations, qui seront amenées à évoluer suite au retour d'expérience des premières années de déploiement.

	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Part d'embrochables sur le parc	0 %	14 %	3 %	13 %	7 %

Analyse

Ces valeurs ne correspondent pas exactement aux valeurs précisées dans le rapport d'audit pour la Guyane qui indiquait 4 % d'embrochables. EDF SEI nous indique que ces hypothèses ont été ajustées à la marge à dire d'expert et *a posteriori*.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses d'EDF SEI présentées ci-dessus.

4.1.1.2.3. Part de GRIP

Part de cas de GRIP dans le parc actuel

Cette hypothèse précise la part des compteurs dans le parc actuel, autres que les compteurs embrochables, dont le remplacement par un compteur numérique est complexifié (tableau de comptage à changer, coffret à remplacer, risques de présence d'amiante, accessibilité au compteur non conforme ou dangereuse, etc.). Ces cas nécessitent un temps d'intervention plus long et des coûts de matériel supplémentaire (cf. partie coût).

Hypothèses d'EDF SEI



Les estimations d'EDF SEI sont issues de leur base de données, affinée par des audits terrains dans chaque territoire et à dire d'experts. EDF SEI indique qu'une incertitude perdure sur ces estimations qui seront amenées à évoluer suite au retour d'expérience des premières années de déploiement.

	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Tableau à changer	3 %	5 %	2 %	6 %	5 %
Coffret à remplacer	1 %	2 %	5 %	3 %	2 %
Autres cas	3 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Part de cas de GRIP dans le parc	7 %	8 %	8 %	10 %	8 %

Analyse

Ces valeurs ne correspondent pas exactement aux valeurs précisées dans le rapport d'audit qui indiquait un taux de 7 % de tableaux à changer en Guadeloupe au lieu de 6 %, et une somme des cas de GRIP et colonnes montantes de 16 % en Corse au lieu de 14 %, 16 % en Guadeloupe au lieu de 12 %, 11 % en Martinique au lieu de 9 % et 13 % à la Réunion au lieu de 11 %. EDF SEI nous indique que ces hypothèses ont été ajustées à la marge à dire d'expert et *a posteriori*

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses d'EDF SEI présentées ci-dessus.

4.1.1.2.4. Part de compteurs sur colonne montante nécessitant une consignation intégrale

Part de compteurs dans le parc actuel sur colonne montante nécessitant une consignation intégrale

Cette hypothèse précise la part de compteurs, dans le parc actuel, sur colonnes montantes n'offrant pas des conditions de mise hors tension individuelle satisfaisantes pour changer le compteur. Dans ces cas, la colonne devra être mise hors tension dans son intégralité avant intervention pour changer le compteur. Ces cas nécessitent un temps d'intervention plus long et des coûts de matériel supplémentaire (cf. partie coût).

Hypothèses d'EDF SEI

Les estimations d'EDF SEI sont issues de leur base de données, affinée par des audits terrains dans chaque territoire et à dire d'experts. EDF SEI indique qu'une incertitude perdure sur ces estimations qui seront amenées à évoluer suite au retour d'expérience des premières années de déploiement.

	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
--	-------	------------	--------	------------	---------



Part de compteurs sur colonne montante	7 %	1 %	1 %	2 %	3 %
Analyse					
Ces valeurs ne correspondent pas exactement aux valeurs précisées dans le rapport d'audit qui indique une somme des cas de GRIP et colonnes montantes de 16 % en Corse au lieu de 14 %, 16 % en Guadeloupe au lieu de 12 %, 11 % en Martinique au lieu de 9 % et 13 % à la Réunion au lieu de 11 %. EDF SEI nous indique que ces hypothèses ont été ajustées à la marge à dire d'expert et <i>a posteriori</i> .					
Hypothèse retenue					
Nous retenons les hypothèses d'EDF SEI présentées ci-dessus.					

4.1.1.3. Trajectoire de pose de compteurs

4.1.1.3.1. Trajectoire de pose de compteurs dans le cas où le projet de comptage évolué n'aurait pas lieu (scénario BAU)

Trajectoire de remplacement des compteurs dans le scénario BAU suite à l'arrêté métrologie

Il s'agit de la trajectoire de remplacement des compteurs CEM et CBE par année et par territoire en raison de leur non-conformité avec l'arrêté métrologie, c'est-à-dire hors fin de vie, défaillance ou, installation de compteurs pour de nouveaux accès au réseau. Cette trajectoire est utilisée pour calculer les investissements évités dans le projet.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI fait l'hypothèse de remplacer tous les CEM en 5 ans car il est considéré qu'une grande partie de ces compteurs sont non conformes à l'arrêté métrologie. EDF SEI remplace également environ 10 % des CBE dans le parc à fin 2016. Les tableaux ci-dessous récapitulent les hypothèses prises par EDF SEI de remplacement des compteurs par type de compteur dans le scénario BAU. Au-delà de 2022, EDF SEI n'a pas d'hypothèse actualisée.

Compteurs CEM	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Corse	25 000	30 000	25 000	25 000	23 000	128 000
Martinique	10 000	15 000	26 000	25 000	20 000	96 000
Guyane	2 000	4 000	9 000	9 000	5 000	29 000
Guadeloupe	10 000	18 000	40 000	30 000	23 000	121 000
Réunion	24 000	30 000	45 000	45 000	30 000	174 000
Total SEI	71 000	97 000	145 000	134 000	101 000	548 000



Compteurs CBE	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Corse	1 000	2 000	2 000	2 000	1 000	8 000
Martinique	2 500	3 500	4 000	4 000	3 000	17 000
Guyane	150					150
Guadeloupe	1 000	2 000	2 000	2 000	1 000	8 000
Réunion	1 500	2 000	2 000	1 500	1 500	8 500
Total SEI	6 150	9 500	10 000	9 500	6 500	41 650

Analyse

EDF SEI explique que pour vérifier si un CEM est conforme à l'arrêté métrologie, il est obligatoire de le déposer. Étant donné qu'une grande partie de ces compteurs ne sont pas conformes, nous sommes d'accord avec l'hypothèse de remplacer l'ensemble des CEM dans le parc.

Cependant, les hypothèses détaillées précédemment font état de 500 000 CEM dans le parc à fin 2016, il est donc nécessaire de tronquer la trajectoire de remplacement de CEM pour coller à cette hypothèse de nombre de CEM dans le parc.

Nous avons demandé des précisions sur la trajectoire de remplacement des CBE mais n'avons pas eu d'information plus précise que l'hypothèse sous-jacente de 10 % des CBE à remplacer pour non-conformité avec l'arrêté métrologie. Nous notons que la trajectoire de remplacement est plus faible que cette hypothèse sous-jacente. Cependant, avec les hypothèses retenues de durée de vie et de structure du parc, de nombreux compteurs CBE seront remplacés car défectueux ou en fin de vie sur la période. Nous considérons donc que certains compteurs qui auraient dû être remplacés dans le cadre de cet arrêté métrologie sont remplacés pour ces autres raisons.

Hypothèse retenue

Compteurs CEM	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Corse	25 000	30 000	25 000	25 000	10 422	115 422
Martinique	10 000	15 000	26 000	25 000	11 362	87 362
Guyane	2 000	4 000	9 000	9 000	5 794	29 794
Guadeloupe	10 000	18 000	30 000	30 000	7 792	95 792
Réunion	24 000	30 000	45 000	45 000	27 630	171 630
Total SEI	71 000	97 000	135 000	134 000	63 000	500 000

Compteurs CBE	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Corse	1 000	2 000	2 000	2 000	1 000	8 000
Martinique	2 500	3 500	4 000	4 000	3 000	17 000
Guyane	150					150
Guadeloupe	1 000	2 000	2 000	2 000	1 000	8 000



Réunion	1 500	2 000	2 000	1 500	1 500	8 500
Total SEI	6 150	9 500	10 000	9 500	6 500	41 650



Trajectoire de pose des compteurs dans le scénario BAU hors pose due à l'arrêt métrologie

Il s'agit de la trajectoire de remplacement des compteurs CEM et CBE par année et par territoire en raison d'une défaillance, d'une arrivée en fin de vie ou d'une nouvelle installation de compteurs pour un nouvel accès au réseau.

Cette trajectoire est utilisée pour calculer les investissements évités dans le projet.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI ne nous a pas fourni d'hypothèse sur cette trajectoire.

Analyse

Cette trajectoire découle directement des hypothèses prises sur le parc à fin 2016 et sur celles de défaillance et de durée de vie des compteurs. Nous notons que les compteurs ayant remplacés les CEM à cause de l'arrêt métrologie gonflent cette trajectoire au moment où ils arrivent en fin de vie.

Hypothèse retenue

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Corse	12 499	12 694	13 069	13 330	13 532	13 767	13 904	14 028	14 206	14 392	14 581	14 788	15 009	15 236	15 466	15 727	17 551	17 923	41 840	48 285	44 431	44 974
Martinique	9 750	9 854	10 009	10 130	10 351	10 528	10 592	10 621	10 717	10 837	10 979	11 153	11 349	11 566	12 490	12 698	22 161	27 740	37 650	37 314	24 706	13 833
Guyane	5 580	5 805	6 028	6 243	6 569	6 891	7 184	7 396	7 646	7 926	8 250	8 616	9 757	10 245	12 860	15 709	20 103	20 927	18 285	13 491	13 907	14 385
Guadeloupe	10 691	10 805	10 970	11 133	11 397	11 621	11 632	11 682	11 792	11 922	12 078	12 272	12 493	12 730	13 745	13 973	23 501	31 647	42 489	43 062	22 968	15 166
Réunion	22 790	23 294	24 016	24 674	25 465	26 212	26 801	27 202	27 752	28 355	29 027	29 664	30 415	31 200	35 115	36 104	58 727	66 135	80 378	81 607	66 362	41 792
Total SEI	61 311	62 452	64 093	65 510	67 314	69 019	70 113	70 930	72 113	73 432	74 915	76 492	79 023	80 977	89 677	94 211	142 042	164 372	220 641	223 759	172 372	130 150



4.1.1.3.2. Trajectoires de pose de compteurs dans le cas où le projet de comptage évolué a lieu

Nombre de compteurs numériques posés lors du déploiement massif

EDF SEI a prévu de déployer les compteurs numériques à travers 2 processus distincts :

- La majorité des compteurs numériques seront déployés dans le cadre d'un déploiement massif, qui correspond au déploiement planifié et systématique par zone de compteurs numériques en remplacement des compteurs existants et fonctionnels. La pose massive est réalisée en grande majorité en externe, comme explicité dans le tableau ci-dessous.
- Les compteurs numériques posés en remplacement de compteurs existants défectueux et dans le cadre de nouveaux branchements sont installés dans le cadre d'un processus de pose diffuse, réalisée en interne.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Taux de pose externe de la pose massive	[CONFIDENTIEL]				

Les hypothèses présentées ici concernent les trajectoires de pose des compteurs numériques lors du déploiement massif (dite également pose massive).

Hypothèses d'EDF SEI

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Corse	1 000	12 000	32 000	43 000	44 000	44 000	39 000	8 000	223 000
Martinique	3 000	21 000	29 000	30 000	31 000	34 000	15 000	10 000	173 000
Guyane	1 000	6 000	12 000	12 000	13 000	10 000	2 000	1 000	57 000
Guadeloupe	6 000	30 000	32 000	31 000	32 000	33 000	28 000	24 500	216 500
Réunion	6 000	43 000	71 000	71 000	75 000	60 000	35 500	0	361 500
Total SEI	17 000	112 000	176 000	187 000	195 000	181 000	119 500	43 500	1 031 000

Analyse

EDF SEI explique ce déploiement étalé sur environ 7 ans à cause d'un tissu de prestataires de pose dans les territoires ne pouvant pas absorber de montée en charge plus rapide. Sur la base de la durée du déploiement massif du projet Linky en métropole (environ 6 ans) et de projets comparables dans le reste de l'Europe, la durée du déploiement d'EDF SEI nous paraît raisonnable.

Nous remarquons cependant que cette trajectoire de pose massive sommée à la trajectoire de pose diffuse que nous proposons plus loin dans cette section aboutirait dans certains territoires à un nombre de compteurs remplacés plus élevé que le nombre de compteurs dans le parc. Cela est dû au fait qu'EDF SEI a construit ses trajectoires de pose en compteurs numériques sur la période 2017-2024 sans prendre en compte de défaillance des compteurs CBE ou de remplacement de compteurs CBE en fin de vie à cet horizon temporel, ce qui n'est pas conforme à la réalité.



Nous proposons donc de ne pas retenir en l'état les trajectoires d'EDF SEI ci-dessus mais de les ajuster. L'hypothèse que nous prenons (issue des documents d'EDF SEI) est d'atteindre en fin de déploiement massif, suite à la pose massive et diffuse, un taux moyen de compteur numérique dans le parc de 92 % sur l'ensemble des territoires d'EDF SEI avec des disparités selon les territoires explicités dans le tableau ci-dessous :

	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Part de compteurs numériques dans le parc à fin 2024	88 %	91 %	87 %	100 %	93 %

Les trajectoires de pose massive ainsi ajustées maintiennent un nombre de compteurs posés en massif les premières années et un nombre de compteur maximal posé par année inférieurs ou égaux aux valeurs correspondantes dans les trajectoires indiquées par EDF SEI. Elles respectent donc le rythme maximal contraint par le tissu industriel dans les territoires.

Hypothèse retenue

Les trajectoires de pose massive découlant de nos analyses ci-dessus (taux de déploiement de 92% atteint fin 2024 par pose massive et diffuse), pour la période de déploiement dans le scénario de référence sont précisées dans le tableau ci-dessous :

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Corse	1 000	10 307	30 000	34 487	39 636	39 354	29 863	5 263	189 909
Martinique	3 000	19 455	25 501	26 000	27 202	29 753	7 440	7 646	145 998
Guyane	1 000	5 416	10 632	10 396	11 694	8 578	0	0	47 715
Guadeloupe	6 000	28 306	25 518	30 000	30 000	23 482	19 265	22 328	184 899
Réunion	6 000	40 099	59 503	64 384	68 962	53 927	25 084	0	317 959
Total SEI	17 000	103 582	151 154	165 266	177 494	155 095	81 653	35 236	886 481

Cette pose massive est répartie entre remplacement des compteurs CEM et remplacement des compteurs CBE. La réalisation du projet de comptage évolué ne devant pas passer outre l'arrêté métrologie, les compteurs CEM seront remplacés en priorité à un rythme compatible à la fois avec la trajectoire de pose massive et avec la trajectoire de remplacement des CEM pour l'arrêté métrologie. Ainsi, dans tous les cas, il n'y aura plus de compteurs CEM dans le parc à fin 2022.

Après 2024, lorsque les compteurs numériques posés en pose massive arriveront en fin de vie, nous considérons que leur remplacement sera réalisé à nouveau à travers une pose massive, du fait du volume important de compteurs à remplacer dans le même temps que le déploiement initial.

Nombre de compteurs numériques posés lors de la pose diffuse

Les hypothèses présentées ici concernent les trajectoires de pose des compteurs numériques en mode diffus (pose diffuse). Comme indiqué précédemment les compteurs numériques sont



posés en mode diffus dans le cas de nouveaux branchements ou en remplacement d'un compteur défaillant ou non compatible avec le nouveau tarif demandé par un client. La pose diffuse n'est donc pas limitée dans le temps.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI nous a fourni une trajectoire de pose diffuse ne prenant pas en compte de défaillance et avec une hypothèse de durée de vie des compteurs CBE de 30 ans.

EDF SEI nous a fourni ses hypothèses de croissance du parc par territoire, présentées dans le tableau ci-dessous :

	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Croissance du nombre de compteurs bleus	1,5 %	1,0 %	3,7 %	1,0 %	2,1 %

La trajectoire de pose diffuse en découlant est la suivante :

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Corse	816	3 320	9 137	8 805	8 304	7 769	7 053	6 780	51 984
Martinique	410	4 223	5 091	4 815	4 517	4 352	4 086	4 190	31 684
Guyane	531	3 193	4 036	4 014	3 992	3 939	4 001	5 723	29 429
Guadeloupe	449	1 841	5 242	4 981	4 721	4 441	4 326	4 063	30 063
Réunion	1 709	7 010	16 047	15 315	14 555	13 706	12 876	12 783	94 000
Total SEI	3 915	19 587	39 553	37 929	36 089	34 208	32 342	33 538	237 160

Analyse

Les hypothèses de croissance du nombre de compteurs sont cohérentes avec les croissances passées et les projections démographiques dans les territoires, la croissance des ménages dans ces territoires étant supérieure à la croissance de la population.

	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Croissance annuelle moyenne du nombre de compteurs bleus (2014 – 2016)	1,4 %	1,3 %	2,7 %	1,3 %	2,0 %
Croissance annuelle moyenne de la population entre 2016 et 2038	0,4 %	0,1 %	2,9 %	0,0 %	0,8 %

La non prise en compte des taux de défaillance des compteurs existants pendant la durée du déploiement n'est pas conforme à la réalité du terrain. De même l'hypothèse d'une durée de vie de 30 ans sur les CBE n'est pas cohérente avec les hypothèses de durée de vie des compteurs numériques. De ce fait, il est nécessaire de compléter les hypothèses de nombre de compteurs numériques posés sur de nouveaux branchements, par l'estimation du nombre de



remplacements de compteurs CBE défaillants calculées à partir des taux de défaillance et de compteurs CBE en fin de vie calculées à partir des hypothèses de durée de vie définies plus bas.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses d'EDF SEI exposées ci-dessus pour la croissance du nombre de compteurs bleus mais adaptons la trajectoire de pose diffuse en prenant en compte les compteurs CBE défaillants ou arrivants en fin de vie. La trajectoire de pose diffuse par territoire durant la période de déploiement est indiquée dans le tableau suivant :

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Corse	2 509	10 157	12 976	13 427	13 211	12 604	11 918	9 679	86 482
Martinique	1 955	7 760	9 336	8 851	9 124	9 218	7 741	6 950	60 934
Guyane	1 115	4 598	5 832	5 734	6 006	6 159	6 185	6 349	41 978
Guadeloupe	2 143	8 380	9 582	9 286	9 609	9 917	8 632	6 734	64 284
Réunion	4 610	18 585	23 094	22 018	21 476	20 424	18 733	16 601	145 541
Total SEI	12 333	49 480	60 820	59 315	59 427	58 322	53 209	46 313	399 219

Part cible de compteurs numériques lors de la pose diffuse

Comme indiqué précédemment, les compteurs posés en diffus seront posés en interne par EDF SEI qui doit faire monter en compétence ses techniciens pour la pose de compteurs numériques. De ce fait, au tout début du déploiement, EDF SEI considère que les compteurs numériques ne représenteront qu'une part des compteurs posés en diffus, le solde étant constitué de CBE.

Les hypothèses présentées ici concernent la part cible de compteurs numériques lors de la pose diffuse, c'est-à-dire la proportion de compteurs numériques installés par année dans le cadre de la pose diffuse pour tenir compte de cette montée en compétence au sein de EDF SEI.

Hypothèses d'EDF SEI

	2017	2018	2019	2020+
Part cible de compteurs numériques dans la pose diffuse	20 %	80 %	100 %	100 %

Analyse

Les hypothèses précédentes nous semblent raisonnables et réalistes.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses d'EDF SEI exposées ci-dessus.

4.1.1.4. Parc actuel de postes MT/BT, évolution et pose de concentrateurs



Nombre de postes de transformation HTA/BT et évolution

Le nombre de postes de transformation HTA/BT sert à estimer le nombre de concentrateurs à déployer, les concentrateurs étant déployés dans ou, à défaut, à proximité de ces postes.

Hypothèses d'EDF SEI

Les systèmes d'information de SEI indiquent le nombre de postes à fin 2015 de manière fiable tandis que la croissance de ce nombre de postes est estimée. Ces deux données sont indiquées dans le tableau ci-dessous :

Postes HTA/BT	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion	Total
Nombre (fin 2015)	6 254	2 135	1 150	2 573	4 120	16 232
Croissance annuelle	2 %	0,3 %	1,5 %	0,3 %	2 %	

Analyse

Nous n'avons pas identifié d'éléments permettant de remettre en cause ces données et hypothèses.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses d'EDF SEI exposées ci-dessus.

Trajectoire de pose de concentrateurs

Il s'agit de la trajectoire de pose de concentrateurs dans les postes HTA/BT actuels et dans les nouveaux postes HTA/BT déployés sur les territoires chaque année.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI fait l'hypothèse d'un déploiement de concentrateur au même rythme que celui de la pose massive de compteurs. Cela implique que chaque année, la proportion de postes HTA/BT présents dans le parc à fin 2016 équipés d'un concentrateur est égal à la proportion de compteurs numériques installés en massif sur la trajectoire de pose massive totale, conduisant aux trajectoires de pose de concentrateurs suivantes :

Territoire	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Corse	29	358	979	1 359	1 444	1 501	1 395	409	7 474
Martinique	37	262	363	378	393	433	195	133	2 193
Guyane	21	127	259	267	297	238	64	42	1 315
Guadeloupe	72	360	386	376	391	405	347	306	2 643
Réunion	71	521	888	923	1 011	854	559	97	4 924
Total SEI	230	1 628	2 875	3 303	3 535	3 431	2 560	987	18 549

En 2024, 100 % des postes seront équipés de concentrateurs.

Analyse



Cette trajectoire se fait sur le même rythme que le développement de compteurs numériques ce qui permet d'avoir des valeurs proches de taux d'équipement en compteurs numériques et en concentrateurs.

Hypothèse retenue

Nous retenons l'hypothèse d'EDF SEI exposée ci-dessus en prenant en compte les hypothèses modifiées sur la pose massive de compteurs qui prend en compte les défaillances et fin de vie des compteurs. Les trajectoires modifiées sont présentées dans le tableau suivant :

Territoire	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Corse	29	358	979	1 359	1 444	1 501	1 395	409	7 474
Martinique	40	278	385	401	417	459	207	7	2 193
Guyane	21	127	259	267	297	238	64	42	1 315
Guadeloupe	72	360	386	376	391	405	347	306	2 643
Réunion	71	521	888	923	1 011	854	559	97	4 924
Total SEI	232	1 644	2 898	3 326	3 559	3 458	2 572	861	18 549

Trajectoire de remplacement des concentrateurs

Cette hypothèse précise la trajectoire de remplacement des concentrateurs défaillants ou arrivés en fin de vie.

Hypothèses d'EDF SEI

La trajectoire découle directement d'un taux de défaillance moyen sur dix ans (voir plus bas) indiqué par EDF SEI et d'un remplacement des concentrateurs ayant dépassés leur durée de vie.

Analyse

Cette hypothèse est cohérente et nous gardons cette hypothèse en appliquant le taux de défaillance et la durée de vie des concentrateurs retenus (cf. ci-dessous).

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses d'EDF SEI appliquées aux taux de défaillance et durée de vie des concentrateurs retenus.

4.1.2. Fiscalité et inflation

4.1.2.1. Taux d'actualisation par activité et par acteur

Taux d'actualisation par acteur et type d'activité

Il s'agit du taux d'actualisation des coûts et des gains de chaque acteur de la chaîne électrique et par activité pour EDF SEI (production, transport, distribution, fourniture), utilisé pour le calcul de la VAN du projet de comptage évolué d'EDF SEI.



Hypothèses d'EDF SEI				
EDF SEI ne précise pas d'hypothèse sur ces taux d'actualisation.				
Analyse				
Pour la partie distribution, production et fourniture d'EDF SEI, nous nous basons sur les rémunérations définies par la CRE. Pour les ménages, nous retenons le taux du livret A (considéré comme égal au taux d'inflation de long terme, de 1,71 % dans les prévisions d'inflation utilisées) majoré de 0,25 points de pourcentage.				
Hypothèse retenue				
	Producteur	GRD	Fournisseur	Ménage
Taux d'actualisation (nominal, avant IS)	11 %	5,7 %	9,5 %	1,96 %

4.1.2.2. Inflation et évolution des salaires

Évolution de l'inflation et des coûts des salaires				
Il s'agit des hypothèses de taux d'inflation annuels des prix des biens et des services, qui sont appliqués aux coûts et gains du plan d'affaires, ainsi des hypothèses d'évolution des salaires internes (EDF SEI) et externes.				
Hypothèses d'EDF SEI				
EDF SEI considère un taux constant de 2 % à la fois pour l'inflation et l'évolution du coût des salaires.				
Analyse				
Le taux d'inflation est basé sur celui de la métropole en raison d'un manque de données au niveau local dans chaque territoire. Cette hypothèse nous semble cohérente puisque l'essentiel des biens (et notamment les compteurs et les concentrateurs) sont importés de métropole. Ce taux de 2 % nous semble approprié et en accord avec les prévisions de l'OCDE mais uniquement pour une évolution à long terme. À court terme, de nombreux organismes financiers fournissent des prévisions que nous jugeons plus pertinentes. Les salaires augmentent tendanciellement davantage que l'inflation. Nous pensons qu'il est donc préférable de prendre une hypothèse d'augmentation des salaires plus importante que l'inflation. Les données dans les territoires n'étant pas disponibles, nous avons analysé l'évolution des salaires chargés en métropole par rapport à l'inflation. Il ressort de cette analyse qu'il faudrait prendre une hypothèse d'augmentation des salaires 50 % au-dessus de l'inflation.				



De plus, il est pertinent pour la CRE de retenir la même hypothèse d'inflation que dans d'autres analyses coûts bénéfiques de projets de comptage évolué réalisées récemment ou en cours de réalisation.

Hypothèse retenue

Pour l'inflation, nous retenons les prévisions du FMI transmises par la CRE². Pour l'évolution des salaires, nous retenons l'hypothèse d'une valeur 50 % au-dessus de l'inflation. Les valeurs correspondantes sont indiquées dans le tableau suivant :

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025+
Inflation	1,08 %	1,26 %	1,40 %	1,51 %	1,71 %	1,71 %	1,71 %	1,71 %	1,71 %
Coût des salaires	1,62 %	1,89 %	2,10 %	2,27 %	2,57 %	2,57 %	2,57 %	2,57 %	2,57 %

4.1.2.3. Octroi de Mer

Octroi de Mer

Il existe une taxe spécifique dans les territoires d'outre-mer : l'Octroi de Mer et l'Octroi de Mer Régional s'appliquant aux achats de biens hors Corse et métropole.

Hypothèses d'EDF SEI

	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Octroi de Mer	0 %	7 %	15 %	7 %	4 %
Octroi de Mer régional	0 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %

EDF SEI indique que l'Octroi de Mer et l'Octroi de Mer Régional qu'il paye lui est remboursé avec un retard pouvant aller jusqu'à un an. Cependant, dans cette étude EDF SEI considère qu'il peut prendre à son compte ce besoin de fond de roulement et qu'il n'impute donc pas de coût.

Analyse

Les taux proposés par EDF SEI sont les taux légaux en vigueur et il n'y a pas de projet de les modifier.

Nous prenons note des remarques d'EDF SEI sur les taxes d'Octroi de Mer et nous ne considérerons donc pas de coûts liés à celles-ci.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses d'EDF SEI exposées ci-dessus.

² International Monetary Fund, World Economic Outlook Database, April 2016, France, Inflation, average consumer prices.



4.1.3. Énergie

4.1.3.1. Consommation d'électricité dans le scénario BAU

Consommation actuelle d'électricité et évolutions prévisionnelles					
Cette hypothèse précise les volumes de consommation des clients avec un tarif bleu ≤ 36 kVA dans chacun des territoires à fin 2015 et la prévision de croissance annuelle moyenne de ces volumes.					
Hypothèses d'EDF SEI					
EDF SEI précise que ces données sont issues du bilan électrique de référence et des bilans prévisionnels par territoires.					
	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Consommation des sites bleus ≤ 36 kVA (GWh)	1 398	838	426	1 230	1 616
Croissance annuelle	1,6 %	0,7 %	3,2 %	1,2 %	1,8 %
Analyse					
EDF SEI précise que les valeurs de croissance annuelle sont issues des bilans prévisionnels des territoires pour l'année 2015. Ces valeurs diffèrent de celles publiées en 2016 qui nous semblent donc plus à jour. Nous retenons les valeurs de ces bilans prévisionnels publiés en 2016 en choisissant celles du scénario de référence.					
EDF SEI ne nous a pas fourni les données permettant de passer de la consommation totale par territoire à la consommation des sites bleus ≤ 36 kVA. Nous retenons donc les valeurs pour l'année 2015 fournies par EDF SEI pour le volume de consommation des sites bleus ≤ 36 kVA.					
Hypothèse retenue					
	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Consommation des sites bleus ≤ 36 kVA (GWh)	1 398	838	426	1 230	1 616
Croissance annuelle	1,6 %	1,4 %	3,0 %	1,1 %	1,7 %

4.1.3.2. Pointe électrique dans le scénario BAU

Pointe électrique et évolutions prévisionnelles	
Cette hypothèse précise les valeurs de pointe électrique imputable aux clients avec un tarif bleu ≤ 36 kVA dans chacun des territoires à fin 2015 et la prévision de croissance associée.	
Hypothèses d'EDF SEI	



EDF SEI ne nous a pas fourni d'hypothèse.

Analyse

Les seules données dont nous disposons sont les données relatives à la pointe totale dans chacun des territoires. Pour calculer la valeur de la pointe qui peut être déplacée dans le cadre d'actions de MDE, nous faisons l'hypothèse que seule la différence entre la pointe et la valeur moyenne de la puissance totale peut être effacée. De plus, nous considérons que cette différence entre la pointe totale et la consommation moyenne totale est répartie au prorata de la consommation totale des sites. Le tableau ci-dessous montre le détail des sous-jacents au calcul de la pointe effaçable des sites bleus ≤ 36 kVA :

	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Pointe totale (MW)	461	260	135	245	469
Puissance moyenne totale (MW)	255	208	106	185	342
Pointe effaçable totale (MW)	206	52	29	61	127
Part des sites bleus dans la consommation totale (%)	65%	69%	48%	53%	56%
Pointe estimée des sites bleus (MW)	299	181	65	130	262
Pointe effaçable sites bleus (MW)	134	36	14	32	71

Hypothèse retenue

	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Pointe effaçable des sites bleus (MW)	134	36	14	32	71
Pointe des sites bleus (MW)	299	181	65	130	262

4.1.3.3. MDE induite par le comptage évolué

MDE induite par le comptage évolué

L'efficacité énergétique ou maîtrise de la demande en énergie (MDE) est à la base de la volonté de la Commission Européenne de généraliser les systèmes de comptage intelligent en Europe. Un système de comptage intelligent associé à des tarifications et à des applications appropriées contribue en effet d'une part à la réduction de la consommation d'électricité des clients finals, d'autre part à la réduction de leur pointe de consommation.



Un système de comptage intelligent permet de contribuer à ces économies par différents moyens :

- La facturation sur base de la consommation réelle de façon mensuelle, qui permet de mieux sensibiliser les consommateurs à l'impact de leur comportement sur leur facture.
- La mise à disposition du client à une fréquence suffisamment élevée d'informations brutes et traitées sur sa consommation d'électricité et de gaz : en temps (quasi) réel via un écran d'affichage déporté situé dans la maison, ou sur son ordinateur ou son portable à travers Internet, a minima de façon journalière, permettant de suivre de façon très précise sa consommation et de repérer toute anomalie. Là encore, ces informations permettent de sensibiliser le client à sa consommation d'énergie et l'incitent à la réduire.
- Divers services offerts par les fournisseurs, tels que des alertes par e-mail ou SMS en cas de consommation anormale ou en cas de dépassement de budget, des diagnostics énergétiques sur la base de la courbe de charge, qui peuvent être fournis automatiquement par Internet ou par téléphone par un conseiller clientèle sur la base des informations recueillies par le système de comptage intelligent et d'applications informatiques additionnelles à développer par les fournisseurs.
- L'offre de tarifications évoluées par les fournisseurs (tarification horosaisonnaire, sur base de la courbe de charge etc.), incitant les clients à reporter leurs consommations des heures les plus chères vers les heures les moins chères. A l'heure actuelle seule une partie des clients d'EDF SEI bénéficie de tarifs horosaisonniers, limités à des tarifs heures creuses, heures pleines.
- La commande à distance de charges, permettant de faire fonctionner certaines applications (chauffage électrique, production d'eau chaude, électroménager, recharge de véhicules électriques etc.) pendant les heures les moins chères, mais également des applications beaucoup plus évoluées, encore à développer, d'optimisation de la consommation énergétique à l'intérieur de la maison en effectuant des coupures/mises en service à distance sur la base d'algorithmes tenant compte des prix, de la consommation et de paramètres de confort

Cette hypothèse précise quelle baisse de la consommation d'énergie et quelle baisse de la pointe peut être considérée comme résultant de l'installation des compteurs numériques dans le parc.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI n'a pas d'éléments sur le sujet et n'a pas formulé d'hypothèses.

Analyse

Nous avons demandé des documents et informations à EDF SEI afin de pouvoir analyser la demande en énergie de manière la plus précise possible dans chacun des territoires mais EDF SEI nous a indiqué ne pas avoir d'information à ce sujet, notamment concernant la consommation des sites bleus par poste de consommation.

Baisse de la consommation



L'évaluation du potentiel de réduction de la consommation induite par le comptage évolué n'est pas aisée car il existe peu de retour d'expérience précis et mesuré sur une large échelle et notamment sur des territoires similaires à ceux gérés par EDF SEI. De nombreuses études ont été réalisées dans le passé avec de petits groupes de consommateurs pour mesurer l'impact de la fourniture d'information de consommation réelle sur la réduction de leur consommation. Les études ayant sérieusement étudié ces phénomènes sur des groupes de consommateurs donnent des fourchettes de réduction de la consommation d'électricité très larges comprises entre 0 et 13%. À titre d'exemple, une étude de McClelland and Cool de 1979-80 indique qu'une information continue conduit à une réduction de 12% de la consommation électrique. Une étude de Van Houwelingen et Van Raaij de 1989 avance le chiffre de 12,3% pour une information continue, et 7,7% pour une information mensuelle. Une étude de Hutton de 1986 pour les Etats Unis et la Canada avance le chiffre de 4 à 5%.

Plus récemment, le « Early Learning Project » en 2015 dresse un retour d'expérience du début de déploiement massif de compteurs évolués au Royaume Uni. Elle indique notamment une baisse de la consommation imputable au compteur évolué de 2,3 %, avec un intervalle de confiance à 95 % de 1,6 % à 2,8 %. De plus, cette étude tend à montrer que les effets sont pérennes et qu'ils ont lieu progressivement.

Par ailleurs il convient de noter que les chiffres de réduction de la consommation utilisés dans les analyses coûts-bénéfices pour le comptage intelligent en Europe sont également assez variables. Une étude comparative de l'université d'Athènes parmi différents pays européens indique notamment un gain par compteur moyen de 94 € en VAN, les résultats selon les pays variant de 0,3 € en Roumanie à 239,7 € en Allemagne. Notons que la valeur médiane se situe également autour de 90 €.

L'étude donnant des indications les plus à jour et se basant sur un cas le plus réel possible est l'étude susmentionnée au Royaume uni (« Early Learning Project ») qui retient comme valeur basse de l'intervalle de confiance la valeur de 1,6 % de baisse de la consommation liée à l'installation des compteurs évolués. Le Royaume Uni ayant très peu de chauffage électrique, nous pensons que la différence climatique ne nécessite pas de prendre une hypothèse différente. Dans le BP Linky, dans le cas de base, l'hypothèse de réduction de la consommation est de 1,5 %, soit une valeur très proche.

Par souci de cohérence avec l'étude Linky, nous retenons la même hypothèse de baisse de la consommation qui correspond au bas de l'intervalle de confiance de l'étude au Royaume Uni, soit 1,5 %.

Baisse de la pointe

L'impact du comptage évolué sur la baisse de la pointe est très incertain. Cette baisse est obtenue principalement grâce à des tarifs horaires qui permettent de déplacer la consommation aux



heures de pointe vers d'autres heures de la journée. Plusieurs études menées en Amérique du Nord indiquent une baisse de la pointe comprise entre 2,4% et 10,6%³, tandis que le « Early Learning Project » ne mentionne aucun impact au-delà de la baisse moyenne de la consommation. Le rapport « Study on cost benefit analysis of smart metering systems in EU member states » du 25 juin 2015 préparé pour la Commission Européenne montre que les hypothèses de réduction de la pointe intégrées aux études coûts-bénéfices des états membres varient très largement entre 2% et 12%. Le plan d'affaires du projet Linky quant à lui retient une hypothèse de réduction de la pointe de 6,5% dans le cas de base.

La courbe de consommation horaire d'électricité dans les ZNI est très différente de celle de la métropole et la pointe y est beaucoup moins marquée. Ainsi, il est d'autant plus difficile de la réduire, et l'hypothèse de réduction de la pointe de 6,5% du plan d'affaires du projet Linky nous paraît inapplicable. Nous fixons donc notre hypothèse de réduction de la pointe dans notre scénario de référence comme suit. Nous appliquons une réduction de 6,5% uniquement à la pointe effaçable indiquée dans le paragraphe 4.1.3.2 (hypothèses sur la pointe électrique) et non à la pointe totale. Une baisse de 6,5 % de la pointe effaçable représente une baisse moyenne de la pointe dans les territoires de 1,8 %, soit une valeur assez conservatrice, puisque proche de notre hypothèse de baisse de la consommation de 1,5%.

Pour notre analyse de sensibilité basse, nous considérons une baisse de la pointe effaçable de 1,5 %, qui représente une baisse moyenne de la pointe dans les territoires de 0,4 %.

Pour notre analyse de sensibilité haute, nous considérons une baisse de la pointe effaçable de 15 %, qui représente une baisse moyenne de la pointe dans les territoires de 4,1 %.

Ces différentes hypothèses de baisse de la pointe correspondent aux baisses de la pointe dans chacun des territoires et sont explicitées dans le tableau suivant :

Baisse moyenne de la pointe	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Scénario de référence : 1,8%	2,9 %	1,3 %	1,4 %	1,6 %	1,8 %
Analyse de sensibilité basse : 0,4%	0,7 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,4 %
Analyse de sensibilité haute : 4,1%	6,7 %	3,0 %	3,2 %	3,7 %	4,1 %

La consommation non effectuée pendant les trois heures autour de la pointe est déplacée pour moitié sur les 2 heures juste avant et juste après cet intervalle autour de la pointe (qui peut

³ Source : Energy Demand Research Project : Final Analysis, juin 2011



s'expliquer notamment par la climatisation utilisée contre la chaleur mais également pour faire fuir les moustiques le soir) et pour moitié pendant les heures creuses de la nuit (qui peut s'expliquer par exemple par des passages à la tarification heure creuse et au fonctionnement du chauffe-eau la nuit).

D'autre part, pour tenir compte des délais avant de recevoir les informations et d'adapter sa consommation, les consommateurs réalisant cette baisse de consommation sont les clients équipés en compteur numérique depuis 1 an.

Hypothèses retenues

Dans notre scénario de référence, nous retenons une hypothèse de baisse de la consommation de 1,5 % et réalisons une analyse de sensibilité basse à 0,5% et haute à 2,3%.

Nos hypothèses de baisse de pointe dans le scénario de référence et pour les analyses de sensibilité sont les suivantes :

Baisse moyenne de la pointe	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Scénario de référence : 1,8%	2,9 %	1,3 %	1,4 %	1,6 %	1,8 %
Analyse de sensibilité basse : 0,4%	0,7 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,4 %
Analyse de sensibilité haute : 4,1%	6,7 %	3,0 %	3,2 %	3,7 %	4,1 %

4.1.4. Matériel

4.1.4.1. Compteur

4.1.4.1.1. Durée de vie

Durée de vie estimée d'un compteur numérique

La durée de vie telle que définie par EDF SEI est la période moyenne pendant laquelle le compteur fonctionne selon le niveau de performance attendue et prend en compte l'usure naturelle des matériels et les incidents climatiques. Cette hypothèse impacte le plan d'affaires par le fait que l'on considère que tout compteur en fin de vie doit être remplacé.

Hypothèses d'EDF SEI



Les hypothèses d'EDF SEI sont basées sur une étude de fiabilité des compteurs bleus électroniques en Martinique menée par EDF R&D, qui estime la durée de vie des CBE en Martinique entre 10 et 15 ans.

EDF SEI estime que la durée de vie d'un compteur numérique à 75 % de celle d'un CBE en raison d'un plus grand nombre de composants électroniques, ce qui augmenterait les sources de défaillances possibles.

Les hypothèses sur les autres territoires sont issues d'une extrapolation en fonction des caractéristiques climatiques locales. Les valeurs sont consignées dans le tableau ci-dessous.

	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Durée de vie estimée	14 ans	8 ans	7 ans	8 ans	10 ans

Analyse

Le compteur Linky G3 a une durée de vie en métropole de 20 ans (même si contractuellement la garantie ne porte que sur 10 ans). Du fait de la combinaison de températures et de taux d'humidité plus élevés qu'en métropole, surtout en Guyane, Martinique et Guadeloupe, il est légitime de s'interroger sur la durée de vie du compteur Linky dans sa version actuelle dans ces territoires, ce compteur étant spécifié pour une gamme de température de -25 °C à +55 °C et un taux d'humidité de 95%, et ne bénéficiant pas d'un design tropicalisé.

L'analyse de l'étude de la fiabilité des CBE en Martinique met en évidence des différences fortes de taux de défaillance entre les différents compteurs CBE en fonction du fabricant mais aussi de la génération du compteur. Ainsi, tout compris, le taux de défaillance annuel moyen des CBE sur la période 1997 – 2011 en Martinique est proche de 3 %, ce qui est élevé. Cependant, si l'on omet les compteurs ayant manifestement eu des défauts génériques, problèmes qui semblent aujourd'hui être résolus par les 2 fabricants concernés sur les 3 inclus dans l'étude, le taux de défaillance annuel moyen est plus proche de 1 % sur cette période de 15 ans. Par ailleurs, les taux de défaillance annuels des compteurs fournis par l'un des fabricants sont inférieurs à 1 % depuis 1995, quel que soit l'âge du compteur.

L'étude note également une augmentation importante du taux de défaillance pour les compteurs âgés de 15 ans, bien qu'elle souligne que cette augmentation peut ne pas être significative à cause du faible nombre de compteurs installés ayant atteint cet âge. L'étude conclut donc sur une durée de vie en Martinique des CBE qui serait de 10 à 15 ans.

Nous notons par ailleurs dans cette étude que, pris dans leur ensemble, pour tous les compteurs âgés de [CONFIDENTIEL], le taux de défaillance est toujours inférieur ou égal à 5 % et généralement inférieur ou égal à 2 %. En particulier, les compteurs âgés de [CONFIDENTIEL] ne connaissent des taux de défaillance que de 1 % pour un volume significatif.

Au vu des différentes données présentées dans l'étude et notamment celles liées à la remarque précédente, nous considérons que la conclusion de l'étude (10 à 15 ans de durée de vie) semble hâtive et en tout cas fortement conservatrice. Nous considérons que l'étude devrait conclure sur une durée de vie minimale du CBE en Martinique entre 13 à 15 ans et sur l'impossibilité, au vu des données disponibles, d'établir une borne supérieure significative.

EDF SEI a choisi de retenir 10 ans de durée de vie pour le CBE en Martinique soit la valeur la plus faible de l'intervalle qu'indiquait l'étude, ce qui est également conservateur. Enfin, le fait d'appliquer un coefficient de 75 % pour obtenir la durée de vie des compteurs numériques par



rapport aux CBE est également très conservateur et n'est pas étayé, ni conforme à notre expérience.

Sur la base de cette étude, nous considérons donc que la durée de vie des compteurs CBE en Martinique est au minimum de 14 ans. En conservant les écarts entre les territoires proposés par EDF SEI, ceci donnerait les durées de vie estimée des CBE suivantes :

	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Durée de vie estimée	20 ans	14 ans	13 ans	14 ans	16 ans

Afin de fixer les hypothèses de durée de vie sur des bases solides, nous avons interrogé les 5 fabricants actuels du compteur Linky G3 sur leur vision de la durée de vie de ce produit et des taux de défaillance maximaux en fonction de l'âge du compteur dans chacun des 5 territoires cibles. Ces questions ont été posées d'une part pour la version actuelle du compteur Linky, d'autre part pour une version tropicalisée, qui pourrait être développée. 4 des 5 fabricants ont répondu à notre demande d'information, et il en ressort les éléments clés suivants :

[CONFIDENTIEL]

Ces informations des fabricants confortent donc notre analyse précédente basée sur l'étude de fiabilité des compteurs CBE, 2 fabricants étant capables de livrer des compteurs Linky existant avec une durée de vie d'au moins 15 ans dans tous les territoires, et 3 fabricants indiquant des durées de vie du compteur Linky existant en Corse comprise entre 15 et 20 ans. Ces informations montrent également que le design d'un compteur Linky tropicalisé ne paraît pas indispensable, même s'il est faisable.

Hypothèse retenue

Nous avons construit nos hypothèses de durée de vie sur la base des réponses des fabricants à notre demande d'information sur le sujet, qui sont d'ailleurs cohérentes avec l'étude de fiabilité d'EDF R&D. Ces hypothèses étant forcément entachées d'un certain degré d'incertitude, nous retenons pour notre scénario de référence une durée de vie comprise entre 13 et 17 ans, et réalisons des analyses de sensibilité avec des durées de vie différenciées, comme suit :

Durée de vie estimée	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Scénario de référence	17 ans	15 ans	13 ans	15 ans	15 ans
Analyse de sensibilité – basse	15 ans	13 ans	10 ans	13 ans	13 ans
Analyse de sensibilité - haute	20 ans	17 ans	15 ans	17 ans	17 ans
Analyse de sensibilité – hypothèses EDF SEI	14 ans	8 ans	7 ans	8 ans	10 ans



4.1.4.1.2. Taux de défaillance

Taux de défaillance des compteurs numériques	
	Le taux de défaillance est la probabilité qu'un compteur arrête de fonctionner chaque année. Cette probabilité peut-être une probabilité moyenne, fixe, comme dans le cas d'EDF SEI ou peut varier et être une probabilité conditionnelle sur l'âge du compteur comme nous l'avons considéré.
	Hypothèses d'EDF SEI
	EDF SEI indique un taux de défaillance de [CONFIDENTIEL] par an sur chaque territoire et remplace systématiquement les compteurs ayant atteint leur fin de vie.
	Analyse
	Le taux de défaillance proposé par EDF SEI n'est pas étayé par les inputs de fabricants. En cohérence avec nos hypothèses sur la durée de vie, nous avons bâti nos hypothèses de taux de défaillance sur la base des réponses des fournisseurs de compteurs Linky G3 à notre demande d'information (voir paragraphe précédent). Nous proposons de retenir le taux de défaillance moyen issu des réponses des fournisseurs en excluant les deux extrêmes (le plus haut et le plus bas).
	Hypothèse retenue
	Suite à l'analyse des réponses aux demandes aux fournisseurs de compteurs, nous retenons les hypothèses de taux de défaillance en fonction de l'âge du compteur suivantes :
	[CONFIDENTIEL]

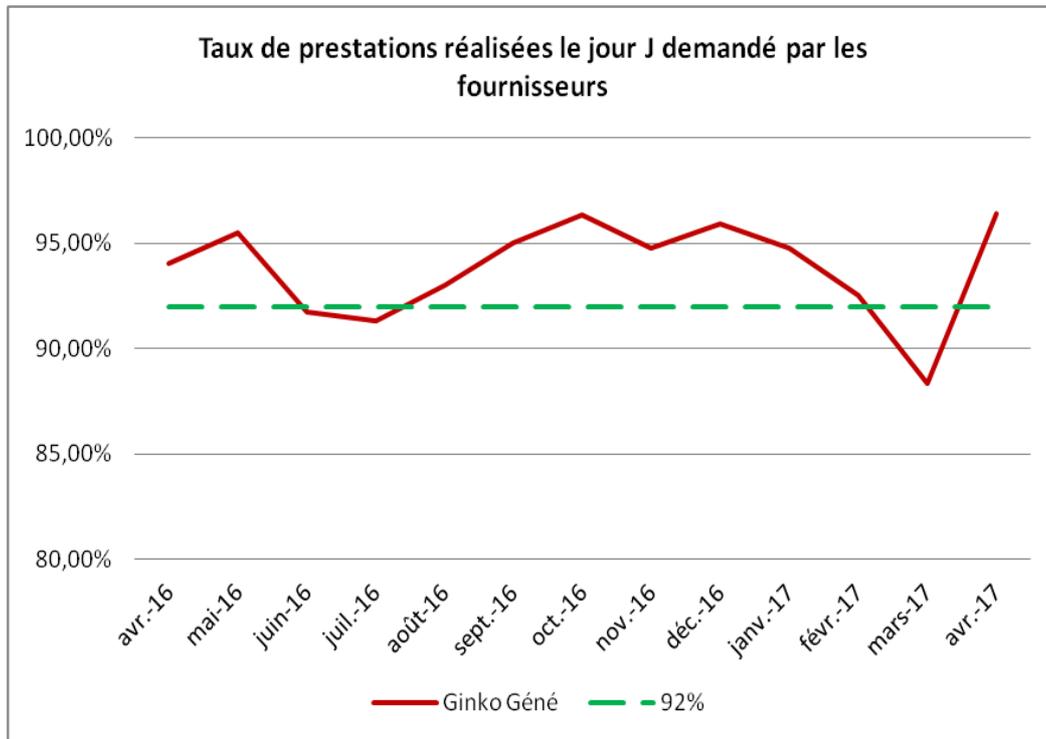


4.1.4.1.3. Part des compteurs effectivement communicants

Taux de performance des compteurs numériques pour les télé-opérations
Cette hypothèse précise le taux de télé-opérations réussies le jour J de la demande. EDF SEI utilise ce taux pour déterminer le nombre d'opérations en principe télé-opérables mais devant être réalisées manuellement sur site.
Hypothèses d'EDF SEI
Le taux de télé-opérations est fixé à 80 % pour chaque territoire et chaque année. EDF SEI précise les raisons possibles d'une non-communication : problème de logiciel, indisponibilité du SI central, communication GPRS suspendue, CPL brouillé par un équipement client.
Analyse
<p>En premier lieu, il apparaît que ce taux n'est pas la bonne hypothèse à prendre pour déterminer si une opération doit être effectuée manuellement ou si elle peut être téléopérée. En effet, pour le moment, lorsque la décision est prise de réaliser une petite intervention sur un compteur, celle-ci n'est pas réalisée nécessairement le jour de la demande et peut être effectuée par exemple en J+1. Ainsi, si les opérations de mise ou remise en service nécessitent une réussite au jour J, les autres opérations (coupure pour impayé, changement de tarification et changement de puissance) peuvent être réalisées dans un délai de quelques jours, avec pour effet d'augmenter notablement le taux de réussite de ces télé-opérations. EDF SEI ne disposant pas de statistiques précises sur le nombre d'opérations par type effectuée par l'entreprise chaque année, nous faisons l'hypothèse que 50 % des opérations télé-opérables n'ayant pas abouties le jour J ne nécessitent pas une réussite le jour J aboutiront les jours suivants, et que les autres 50 % soit nécessitent une réussite le jour J soit n'aboutiront pas dans un délai raisonnable les jours suivants et devront donc être réalisées manuellement.</p> <p>En second lieu, il convient de s'intéresser à ce taux de 80%, qui est particulièrement bas, en particulier au regard du retour d'expérience du projet Linky. Nous notons que les explications données sur les raisons de non communication du compteur sont de deux ordres différents. Le problème de logiciel, l'indisponibilité du SI central et la communication GPRS suspendue sont des problèmes transitoires qui peuvent provoquer la non communication du compteur pour quelques heures mais qui devraient être résolus le lendemain ou le surlendemain. Le CPL brouillé par un équipement client est un cas qui peut être transitoire (par exemple les onduleurs liés aux panneaux photovoltaïques qui pourraient entraîner des perturbations pendant leur fonctionnement ne devraient pas être opérationnels la nuit) ou plus durable dans le temps si l'équipement en question fonctionne en continu, ou si le compteur est défaillant.</p> <p>La CRE nous a fourni les informations sur le taux de performance de Linky pour les télé-opérations le jour J pour les années 2016 et 2017. Ce document (voir figure suivante) montre qu'entre avril 2016 et avril 2017, le taux de télé-opérations réussies le jour J à la demande des</p>



fournisseurs a fluctué entre 92% et 96%, avec une baisse passagère en mars 2017 légèrement sous les 90% puis une remontée à 96% en avril.



Il est important de noter que ces résultats incluent une majorité de compteurs Linky G1 dont la fiabilité de la communication CPL est très inférieure à celle du Linky G3 qui sera installé dans les territoires gérés par EDF SEI.

EDF SEI indique qu'un taux de performance plus faible qu'en métropole se justifie par une moindre fiabilité des communications GPRS dans les territoires d'outre-mer qu'en métropole, et par des craintes sur la fiabilité du CPL G3 dans ces territoires, d'une part en raison de la présence d'onduleurs (ENR) différents par rapport à ceux rencontrés en métropole (qui pourraient perturber les communication CPL), d'autre part en Corse en raison de la longueur des départs BT qui est plus importante qu'en métropole et cause des problèmes sur le CPL 175 Hz de la TCFM. [CONFIDENTIEL]

Concernant les communications GPRS en Corse, EDF SEI indique avoir atteint un taux de collecte des données le jour J sur les compteurs à courbe de charge des grands clients de [CONFIDENTIEL] après la mise en œuvre d'un plan d'action important.

Concernant les communications CPL, il nous paraît raisonnable de retenir l'hypothèse que le CPL G3 dans les îles aura des performances au moins aussi bonnes que le CPL G1 en métropole, d'autant plus que la crainte des onduleurs différents dans les îles nous paraît spéculative.



Par ailleurs un taux de réussite de 80% correspond à un système qui ne fonctionne pas correctement. Un tel taux peut se rencontrer dans les phases initiales du déploiement, mais ne peut pas être accepté en fonctionnement normal.

Hypothèse retenue

Dans notre scénario de référence, nous retenons l'hypothèse de 94 % de réussite des télé-opérations le jour J, 3 % n'aboutissant pas le jour J mais aboutissant les jours qui suivent pour les opérations non prioritaires et 3 % pour lesquels un déplacement est nécessaire incluant les opérations prioritaires et les opérations non prioritaires mais n'aboutissant toujours pas dans un délai raisonnable.

Nous réaliserons également une analyse de sensibilité avec un taux de 80 % correspondant aux hypothèses d'EDF SEI en y intégrant la même hypothèse que précédemment sur la nécessité de réaliser l'opération manuellement, ce qui résulte donc en une hypothèse où 10 % de celles-ci doivent être réalisées avec déplacement.

Taux de performance des compteurs numériques pour la télérelève

Cette hypothèse précise le taux cible de compteurs en état de fonctionnement pour la télérelève. Un index est considéré à jour s'il date de moins de 5 jours.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI précise les raisons d'une non-communication qui sont les mêmes que pour les télé-opérations. Le taux de compteurs permettant les télérelèves est fixé à 80 % pour chaque territoire et chaque année.

Analyse

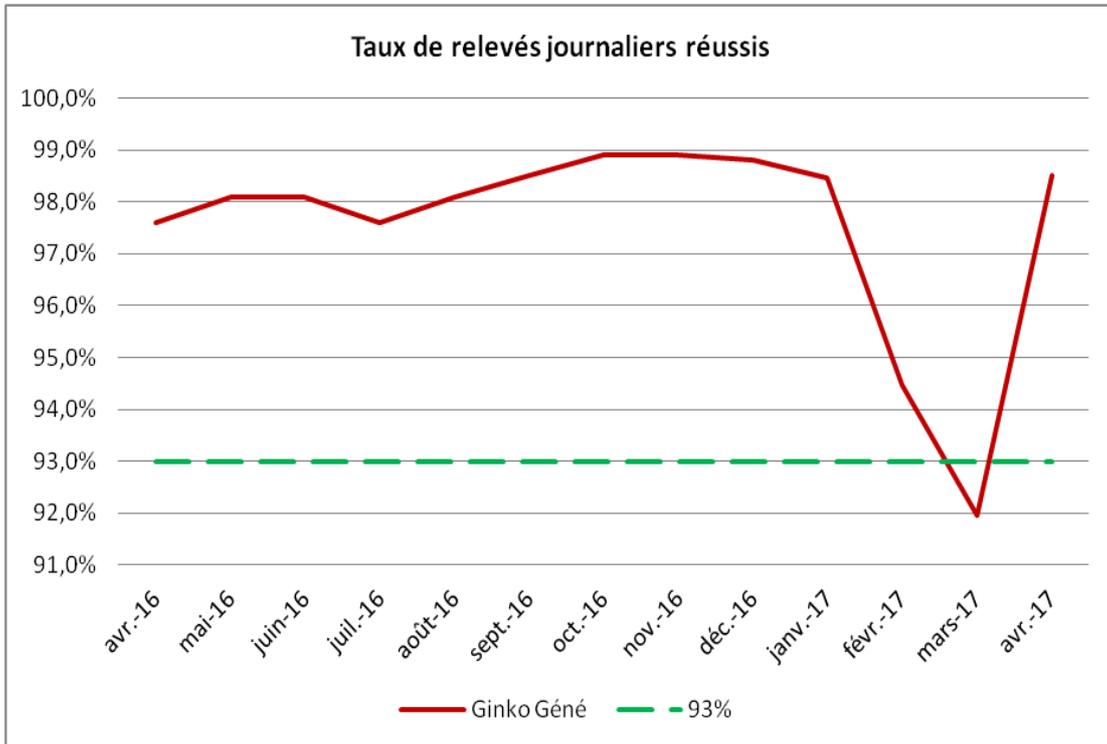
De même que pour le taux de performance pour les télé-opérations, il apparaît que le taux défini ici n'est pas la bonne hypothèse à prendre pour déterminer si une relève doit être effectuée manuellement ou non. En effet, le système d'information est prévu pour donner, le jour de la facturation, un index réel s'il est disponible (c'est-à-dire s'il date de 5 jours au maximum) et un index estimé, sinon, pour permettre la facturation du client.

En second lieu, il convient de s'intéresser à ce taux de 80%, qui est particulièrement bas, au regard du retour d'expérience international en général et du retour d'expérience du projet Linky en particulier. Nous notons que les explications données sur les raisons de non communication du compteur sont de deux ordres différents. Le problème de logiciel, l'indisponibilité du SI central et la communication GPRS suspendue sont des problèmes transitoires qui peuvent provoquer la non communication du compteur pour quelques minutes ou quelques heures mais qui devrait être résolu le lendemain ou le surlendemain. Le CPL brouillé par un équipement client est un cas qui peut être transitoire (par exemple les onduleurs liés aux panneaux photovoltaïques qui pourraient entraîner des perturbations pendant leur fonctionnement ne

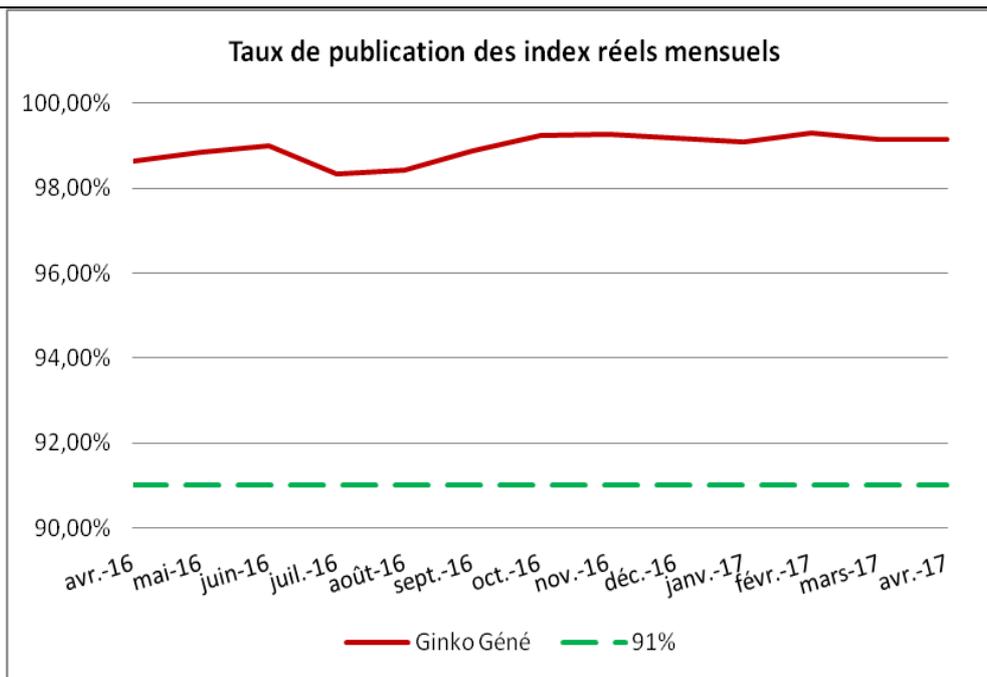


devraient pas être opérationnels la nuit) ou plus durable dans le temps si l'équipement en question fonctionne en continu, ou si le compteur est défaillant.

La CRE nous a fourni les informations sur le taux de performance de Linky pour les relevés journaliers réussis. Ce document (voir figure suivante) montre qu'entre avril 2016 et avril 2017, le taux de relevés journaliers réussis est généralement au-dessus de 98 %.



Ce document indique également le taux de publication d'index réels par mois (cf. figure ci-dessous) qui semble se stabiliser au-dessus de 99 %.



Il est important de noter que ces résultats incluent une majorité de compteurs Linky G1 dont la fiabilité de la communication CPL est très inférieure à celle du Linky G3 qui sera installé dans les territoires gérés par EDF SEI.

EDF SEI indique qu'un taux de performance plus faible qu'en métropole se justifie par une moindre fiabilité des communications GPRS dans les territoires d'outre-mer qu'en métropole, et par des craintes sur la fiabilité du CPL G3 dans ces territoires, d'une part en raison de la présence d'onduleurs (ENR) différents par rapport à ceux rencontrés en métropole (qui pourraient perturber les communication CPL), d'autre part en Corse en raison de la longueur des départs BT qui est plus importante qu'en métropole et cause des problèmes sur le CPL 175 Hz de la TCFM (certains clients en Corse ne reçoivent pas la TCFM correctement).

Concernant les communications GPRS en Corse, EDF SEI indique avoir atteint un taux de collecte des données le jour J sur les compteurs à courbe de charge des grands clients de 82% après la mise en œuvre d'un plan d'action important.

Concernant les communications CPL, il nous paraît raisonnable de retenir l'hypothèse que le CPL G3 dans les îles aura des performances au moins aussi bonnes que le CPL G1 en métropole, d'autant plus que la crainte des onduleurs différents dans les îles nous paraît spéculative.

Par ailleurs un taux de réussite de 80% correspond à un système qui ne fonctionne pas correctement. Un tel taux peut se rencontrer dans les phases initiales du déploiement, mais ne peut pas être accepté en fonctionnement normal.



Enfin, nous estimons qu'il sera nécessaire de réaliser une relève manuelle uniquement s'il n'existe pas d'index réel sur les 12 derniers mois. Nous retenons un taux de relève résiduelle sur les compteurs communicants de 1 %.

Hypothèse retenue

Nous retenons au taux de relève de minimum un index par an de 99 %. Ainsi, seul 1 % des compteurs communicants nécessiteront d'une relève manuelle.

Une analyse de sensibilité sera néanmoins effectuée avec une performance réduite impliquant que 5 % des compteurs numériques doivent être relevés manuellement.

4.1.4.2. Concentrateur

4.1.4.2.1. Durée de vie

Durée de vie des concentrateurs

La durée de vie telle que définie par EDF SEI est la période moyenne pendant laquelle le concentrateur fonctionne selon le niveau de performance attendue et prend en compte l'usure naturelle des matériels et les incidents climatiques.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI préconise de remplacer les concentrateurs lorsque le modem GPRS inclus arrive en fin de vie. Cela implique de fait une durée de vie identique, soit 10 ans.

Analyse

EDF SEI précise dans ses hypothèses que la durée de vie du concentrateur pour Enedis est de 20 ans. Cela impliquerait que la durée de vie pour EDF SEI pourrait être bien supérieure à 10 ans. En réalité, dans l'étude Linky, la durée de vie considérée était de 10 ans, c'est dans le mécanisme de régulation incitative qu'Enedis a comme objectif 20 ans.

Notre demande aux fournisseurs a également porté sur les concentrateurs. Deux fabricants de concentrateurs ont répondu à cette étude dont un seul prévoit une durée de vie de 13 ans minimum pour tous les territoires sauf la Guyane. Nous proposons de garder l'hypothèse d'EDF SEI.

Hypothèse retenue

Nous proposons de retenir d'hypothèse d'EDF SEI soit une durée de vie de 10 ans quel que soit le territoire.

4.1.4.2.2. Taux de défaillance



Taux de défaillance des concentrateurs

Le taux de défaillance est la probabilité qu'un concentrateur arrête de fonctionner chaque année. Cette probabilité peut-être une probabilité moyenne, fixe, comme dans le cas d'EDF SEI ou peut varier et être une probabilité conditionnelle sur l'âge du concentrateur comme nous l'avons considéré.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI indique un taux de défaillance de [CONFIDENTIEL] par an. Et remplace systématiquement les concentrateurs ayant atteint leur fin de vie.

Analyse

Suite à l'analyse des réponses des fournisseurs de concentrateurs, nous proposons de prendre les hypothèses de taux de défaillance en fonction de l'âge du concentrateur présentées ci-dessous qui correspondent à la moyenne des taux de défaillance des deux fournisseurs de concentrateurs ayant répondu à notre demande.

Hypothèse retenue

[CONFIDENTIEL]

4.1.5. Coût de main d'œuvre interne et externe dans les territoires

Coût de main d'œuvre interne et externe dans les territoires

Cette hypothèse fixe le coût de la main d'œuvre pour les opérations réalisées par les agents d'EDF SEI et pour celles qui sont externalisées à des entreprises locales au sein des territoires.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI considère un coût de main d'œuvre en interne et un coût de main d'œuvre en externe commun à tous ses territoires :

- [CONFIDENTIEL] en interne,
- [CONFIDENTIEL] en externe.

Analyse

Dans un BP Linky dont les informations nous ont été fournies par la CRE, les hypothèses de coûts horaires de pose suivantes sont considérées pour l'année 2017 :

- [CONFIDENTIEL] pour une installation effectuée par le biais de ressources internes,
- [CONFIDENTIEL] pour une installation effectuée par le biais de ressources externes.



En retraitant les hypothèses de coûts horaires d'Enedis par le ratio entre salaire net annuel pour un « Professionnel intermédiaire » dans chacun de territoires d'EDF SEI⁴ et en France métropolitaine, nous obtenons les coûts horaires suivants pour chacun des territoires :

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût horaire MO interne (€2016/h)	[CONFIDENTIEL]				
Coût horaire MO externe (€2016/h)					

Ceci donne un coût moyen de [CONFIDENTIEL] en interne et [CONFIDENTIEL] en externe.

Devant la faible différence entre les valeurs issues de cette analyse et les valeurs indiquées par EDF SEI et les incertitudes liées aux estimations faites par cette analyse, nous proposons de garder les coûts horaires proposés par EDF SEI.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses d'EDF SEI :

- [CONFIDENTIEL] en interne,
- [CONFIDENTIEL] en externe.

4.2. Coûts d'investissements pour le distributeur

4.2.1. Étude et préparation

4.2.1.1. Coûts d'étude et de préparation

Coûts d'étude et préparation

Avant le déploiement de compteurs évolués, certains coûts relatifs à la réalisation de travaux préliminaires (étude, adaptation de système informatique, etc.) peuvent être réalisés par le GRD et sont pris en compte dans le cadre de cette analyse.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI indique avoir pris en compte des coûts de préparation relatifs :

- à une « anticipation SI », i.e. une anticipation de l'évolution nécessaire du système informatique d'EDF SEI qui se traduit par des investissements en 2016,
- au pilotage du programme national en 2016,
- aux coûts des chefs de projet dans les 5 territoires d'EDF SEI, en 2016.

⁴ Source : INSEE



Analyse
<p>Il semble approprié de considérer ces coûts en tant que coûts d'étude et de préparation dans la mesure où ils ont effectivement été réalisés en amont du déploiement des compteurs numériques.</p> <p>Ces coûts n'ont toutefois pas été identifiés en tant que coûts de préparation par EDF SEI et ont été intégrés aux trajectoires de coûts d'investissement pour le système informatique, et pour le pilotage du déploiement respectivement pour l'année 2016.</p> <p>Cependant, ces coûts de préparation sont des coûts qui ont déjà été réalisés et n'entrent pas en compte dans le processus de décision sur le lancement du projet. Ainsi, la CRE considère qu'il n'est pas pertinent de considérer de coûts de préparation antérieurs à 2017 dans cette étude coûts-bénéfices.</p>
Hypothèse retenue
Les coûts de préparation antérieurs à 2017 ne sont pas considérés dans cette étude, seuls les coûts à partir de 2017 sont inclus.

4.2.2. Coût du matériel

4.2.2.1. Compteur

4.2.2.1.1. Coût d'achat d'un compteur numérique

Coût d'achat du compteur numérique
Le coût d'achat d'un compteur numérique correspond à son prix d'achat par EDF SEI sans les frais de livraison jusque dans les territoires d'EDF SEI.
Hypothèses d'EDF SEI
<p>EDF SEI prend les hypothèses suivantes concernant le coût unitaire des compteurs numériques :</p> <ul style="list-style-type: none">• [CONFIDENTIEL] pour un compteur monophasé,• [CONFIDENTIEL] pour un compteur triphasé. <p>Ces estimations sont basées sur les prix de compteurs Linky G3 figurant dans les contrats signés par Enedis avec les fabricants (EDF SEI peut bénéficier des marchés ENEDIS au titre de la stipulation pour autrui figurant dans chaque contrat signé par Enedis pour les compteurs numériques et les concentrateurs), soit [CONFIDENTIEL] pour le monophasé et [CONFIDENTIEL] pour le triphasé, auxquels ont été ajouté un surcoût de [CONFIDENTIEL].</p> <p>[CONFIDENTIEL]</p>



EDF SEI indique que ce surcoût de [CONFIDENTIEL] prend en compte les évolutions du compteur Linky demandées spécifiquement par EDF SEI (absence de couleur verte, absence de marquage Linky, présence d'un codet différencié, clés de sécurité spécifiques à EDF SEI). EDF SEI nous a indiqué avoir obtenu cette valeur en contactant l'un des fournisseurs.

[CONFIDENTIEL]

Analyse

Le surcoût de [CONFIDENTIEL] pour les modifications demandées par EDF SEI nous paraît élevé au regard de notre expérience et des inputs de fabricants. L'un des fabricants actuels de compteurs G3 Linky que nous avons interrogé nous a indiqué un surcoût estimé très inférieur à [CONFIDENTIEL] par compteur. Nous proposons donc de retenir un surcoût de [CONFIDENTIEL].

Par ailleurs, nous avons eu accès aux contrats liant Enedis et les 5 fournisseurs de compteurs Linky G3 afin de prendre connaissance des prix et conditions. La moyenne des prix des différents fournisseurs pour le compteur monophasé est de [CONFIDENTIEL] et de [CONFIDENTIEL] pour le triphasé, sur une période allant jusque [CONFIDENTIEL] pour la commande ferme.

Si le contrat peut s'appliquer tel quel, cela signifie qu'EDF SEI pourrait avoir accès à ces prix moyens de compteurs. [CONFIDENTIEL]

[CONFIDENTIEL], nous proposons de conserver les valeurs de [CONFIDENTIEL] pour les compteurs monophasés et [CONFIDENTIEL] pour les compteurs triphasés pour l'année 2017 et 2018, [CONFIDENTIEL].

Pour les années suivantes, nous recommandons qu'EDF SEI se joigne à Enedis pour les prochains appels d'offres sur les compteurs G3 pour les quantités à livrer à partir de 2019, afin d'éviter toute incertitude juridique liée à la stipulation pour autrui et de bénéficier pleinement des baisses de prix qu'Enedis devrait obtenir par rapport aux prix des contrats existants. De plus, la régulation incitative sur le projet Linky d'Enedis actuellement en place est basée sur un prix d'achat des compteurs qui baisse d'année en année comme indiqué dans le tableau suivant. Il est donc clair que dans le ou les futurs appels d'offres, Enedis devrait obtenir à partir de 2019 un prix inférieur ou égal à ces objectifs.

Prix des compteurs Linky sur lesquels est basée la régulation incitative du projet Linky

€ courants	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix d'achat monophasé								
Prix d'achat triphasé								

[CONFIDENTIEL]

Nous notons que les prix pour 2017 et 2018 sont en phase avec les prix contenus dans les contrats d'Enedis et proposons donc de prendre les valeurs identiques à celles de la régulation incitative pour les années à partir de 2019, en maintenant un surcoût de [CONFIDENTIEL] lié aux modifications à effectuer sur le compteur pour EDF SEI.



Hypothèse retenue								
Les hypothèses retenues pour le coût d'achat des compteurs tout compris sont donc les suivantes :								
	€ courants	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023+
Prix d'achat monophasé								
Prix d'achat triphasé	[CONFIDENTIEL]							

4.2.2.1.2. Coût d'achat d'un Compteur Bleu Electronique

Coût d'achat du Compteur Bleu Electronique																
Le coût d'achat d'un Compteur Bleu Electronique correspond à son prix d'achat par EDF SEI sans compter les frais de livraison jusque dans les territoires d'EDF SEI. Ces coûts permettent le calcul du gain dû à l'investissement évité.																
Hypothèses d'EDF SEI																
EDF SEI prend les hypothèses suivantes concernant le coût unitaire des CBE : <ul style="list-style-type: none"> • [CONFIDENTIEL] pour un compteur monophasé, • [CONFIDENTIEL] pour un compteur triphasé. <p>Ces estimations ont été réalisées à partir des valeurs historiques de coûts d'achat auxquels EDF SEI obtient des CBE (à la marge des compteurs commandés par Enedis).</p> <p>EDF SEI indique qu'à partir de 2018, l'entreprise ne pourra plus obtenir de CBE par le biais des contrats d'Enedis et devrait les acheter directement aux fabricants. Ainsi, EDF SEI évalue un surcoût relatif à l'achat d'un CBE à partir de 2018 qu'ils considèrent important. EDF SEI considère que l'achat de compteurs numériques identiques à Enedis pour continuer de bénéficier d'un effet volume important serait plus avantageux que de renégocier l'achat de CBE juste pour EDF SEI.</p>																
Analyse																
EDF SEI indique que le surcoût lié à l'achat de CBE serait trop important à cause de volumes trop faibles pour faire fonctionner une chaîne de production en continue.																
Nous ne disposons pas d'éléments permettant de chiffrer ce surcoût et proposons de garder l'hypothèse d'EDF SEI de s'approvisionner en compteurs numériques.																
Hypothèse retenue																
Nous prenons un coût des compteurs pour le calcul de l'investissement évité égal au coût d'achat actuel des CBE pour 2017 et 2018 puis un coût égal à l'achat d'un compteur numérique soit les valeurs retenues dans le tableau suivant :																
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #c00000; color: white; text-align: left;">€ courants</th> <th style="background-color: #c00000; color: white; text-align: center;">2017</th> <th style="background-color: #c00000; color: white; text-align: center;">2018</th> <th style="background-color: #c00000; color: white; text-align: center;">2019</th> <th style="background-color: #c00000; color: white; text-align: center;">2020</th> <th style="background-color: #c00000; color: white; text-align: center;">2021</th> <th style="background-color: #c00000; color: white; text-align: center;">2022</th> <th style="background-color: #c00000; color: white; text-align: center;">2023+</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	€ courants	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023+								
€ courants	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023+									



Prix d'achat monophasé	[CONFIDENTIEL]
Prix d'achat triphasé	
<p>Nous analysons la sensibilité de cette hypothèse en identifiant l'effet sur l'équilibre économique du projet dans le cas où EDF SEI continuerait de déployer des CBE qu'EDF SEI pourrait acheter à un prix stable, égal au prix en 2017 en euros constants.</p>	

4.2.2.1.3. Coût d'acheminement d'un compteur

Coûts d'acheminement du compteur					
Les compteurs numériques et CBE installés par EDF SEI sur ses territoires sont fabriqués en métropole et sont exportés vers les territoires d'EDF SEI. Cette hypothèse fixe le coût d'acheminement de ces compteurs de la métropole vers chaque territoire.					
Hypothèses d'EDF SEI					
EDF SEI différencie les coûts d'acheminement d'un compteur selon les territoires sur lequel il est livré. Les hypothèses d'EDF SEI sont exposées dans le tableau ci-après.					
Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût d'acheminement d'un compteur (€₂₀₁₆/compteur)	2,50	4	6	4	5
Ces coûts d'acheminement sont estimés à partir des données réelles d'EDF SEI, et incluent :					
<ul style="list-style-type: none"> • le transport maritime du compteur de la sortie d'usine jusqu'à chaque territoire d'EDF SEI, • la réception des compteurs et le transport local jusqu'au site de stockage d'EDF SEI, • les coûts de stockage d'EDF SEI, • les différentes assurances relatives au transport et au stockage des compteurs. 					
Analyse					
Les hypothèses de coût d'acheminement sont estimées à partir de données réelles d'EDF SEI et sont, à ce titre, justifiées.					
Hypothèse retenue					
Les hypothèses d'EDF SEI sont retenues.					



4.2.2.1.4. Coût du matériel supplémentaire pour un compteur

Coût du matériel supplémentaire pour un compteur numérique

La pose d'un compteur numérique ou d'un CBE peut nécessiter la pose ou le remplacement de matériels annexes liés aux compteurs tels que les kits haut-bas ou les disjoncteurs par exemple.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI estime que le coût du matériel complémentaire est de 6 €/ compteur, coût identique pour un compteur numérique monophasé ou triphasé et un CBE triphasé et de 4 € pour un CBE monophasé.

EDF SEI indique également que l'installation d'un compteur prend en compte :

- la pose d'un disjoncteur dans 7 % des cas,
- la pose d'un kit haut-bas dans 30 % des cas,
- une modification légère type Kofréfor dans 10 % des cas.

Analyse

Nous avons demandé des précisions à EDF SEI qui précise que :

- l'installation d'un kit haut-bas est nécessaire pour 30% des poses de compteurs numériques et coûte environ [CONFIDENTIEL],
- l'installation d'un disjoncteur est nécessaire pour 7% des poses compteurs numériques :
 - un disjoncteur de « type B » avec dispositif différentiel de déclenchement automatique est nécessaire dans 3% des cas (un tel disjoncteur est estimé à [CONFIDENTIEL] pour un compteur monophasé et à [CONFIDENTIEL] pour un compteur triphasé) ;
 - un disjoncteur de « type S » avec dispositif différentiel de déclenchement automatique est nécessaire dans 3% des cas (un tel disjoncteur est estimé à [CONFIDENTIEL] pour un compteur monophasé et à [CONFIDENTIEL] pour un compteur triphasé) ;
 - un disjoncteur sans dispositif différentiel de déclenchement dans 1% des cas (un tel disjoncteur est estimé à [CONFIDENTIEL]).
- une modification « légère » (type Kofréfor) est nécessaire pour 10% des poses de compteurs numériques :
 - seule l'installation du dispositif Kofréfor ([CONFIDENTIEL]) est nécessaire dans 5% des cas,
 - l'installation d'une nouvelle porte est nécessaire dans 5% des cas ([CONFIDENTIEL] en supplément du dispositif Kofréfor),
- un coupe circuit est nécessaire dans 3 % des cas et coûte environ [CONFIDENTIEL] et
- divers matériels dont le coût est estimé à [CONFIDENTIEL].



La prise en compte de tous ces éléments aboutit à un surcoût d'environ 6 € ce qui confirme l'hypothèse d'EDF SEI pour le compteur numérique mais nous ne comprenons pas l'écart avec le CBE monophasé et proposons de retenir la même valeur que pour le compteur numérique.

Hypothèse retenue

L'hypothèse de coût du matériel complémentaire est de 6 € par compteur numérique ou CBE, mono ou triphasé.

4.2.2.2. Concentrateur

4.2.2.2.1. Coût d'achat d'un concentrateur

Coût d'achat d'un concentrateur

Le coût d'achat d'un concentrateur correspond à son prix d'achat par EDF SEI hors frais de livraison jusque dans les territoires d'EDF SEI.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI estime à [CONFIDENTIEL] le coût d'achat unitaire d'un concentrateur. De manière analogue aux compteurs numériques, EDF SEI peut bénéficier des marchés d'Enedis au titre de la stipulation pour autrui figurant dans chaque contrat signé par Enedis pour les compteurs numériques et les concentrateurs.

Analyse

Notre analyse des contrats liants Enedis avec les fournisseurs de concentrateurs montre qu'Enedis achète ses concentrateurs à un prix moyen de [CONFIDENTIEL] par unité.

[CONFIDENTIEL]

Nous proposons donc de retenir cette valeur moyenne de [CONFIDENTIEL] de manière identique pour chaque année en € constant 2016.

Hypothèse retenue

Nous retenons l'hypothèse d'un prix des concentrateurs de [CONFIDENTIEL].

4.2.2.2.2. Coût du matériel supplémentaire

Coût du matériel supplémentaire

L'installation d'un concentrateur peut nécessiter des adaptations propres à la localisation et au positionnement du concentrateur (en hauteur, nécessité de déplacement de l'implantation du compteur etc.), et de fait, l'installation de matériels supplémentaires (tel que des coupleurs, des câbles, platines, etc.).



Hypothèses d'EDF SEI
<p>EDF SEI indique prendre en compte un coût de matériel supplémentaire évalué à 100 €₂₀₁₆ en moyenne par concentrateur. Cette hypothèse de coût tient compte des coûts afférents à :</p> <ul style="list-style-type: none">• des antennes selon la réception GPRS au niveau du poste HTA/BT,• des kits de raccordement,• des bornes et coffrets CIBE avec platine pour les postes de type H61,• des platines pour poste cabine pour les postes hors H61,• des panneaux pour installation de concentrateur pour les postes hors H61,• des câbles et tubes isolants,• des fusibles,• des protecteurs,• de la visserie,• de l'outillage de pose.
Analyse
<p>L'hypothèse de coût de matériel supplémentaire prise par EDF SEI est cohérente avec celle qui a été considérée dans le BP Linky.</p> <p>Nous n'avons pas identifié d'éléments remettant en cause l'hypothèse avancée par EDF SEI.</p>
Hypothèse retenue
<p>L'hypothèse d'EDF SEI est retenue.</p>

4.2.2.2.3. Coût d'acheminement

Coût d'acheminement
<p>Les concentrateurs installés par EDF SEI sur ces territoires seront fabriqués en France par les fabricants et seront exportés vers les territoires d'EDF SEI le cas échéant.</p>
Hypothèses d'EDF SEI
<p>EDF SEI distingue le coût d'acheminement du concentrateur et le coût d'acheminement du matériel supplémentaire :</p> <ul style="list-style-type: none">• pour le concentrateur, EDF SEI estime :<ul style="list-style-type: none">○ à 5 €₂₀₁₆ le coût de transport d'un concentrateur en Corse ;○ à 10 €₂₀₁₆ le coût de transport d'un concentrateur dans les autres territoires d'EDF SEI ;• pour le matériel supplémentaire, EDF SEI estime le coût d'acheminement à 10% du prix du matériel supplémentaire, soit 10 €₂₀₁₆ avec les hypothèses de coûts de matériel supplémentaire prises par EDF SEI.



De plus, EDF SEI indique considérer un coût d'acheminement local (i.e. du port de réception après le transport maritime, jusqu'au lieu de stockage des concentrateurs et du matériel supplémentaire) ainsi que le coût de stockage des concentrateurs et du matériel. Ces deux coûts impliquent un supplément de 5 €₂₀₁₆ par concentrateur.

Les hypothèses finales de coûts d'acheminement des concentrateurs par territoire sont exposées dans le tableau ci-après.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût d'acheminement d'un concentrateur et du matériel supplémentaire (€ ₂₀₁₆ /concentrateur)	20	25	25	25	25

Analyse

Nous avons vérifié la construction de ces hypothèses de coûts d'acheminement des concentrateurs et du matériel supplémentaire. Nous comprenons que ces coûts incluent à la fois les frais de logistique (commandes aux plateformes de stockage, réception et livraison du matériel) ainsi que les frais de d'approche (surcoûts de transitaire, de transport, et de dédouanement).

Nous n'avons pas identifié d'éléments remettant en cause les hypothèses avancées par EDF SEI.

Hypothèse retenue

Les hypothèses d'EDF SEI sont retenues.

4.2.3. Pose des compteurs

4.2.3.1. Temps passé pour la pose d'un compteur lors de la pose massive

Temps passé pour la pose des compteurs dans le cas de la pose massive

Le temps passé par les opérateurs pour la pose des compteurs (hors temps de déplacement) est déterminant dans le cadre de la pose massive des compteurs numériques car c'est le paramètre essentiel qui va influencer sur le coût de pose d'un compteur. Il correspond au temps moyen passé par un opérateur pour enlever l'ancien compteur, installer le nouveau compteur numérique, et s'assurer de sa communication avec le système central.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI estime le temps de pose d'un compteur numérique dans un contexte de déploiement massif à [CONFIDENTIEL]. EDF SEI explique que ce temps de pose moyen prend en compte :

- la pose d'un disjoncteur dans 7% des cas,
- la pose d'un kit haut-bas dans 30% des cas,



- une modification « légère » (type Kofréfor, changement de porte du coffret) dans 10% des cas.

Analyse

Le dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky menée dans le Rhône et dans la Touraine fait état d'un temps moyen de pose de 30 minutes par compteur Linky.

Toutefois, EDF SEI estime devoir effectuer une opération « légère » dans près de 47% des cas (disjoncteur, kit haut-bas, porte de coffret), en raison du contexte particulier des territoires gérés par EDF SEI (les compteurs et matériels annexes sont soumis à des conditions climatiques plus contraignantes qu'en métropole). [CONFIDENTIEL]

Remarque : aucun temps d'installation supplémentaire n'a été considéré pour le kit haut-bas dans la mesure où l'installation d'un kit-haut bas permet d'éviter le démontage du panneau électrique.

En conclusion, en nous appuyant sur les retours d'expérience de l'expérimentation Linky ainsi que sur les hypothèses d'opérations « légères » d'EDF SEI, nous obtenons un temps de pose de [CONFIDENTIEL] pour la pose massive. Cette valeur est très proche de celle indiquée par EDF SEI. Elle est également proche des valeurs que nous avons observées sur d'autres projets de comptage évolué [CONFIDENTIEL].

Hypothèse retenue

Nous considérons que l'hypothèse présentée par EDF SEI est appropriée et retenons donc un temps de pose de [CONFIDENTIEL].

4.2.3.2. Temps de déplacement lors de la pose massive

Temps de déplacement lors de la pose massive

Lors de la pose massive de compteurs, il est considéré qu'un opérateur effectue trois types de déplacements au cours d'une journée :

- un premier déplacement jusqu'au site de la première installation de la journée,
- plusieurs déplacements entre les sites sur lesquels les compteurs numériques seront installés,
- un dernier déplacement de retour jusqu'au local d'EDF SEI ou son domicile.

Lors de la pose massive, les déplacements des opérateurs sont optimisés afin de minimiser le temps de trajet entre les différentes installations à effectuer au cours d'une même journée.

Hypothèses d'EDF SEI



EDF SEI a différencié les temps de déplacement des opérateurs selon la typologie de la zone d'intervention et par territoire : zone rurale (ou « habitat individuel ») ou zone urbaine (ou « dense »). Les temps de déplacement considérés sont exposés dans le tableau ci-après : la durée du premier déplacement jusqu'au lieu de la première installation est considérée égale à la durée du dernier déplacement jusqu'au local d'EDF SEI.

Territoire	Corse		Martinique		Guyane		Guadeloupe		Réunion	
Typologie	Urbain	Rural	Urbain	Rural	Urbain	Rural	Urbain	Rural	Urbain	Rural
Répartition Typologie	40 %	60 %	65 %	35 %	75 %	25 %	65 %	35 %	50 %	50 %
Durée du premier/dernier déplacement (min)	25	55	25	35	25	30	25	35	25	40
Durée de déplacement entre installations (min)	10	15	10	15	10	15	10	15	10	15

Analyse

Ces hypothèses aboutissent à un temps de pose moyen d'un compteur avec déplacement en milieu urbain de [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] en milieu rural selon les territoires.

Le temps de pose moyen de [CONFIDENTIEL] en milieu urbain est très proche du temps de pose moyen observé par ERDF dans l'expérimentation Linky entre mars 2010 et mars 2011, qui était de 50 minutes et 28 secondes⁵. Dans cette expérimentation, la pose était cependant réalisée pour partie en zone urbaine en région lyonnaise et pour partie dans une zone plus rurale en Indre et Loire. En prenant en compte les pourcentages de pose en urbain et en rural, on observe que le temps de pose moyen dans les territoires varie entre un peu moins de [CONFIDENTIEL] et un peu plus de [CONFIDENTIEL], soit des chiffres assez proches de ceux de l'expérimentation Linky et explicables par la différence de temps d'accessibilité en zone rurale entre l'Indre et Loire et certains territoires comme la Corse (montagne) et la Réunion.

Par ailleurs, le temps d'installation total est en ligne avec les valeurs considérées dans le BP Linky.

Hypothèse retenue

Les hypothèses de temps de déplacement d'EDF SEI sont retenues.

⁵ Source : Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky, juin 2011, CRE



4.2.3.3. Coût de pose « massive » ou « en massif » d'un compteur numérique

Coût de pose d'un compteur en déploiement massif

Cette hypothèse fixe le coût de pose d'un compteur en déploiement massif, en s'appuyant en particulier sur les coûts horaires de main d'œuvre et les temps de pose.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI considère qu'en plus du temps passé, la pose massive implique des coûts supplémentaires liés à la prise de rendez-vous pour les compteurs non accessibles ([CONFIDENTIEL], en tenant compte d'une prise de rendez-vous pour environ 50% des compteurs), les visites qualité ([CONFIDENTIEL], en tenant compte de contrôle qualité sur 5% des compteurs posés) et au stockage ([CONFIDENTIEL]).

De plus, EDF SEI considère qu'un coût additionnel s'impose pour saturer les grappes de compteurs en envoyant une nouvelle fois les poseurs pour installer les compteurs n'ayant pas pu être installés. Ils estiment que ce second passage est nécessaire pour 10 % des compteurs et représentent un coût plus important de 20 %.

En tenant compte des éléments précédents, des temps de déplacement détaillés précédemment et de son hypothèse de temps de pose détaillée précédemment ([CONFIDENTIEL]), EDF SEI obtient un coût de pose d'un compteur en déploiement massif pour chacun de ses territoires pour une pose en interne et pour une pose en externe en y appliquant le coût horaire de la main d'œuvre correspondant. La répartition des installations entre les ressources internes d'EDF SEI et les ressources externes conduisent alors à un coût de pose moyen par territoire exposé dans le tableau ci-après.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de pose d'un compteur numérique en déploiement massif - interne (€ ₂₀₁₆ /compteur)	[CONFIDENTIEL]				
Coût de pose d'un compteur numérique en déploiement massif - externe (€ ₂₀₁₆ /compteur)					
Répartition interne / externe					
Coût de pose d'un compteur numérique en déploiement massif – moyenne EDF SEI (€ ₂₀₁₆ /compteur)					



Analyse
<p>Les coûts de prise de rendez-vous présentés par EDF SEI semblent élevés. Ils sont basés sur une hypothèse de [CONFIDENTIEL] par prise de rendez-vous, [CONFIDENTIEL] de rendez-vous par jour et sur un taux journalier non communiqué. Nous avons contacté une entreprise française qui fournit des prestations de prise de rendez-vous sur base de centres d'appels et travaille déjà pour des énergéticiens en France. Cette entreprise nous a présenté un devis pour ce service nous amenant à reconsidérer ce coût à 4 € par prise de rendez-vous (prix basé sur un call center localisé en France, pour une prise de rendez-vous durant 5 minutes en moyenne), ce qui revient à 2 € par compteur puisqu'il est estimé par EDF SEI que 50 % des compteurs nécessiteront une prise de rendez-vous. Cependant, EDF SEI explique deux raisons justifiant d'un coût plus élevé, la première étant la prise des rendez-vous effectuée directement par les entreprises de pose qui sont des petites structures locales, non spécialisées dans la prise de rendez-vous ne pouvant donc pas être aussi efficaces qu'un grand prestataire en métropole. La deuxième raison est la faible qualité du fichier de contacts où il est estimé par EDF SEI que seule la moitié des numéros sont renseignés correctement. On peut considérer que ce dernier point induirait au moins un doublement du coût de prise de rendez-vous du prestataire que nous avons contacté. Par ailleurs l'argument d'EDF SEI sur l'utilisation de prestataires locaux nous paraît pertinent. Suite à ces explications, le coût de [CONFIDENTIEL] par compteur avancé par EDF SEI nous semble approprié.</p> <p>Le coût des visites de contrôle qualité estimé par EDF SEI se base sur un coût de [CONFIDENTIEL] par visite et un taux de vérification de 5 % des compteurs posés. Sur la base de notre expérience sur d'autres projets, un taux de 5 % est typique en début de processus de déploiement, puis peut être baissé à environ 3% en régime établi. Cependant, la conservation d'un taux de 5% tout au long du déploiement n'est pas inhabituelle. Nous conservons donc les hypothèses d'EDF SEI sur ce point.</p> <p>Ces coûts de pose sont un peu plus élevés que les coûts de pose que nous avons pu observer en moyenne sur différents projets de comptage évolué en Scandinavie, au Benelux et en France, dans des proportions qui nous paraissent malgré tout acceptables.</p>
Hypothèse retenue
Nous retenons les hypothèses d'EDF SEI.

4.2.3.4. Coût de pose « diffuse » ou « en diffus » d'un compteur numérique

Coût de pose « diffuse » d'un compteur en diffus
Cette hypothèse fixe le coût de pose diffuse d'un compteur numérique dans chaque territoire.
Hypothèses d'EDF SEI



EDF SEI considère un coût de pose en diffus identique à celui d'un coût de pose d'un compteur CBE à l'heure actuelle. Les coûts de pose par territoire estimés par EDF SEI sont exposés dans le tableau ci-après.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de pose diffuse d'un compteur numérique – moyenne EDF SEI (€ ₂₀₁₆ /compteur)	[CONFIDENTIEL]				

De plus, EDF SEI nous a indiqué en fin de mission qu'ils comptent également effectuer des visites qualité pour les compteurs posés en diffus qui représentent donc également un surcoût moyen de [CONFIDENTIEL] par compteur, sur la base d'une hypothèse de contrôle sur 5% des compteurs.

Analyse

Nous nous sommes étonnés qu'EDF SEI puisse avoir un coût de pose massive plus élevé que celui de la pose diffuse. En effet, la pose diffuse inclut des déplacements pour les opérateurs plus longs à cause de tournées qui ne peuvent pas être autant optimisées que pour la pose massive. Par ailleurs dans le BP Linky, il est considéré que le temps total d'intervention serait augmenté de 25 % dans le cas d'une pose diffuse par rapport à une pose massive.

EDF SEI nous indique que les coûts additionnels liés à la pose massive expliquent un coût plus élevé en massif mais ces surcoûts liés au stockage et à la prise de rendez-vous, même avec leurs hypothèses ont un impact moins important qu'une différence de temps passé de 25 %. EDF SEI indique néanmoins que l'optimisation de la pose massive n'est pas aussi importante qu'en métropole à cause de zones géographiques et des volumes de compteurs plus restreints et d'une concurrence limitée au niveau des entreprises de pose, argument qui nous paraît recevable.

Cette hypothèse de coût de pose diffuse étant également basée sur les coûts réels actuels d'EDF SEI, nous conservons les valeurs indiquées par EDF SEI.

Hypothèse retenue

Les hypothèses suivantes sont ainsi retenues, y inclus les visites de contrôle qualité :

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de pose diffuse d'un compteur numérique – moyenne EDF SEI (€ ₂₀₁₆ /compteur)	[CONFIDENTIEL]				



4.2.3.5. Taux de clean-up

Hypothèse de taux de clean-up des compteurs numériques installés
Le taux de clean-up correspond à la proportion des compteurs numériques qui ont été posés chez le client mais ne sont pas communicants pour diverses raisons (source de bruit, mauvais câblage, panne) et nécessitent par conséquent une seconde intervention pour les rendre communicant.
Hypothèses d'EDF SEI
EDF SEI estime à 5% des compteurs posés (en pose massive et en pose diffuse) le nombre d'interventions relatives au « clean-up » des compteurs installés.
Analyse
Lors de nos travaux sur les projets de comptage intelligent dans les pays nordiques, nous avons pu observer qu'un taux de clean-up de 2% est déjà une valeur élevée. Nous proposons de retenir cette valeur plutôt que celle indiquée par EDF SEI
Hypothèse retenue
Un taux de clean-up de 2% des compteurs posés en pose massive est retenu.

4.2.3.6. Coût de clean up d'un compteur numérique

Coût de clean-up
Cette hypothèse définit le coût d'intervention en cas de clean up d'un compteur numérique. Une telle intervention est plus complexe qu'une pose classique car elle peut nécessiter une investigation pour déterminer les causes de non communication des données du compteur, et peut mener à un remplacement du compteur.
Hypothèses d'EDF SEI
EDF SEI considère qu'une opération de clean-up se traduit systématiquement par le remplacement du compteur numérique. EDF SEI considère donc le coût de changement d'un compteur (i.e. le coût de pose diffuse + le coût d'achat d'un compteur numérique) réalisé par ses ressources internes et plus particulièrement par un opérateur plus qualifié. EDF SEI considère également un temps de trajet plus long. L'ensemble de ces considérations amènent EDF SEI à majorer de 30% la somme du coût de pose diffuse d'un compteur numérique et du matériel.
Analyse
EDF SEI prend des hypothèses fortes quant au coût de clean-up d'un comptage évolué. En effet, dans la construction de son hypothèse, EDF SEI suppose le remplacement systématique du compteur, alors que celui-ci n'est pas nécessaire lors de chaque intervention de clean up.



L'expérimentation Linky s'est traduite par la nécessité de changer environ 1% des compteurs posés par Enedis, soit la moitié des 2% d'interventions de clean-up que nous considérons dans nos hypothèses.

En gardant le coût d'une pose diffuse majorée de 30 % et en considérant le remplacement du compteur dans seulement 50 % des cas, nous obtenons les coûts de clean-up en 2017 suivants :

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de « clean up » (€ ₂₀₁₆ /clean up)	[CONFIDENTIEL]				

Hypothèse retenue

Nous retenons les coûts de clean up suivants :

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de « clean up » en 2016 (€/clean up)	[CONFIDENTIEL]				

4.2.4. Surcoût pour cas particuliers

4.2.4.1. Compteur embrochable

Hypothèse de surcoût pour un compteur numérique embrochable

Un compteur embrochable est un compteur situé en extérieur, généralement dans un coffret. Le remplacement d'un compteur embrochable par un compteur numérique est une intervention plus complexe et plus longue que le remplacement d'un compteur CBE « classique » car elles impliquent le remplacement de certains matériels annexes (coffrets notamment) ou sont rapatriés à l'intérieur du domicile du client dans la mesure du possible.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI calcule le coût total d'intervention pour un compteur embrochable pour chacun de ses territoires. En particulier, un audit réalisé sur près de 7 700 compteurs (tous territoires confondus) a montré qu'il n'y avait pas de compteur embrochable en Corse : EDF SEI n'a donc pas estimé de surcoût pour les compteurs embrochables sur ce territoire.

EDF SEI estime que l'intervention de 2 opérateurs internes d'EDF SEI pendant [CONFIDENTIEL] (hors déplacement) est nécessaire pour traiter le remplacement d'un compteur embrochable. Un déplacement de 30 minutes (aller-retour) est ajouté au temps d'intervention. Des opérateurs internes d'EDF SEI réaliseront ces interventions. EDF SEI s'est appuyé sur un coût de main d'œuvre identique à celui pris en compte dans ses estimations de coût de pose massive décrites au paragraphe 4.2.3.3 ([CONFIDENTIEL]).

Par ailleurs, EDF SEI estime à [CONFIDENTIEL] le surcoût de matériel supplémentaire nécessaire lors d'une intervention de pose sur un compteur embrochable.



L'hypothèse de surcoût de pose et de matériel pour un compteur embrochable est récapitulée dans le tableau suivant.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Surcoût de main d'œuvre pour la pose d'un compteur embrochable (€ ₂₀₁₆ /compteur) *	NA	[CONFIDENTIEL]			
Surcoût de matériel (€ ₂₀₁₆ /compteur)	NA	[CONFIDENTIEL]			

* [CONFIDENTIEL]

EDF SEI ajoute que les compteurs embrochables seront, dans la mesure du possible, identifiés en avance par l'entreprise : dans le cas où un prestataire externe d'EDF SEI pour la pose massive fait face à un compteur embrochable, il ne fera pas l'intervention de pose, et se verra dédommagé d'une indemnité dans la mesure où le compteur est effectivement jugé embrochable par un opérateur d'EDF SEI. EDF SEI indique que ce dédommagement est inclus dans le surcoût total pour la pose d'un compteur embrochable.

Il convient de noter qu'EDF SEI évalue le surcoût pour un compteur embrochable uniquement par rapport au coût de pose massive d'un compteur numérique (ce surcoût est appliqué par EDF pour les compteurs embrochables rencontrés lors de la pose massive et diffuse de compteurs numériques ainsi que lors de la pose diffuse de CBE).

Analyse

La durée d'intervention (hors déplacement) et le temps de déplacement supposés par EDF SEI nous semblent appropriés étant donné la nature des interventions à réaliser et les difficultés de déplacement sur les territoires d'EDF SEI.

EDF SEI précise les différents matériels nécessaires pour déplacer les compteurs embrochables :

- Barrette de pontage ECEBI : [CONFIDENTIEL]
- Volet obturation ECEBI : [CONFIDENTIEL]
- Panneau de contrôle CCPI : [CONFIDENTIEL]
- Fusible AD 45 : [CONFIDENTIEL]
- Couteau neutre : [CONFIDENTIEL]
- Câblette perfo noire : [CONFIDENTIEL]
- Câblette perfo bleue : [CONFIDENTIEL]
- Autres petites fournitures : [CONFIDENTIEL]



Nous proposons de considérer les surcoûts pour le compteur embrochable dans les deux cas de pose :

- un premier surcoût par rapport au coût de pose massive d'un compteur (i.e. lorsqu'un compteur embrochable est rencontré lors de la pose massive d'un compteur),
- un second surcoût par rapport au coût de pose diffuse d'un compteur (i.e. lorsqu'un compteur embrochable est rencontré lors de la pose diffuse d'un compteur),

Ainsi, nous arrivons aux surcoûts exposés dans le tableau suivant :

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de main d'œuvre total lors d'une pose d'un compteur embrochable (€₂₀₁₆/compteur)	NA		[CONFIDENTIEL]		
Surcoûts par rapport à la pose massive d'un compteur numérique*					
Surcoût de main d'œuvre pour la pose d'un compteur embrochable (€ ₂₀₁₆ /compteur)	NA		[CONFIDENTIEL]		
Surcoût de matériel (€ ₂₀₁₆ /compteur)	NA		[CONFIDENTIEL]		
Surcoûts par rapport à la pose diffuse d'un compteur numérique**					
Surcoût de main d'œuvre pour la pose d'un compteur embrochable (€ ₂₀₁₆ /compteur)	NA		[CONFIDENTIEL]		
Surcoût de matériel (€ ₂₀₁₆ /compteur)	NA		[CONFIDENTIEL]		

*le surcoût est calculé par rapport au coût de pose massive retenu au paragraphe 4.2.3.3.

**le surcoût est calculé par rapport au coût de pose diffuse retenu au paragraphe 4.2.3.4.

Hypothèse retenue

Les hypothèses de surcoûts précédentes sont retenues pour les compteurs embrochables.

4.2.4.2. GRIP – hors colonnes montantes

Surcoût pour les GRIP

Les GRIP regroupent l'ensemble des cas « inhabituels » auxquels peuvent faire face les opérateurs lors de la pose d'un compteur numérique, à l'exception des interventions relatives aux compteurs embrochables, détaillées précédemment, et des colonnes montantes, détaillées dans le paragraphe suivant. Une intervention de pose dans le cas d'un GRIP est plus complexe qu'une intervention de pose « normale » et donne par conséquent lieu à un surcoût par rapport au coût de pose dans des conditions « normales ».



Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI a estimé les pourcentages de GRIP hors colonnes montantes (3 catégories de GRIP ont été distinguées) sur chacun de ces territoires sur la base d'un audit d'environ 7 600 compteurs. Le tableau ci-dessous récapitule les pourcentages de GRIP considérés par EDF SEI.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Tableau à changer	3 %	5 %	2 %	6 %	5 %
Coffret à remplacer	1 %	2 %	5 %	3 %	2 %
Autres aléas (aléas – amiante, etc.)	3 %	1 %	1 %	1 %	1 %

EDF SEI a ensuite estimé le nombre d'opérateurs, la durée d'intervention, et le temps de déplacement nécessaires pour résoudre la problématique posée dans chacun des cas et sur chaque territoire. EDF SEI a ensuite appliqué un coût de main d'œuvre identique à celui pris en compte dans ses estimations de coût de pose massive décrites au paragraphe 4.2.3.3 ([CONFIDENTIEL]) pour estimer le surcoût de main d'œuvre dans chacun des cas de GRIP.

De plus, EDF SEI estime que 50 % des cas de GRIP ne seront pas bien répertoriés dans son SI, un poseur non habilité pour traiter les GRIP qui détecte un GRIP sera rémunéré à hauteur de [CONFIDENTIEL] par EDF SEI pour le déplacement vain et pour l'inciter à faire remonter l'information. Ceci aura donc un impact de [CONFIDENTIEL] par cas de GRIP.

De plus, EDF SEI a considéré des hypothèses de coût de matériel supplémentaire différenciées selon le type de GRIP. Ces hypothèses sont communes à tous les territoires.

Le tableau ci-dessous récapitule ainsi l'ensemble des hypothèses considérées par EDF SEI relatives à la main d'œuvre et au matériel dans pour chaque cas de GRIP (communes à tous les territoires).

	Nombre d'opérateurs	Durée (h)	Coût de matériel (€ ₂₀₁₆)
Tableau à changer	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coffret à remplacer			
Autres aléas (aléas – amiante, etc.)			

Le tableau ci-après récapitule alors le surcoût moyen pour l'ensemble des GRIP.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Surcoût de main d'œuvre moyen l'ensemble des GRIP (€ ₂₀₁₆ /compteur) *					



Surcoût de matériel moyen pour l'ensemble des GRIP (€₂₀₁₆/compteur) ** Coût moyen de la détection des GRIP (€₂₀₁₆/compteurs)	[CONFIDENTIEL]
---	----------------

[CONFIDENTIEL]

Analyse

La durée d'intervention (hors déplacement) et le temps de déplacement supposés par EDF SEI nous semblent appropriés étant donné la nature des interventions à réaliser et les difficultés de déplacement sur les territoires d'EDF SEI.

Hypothèse retenue

Les hypothèses de surcoût de GRIP retenues sont exposées dans le tableau ci-après.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Surcoût de main d'œuvre moyen pour l'ensemble des GRIP (€₂₀₁₆/compteur) – hors colonnes montantes	[CONFIDENTIEL]				
Surcoût de matériel moyen pour l'ensemble des GRIP (€₂₀₁₆/compteur) – hors colonnes montantes					
Coût moyen de la détection des GRIP (€₂₀₁₆/compteurs)					

4.2.4.3. Colonne montante

Surcoût pour une colonne montante

Certains compteurs sont installés sur des colonnes montantes. L'installation d'un nouveau compteur numérique se traduit alors par la nécessité de couper l'alimentation de toute la colonne et par un temps d'intervention beaucoup plus long que pour une pose massive ou diffuse normale.

Hypothèses d'EDF SEI



EDF SEI a estimé un pourcentage d'intervention relatif à une intervention sur colonne montante avec coupure de l'alimentation de celle-ci. Le pourcentage considéré pour chaque territoire d'EDF SEI est exposé dans le tableau ci-après.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Colonnes montantes nécessitant la coupure totale de l'alimentation	7 %	1 %	1 %	2 %	3 %

EDF SEI a ensuite estimé le nombre d'opérateurs, la durée d'intervention, et le temps de déplacement nécessaires pour résoudre la problématique posée dans chacun des cas et sur chaque territoire. EDF SEI a ensuite appliqué un coût de main d'œuvre identique à celui pris en compte dans ses estimations de coût de pose massive décrites au paragraphe 4.2.3.3 ([CONFIDENTIEL]) pour estimer le surcoût de main d'œuvre.

Par ailleurs, contrairement aux interventions relatives aux compteurs embrochables ou aux GRIP, EDF SEI estime qu'aucun matériel supplémentaire ne sera nécessaire pour une telle intervention. L'hypothèse de surcoût pour une intervention relative à une colonne montante nécessitant la coupure de l'alimentation est exposée dans le tableau ci-après pour chaque territoire.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Surcoût de main d'œuvre moyen pour une colonne montante (€ ₂₀₁₆ /compteur) *	[CONFIDENTIEL]				

[CONFIDENTIEL]

Analyse

La durée d'intervention (hors déplacement) et le temps de déplacement supposés par EDF SEI nous semblent appropriés étant donné la nature des interventions à réaliser et les difficultés de déplacement sur les territoires d'EDF SEI.

Hypothèse retenue

Les hypothèses de surcoût pour les colonnes montantes retenues sont exposées dans le tableau ci-après.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Surcoût de main d'œuvre moyen pour une colonne	[CONFIDENTIEL]				



montante (€ ₂₀₁₆ /compteur)	
---	--

4.2.5. Pose des concentrateurs

4.2.5.1. Coût de préparation d'un poste de transformation HTA/BT

Coût de préparation d'un poste de transformation HTA/BT

La première pose d'un concentrateur au niveau d'un poste de transformation HTA/BT nécessite des études et travaux préliminaires avant l'installation effective du concentrateur afin de s'assurer que la pose du concentrateur sera effectivement possible lors du passage de l'opérateur responsable.

Hypothèses d'EDF SEI

L'estimation d'EDF SEI comprend :

- une étude « technique et sécurité » préliminaire, qui consiste à analyser et préparer le chantier (analyse des solutions de raccordement, mesure de la qualité de réception du signal GPRS, etc.) : cette étude est réalisée par un opérateur et dure 1,5 heure (déplacement compris),
- une intervention qui peut être :
 - une intervention en hauteur, qui nécessite 2 opérateurs pendant [CONFIDENTIEL] (déplacement compris),
 - une intervention au sol, qui nécessite 2 opérateurs pendant [CONFIDENTIEL] (déplacement compris).

Avec l'hypothèse de salaire horaire d'EDF SEI ([CONFIDENTIEL]) pour l'ensemble de ses territoires et une répartition 50/50 des interventions en hauteur et au sol, les coûts de préparation des postes de transformation HTA/BT sont estimés par EDF SEI à [CONFIDENTIEL] sur l'ensemble des territoires d'EDF SEI.

EDF SEI explique par ailleurs que les nouveaux postes installés pour l'accroissement du parc ne nécessiteront pas de coût de préparation sauf pour les postes H61 qui devraient représenter environ un tiers de ces postes.

Analyse

Les temps de déplacement et d'intervention relatifs à la préparation des postes de transformation proposés par EDF SEI sont en ligne avec les temps que nous avons observés sur d'autres projets de comptage évolué en Europe.

Hypothèse retenue



Les hypothèses de coûts de préparation des transformateurs HTA/BT retenues sont exposées dans le tableau ci-après.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de préparation d'un poste de transformation HTA/BT (€ ₂₀₁₆ /concentrateur)	[CONFIDENTIEL]				

4.2.5.2. Coût de pose d'un concentrateur

Coût de pose d'un concentrateur
<p>Après la préparation du poste de transformation HTA/BT, des opérateurs d'EDF SEI viennent poser le concentrateur afin de permettre la communication des compteurs numériques installés en aval.</p>
Hypothèses d'EDF SEI
<p>Coût de pose – hors clean-up</p> <p>EDF estime le coût de pose d'un concentrateur à partir de son retour d'expérience en Martinique. EDF SEI prend ainsi en compte 30 minutes de déplacement et 30 minutes d'intervention d'un technicien pour le calcul du coût de pose d'un concentrateur.</p>
<p>Taux de clean-up</p> <p>EDF intègre des coûts de clean-up dans le coût de pose d'un concentrateur. EDF SEI prend alors une hypothèse de 5% de taux de clean-up pour l'intégration de ces coûts.</p>
<p>Coûts de clean-up</p> <p>Sur la base de son retour d'expérience en Martinique, EDF SEI estime à 2 heures le temps d'intervention (déplacement compris) par 2 opérateurs.</p>
Analyse
<p>Les temps de déplacement et d'intervention relatifs à la pose d'un concentrateur (hors clean-up) sont en ligne avec ce que nous avons observé dans différents projets de déploiement de compteurs évolués en Europe.</p> <p>En revanche, sauf cas exceptionnel, le clean-up des concentrateurs n'est que très rarement nécessaire dans de tels projets, dans la mesure où ce sont les techniciens du GRD qui effectuent l'opération de pose. Toutefois, compte tenu de la nature particulière des territoires d'EDF SEI (qualité fluctuante du signal GPRS notamment), nous convenons qu'un taux de clean-up de 5% des concentrateurs peut être envisagé.</p>
Hypothèse retenue



L'hypothèse retenue est visible dans le tableau ci-après, identique pour chaque territoire d'EDF SEI.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de pose d'un concentrateur (€ ₂₀₁₆ /concentrateur)	[CONFIDENTIEL]				

4.2.6. Recyclage du matériel

4.2.6.1. Coût de recyclage d'un CBE

Coût de recyclage d'un compteur numérique

Une fois remplacé par un compteur numérique, chaque compteur CBE sera collecté, stocké, et rapatrié en France métropolitaine où il sera recyclé par les prestataires d'EDF SEI.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI estime le coût de recyclage d'un compteur CBE à partir du coût d'acheminement d'un compteur numérique (afin d'estimer le coût de rapatriement jusqu'au lieu de recyclage en France métropolitaine).

EDF SEI a ajouté [CONFIDENTIEL] afin de prendre en compte les coûts de la collecte des compteurs à recycler par une entreprise locale.

Actuellement, Enedis ne refacture pas EDF SEI pour le recyclage d'anciens compteurs défectueux ou en fin de vie : EDF SEI n'a ainsi considéré aucun coût de recyclage d'un CBE en France métropolitaine.

Le coût de recyclage d'un compteur CBE est alors visible pour chaque territoire d'EDF SEI dans le tableau ci-après.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de recyclage d'un CBE (€ ₂₀₁₆ /compteur)	[CONFIDENTIEL]				

Analyse

Nous ne disposons pas d'éléments supplémentaires pour questionner les hypothèses de coûts de recyclage d'EDF SEI initiales.

Toutefois, nous estimons qu'il est nécessaire de prendre en considération un coût de recyclage en métropole non nul car étant donné les volumes importants de compteurs de l'ancien parc qui devront être recyclés lors du déploiement, il ne sera plus possible ni souhaitable qu'Enedis s'en charge.



Nous avons considéré des coûts de recyclage de CBE en France métropolitaine égaux à 1 €/compteur. Les coûts de recyclage suivants sont ainsi retenus pour un CBE.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de recyclage d'un CBE (€ ₂₀₁₆ /compteur)	[CONFIDENTIEL]				

Hypothèse retenue

Les coûts de recyclage de CBE suivants sont retenus :

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de recyclage d'un CBE (€ ₂₀₁₆ /compteur)	[CONFIDENTIEL]				

4.2.6.2. Coût de recyclage d'un compteur numérique

Coût de recyclage d'un compteur CBE

Une fois remplacé, chaque compteur numérique sera collecté, stocké, et rapatrié en France où il sera recyclé par les prestataires d'EDF SEI.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI a estimé un coût de recyclage pour un compteur numérique identique à celui d'un CBE.

Analyse

Nous estimons cette hypothèse appropriée.

Hypothèse retenue

Un coût de recyclage identique à celui d'un compteur CBE sera considéré pour le recyclage d'un compteur numérique. Les valeurs retenues sont ainsi les suivantes :

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de recyclage d'un compteur numérique (€ ₂₀₁₆ /compteur)	[CONFIDENTIEL]				

4.2.6.3. Coût de recyclage d'un concentrateur



Coût de recyclage d'un concentrateur

Après son remplacement, un concentrateur défectueux ou en fin de vie sera rapatrié en France métropolitaine pour y être recyclé.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI estime le coût de recyclage d'un concentrateur à partir du coût d'acheminement d'un concentrateur (afin d'estimer le coût de rapatriement jusqu'au lieu de recyclage en France métropolitaine).

EDF SEI a ajouté [CONFIDENTIEL] afin de prendre en compte les coûts de la collecte des concentrateurs à recycler par une entreprise locale.

Le coût de recyclage d'un concentrateur est alors visible pour chaque territoire d'EDF SEI dans le tableau ci-après.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de recyclage d'un concentrateur (€ ₂₀₁₆ /concentrateur)	[CONFIDENTIEL]				

Analyse

De manière analogue au recyclage des compteurs, nous estimons qu'il est nécessaire de prendre en considération un coût de recyclage en métropole non nul des concentrateurs.

Nous avons considéré des coûts de recyclage de concentrateurs en France métropolitaine égaux à 2 €/concentrateur. Les coûts de recyclage suivants sont ainsi retenus pour un CBE.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de recyclage d'un concentrateur (€ ₂₀₁₆ /concentrateur)	[CONFIDENTIEL]				

Hypothèse retenue

Les hypothèses de coûts de recyclage suivantes ont été retenues :

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de recyclage d'un concentrateur (€ ₂₀₁₆ /concentrateur)	[CONFIDENTIEL]				

4.2.7. SI et télécoms relatifs au comptage

4.2.7.1. Hypothèses de coûts de SI et télécoms relatifs au comptage

Coûts de SI et télécoms relatifs au comptage intelligent

Le déploiement de compteurs numériques sur les territoires d'EDF SEI implique l'implémentation de nouveaux systèmes informatiques capables de gérer les fonctionnalités des compteurs numériques (transfert de données de consommation et lecture à distance, connexion/déconnexion d'un compteur à distance, etc.) chez EDF SEI.

Hypothèses d'EDF SEI

Afin de bénéficier du développement de l'outil informatique d'Enedis dans le cadre du déploiement de compteurs Linky, EDF SEI a choisi d'utiliser le système informatique d'Enedis dans le cadre du déploiement de compteurs numériques, et de ne pas implémenter un système informatique propre à l'entreprise.

Par conséquent, EDF SI sépare les coûts de SI et télécoms (investissements) en trois catégories :

- les CAPEX SI « Enedis », qui correspondent aux coûts de développement du SI d'Enedis spécifiques à EDF SEI (couverts par le contrat « Build » signé entre EDF SEI et Enedis),
- les CAPEX CSP-IT, qui regroupent les coûts de développement des SI d'EDF SEI pour les rendre compatible avec le système informatique d'Enedis,
- les CAPEX SEI, qui regroupent les coûts de développement du portail (partie distribution) ainsi que le matériel informatique.

Sur la période 2016-2024, les hypothèses de coûts de SI et télécoms relatives au déploiement de compteurs numériques dans le parc d'EDF SEI sont les suivantes :

(k€courants)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
ENEDIS	[CONFIDENTIEL]								
CSP-IT									
EDF SEI	2 570	1 504	520	276	631	201	146	149	5 997
Total	9 624	6 466	3 896	2 925	3 322	689	527	538	27 987

Analyse

L'analyse du ratio coûts de licence / nombre de compteurs numériques du parc sur la période 2017 – 2037 (avec le nombre de compteurs numériques du parc en 2037) conduit à un ratio de 5,03 €/compteur pour EDF SEI.

Cette valeur est cohérente avec le ratio coût du système central / nombre de compteurs Linky du parc sur la période 2010 – 2031 (avec le nombre de compteurs Linky du parc en 2031), celui-ci étant égal à 5,93.

De plus, à périmètre équivalent (i.e. dans l'achat de matériel SI et le pilotage SI considéré par EDF SEI), nous trouvons un ratio CAPEX SI / nombre de compteurs numériques du parc sur la période 2017- 2037 d'une valeur de 13,31 €/compteur, ce qui est nettement inférieur aux données dont nous disposons pour d'autres projets en Europe (jusqu'à 40 €/compteur).



Les trajectoires d'investissements relatifs aux SI et télécoms proposées par EDF SEI nous semblent ainsi justifiées.

Hypothèse retenue

Les hypothèses d'investissements relatifs au système informatique d'EDF SEI ont été retenues.

4.2.8. Pilotage du déploiement

Coûts de pilotage du déploiement

Ces hypothèses fixent les coûts de pilotage du projet de déploiement des compteurs numériques et des concentrateurs associés.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI a communiqué en début d'étude dans son recueil d'hypothèse v7.3 un coût total de pilotage du déploiement de 39,2 M€₂₀₁₆ sur la période de déploiement 2017-2024, en précisant dans ce document qu'il s'agissait du « coût de la main d'œuvre interne et externe pour le pilotage des projets (chef de projet et autres postes non pérennes dédiés au déploiement) ». Ces coûts se décomposent comme suit :

En M€ ₂₀₁₆	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
National	2,3	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,2	1,2	13,7
Corse	0,5	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,4	5,6
Martinique	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,4	5,0
Guyane	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	2,9
Guadeloupe	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,4	5,0
Réunion	0,6	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5	7,0
Total	4,7	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	4,4	3,2	39,2

Au cours des entretiens, EDF SEI a précisé que les ressources prévisionnelles justifiant ces montants sont :

- des chefs de projet (1 pour chaque territoire plus 1 ou 2 au niveau national),
- des adjoints aux chefs de projets (sauf pour la Guyane) qui pilotent également le contrôle de la qualité comme la vérification de 5 % des poses de compteurs,
- des référents « pose compteur » : le chef de projet s'appuie sur des référents pose C (entre 1 et 3 dans chaque centre, [CONFIDENTIEL]), qui sont en relation avec toutes les entreprises de pose (jusqu'à 15 entreprises de pose par centre), également en charge des poses faites par l'interne. Les référents « pose compteur » valident également les GRIP (pour accepter que le prestataire n'ait pas fait l'intervention),
- un référent « pose concentrateur » qui supervise et pilote tous les déploiements de concentrateurs (1 par centre),



- un réconciliateur qui s'assure de la cohérence entre les données en provenance des concentrateurs et des compteurs remontées dans le SI et les comptes rendus de pose,
- un superviseur qui assure la supervision du système au sein de son centre (cette fonction est mutualisée avec celle de réconciliateur)
- un expert CPL qui traite les problèmes de communication CPL au cours du déploiement (4 à 5 personnes formées par centre, 1 à 2 ETP par centre).

Analyse

Nous avons demandé à EDF SEI de justifier ces coûts par le nombre d'ETP par profil de ressource et par territoire, et par les coûts par ETP associés. EDF SEI a fourni ces informations, dont la vision agrégée par profil est la suivante :

Profil de ressource	Cout salaire annuel par ETP (k€ ₂₀₁₆)	ETP 2017	ETP 2018	ETP 2019	ETP 2020	ETP 2021	ETP 2022	ETP 2023	ETP 2024	ETP Total
Chef de projet	[CONFIDENTIEL]	6	6	6	6	6	6	6	6	48
Adjoint et Pilotage qualité		7	7	7	7	7	7	7	2	51
Pilotage déploiement compteur		5	11	11	11	11	11	8	5	73
Pilotage déploiement concentrateur		5	5	6	6	6	6	5	0	39
Réconciliation et supervision compteurs		4	5	5	5	5	5	5	5	39
Expert CPL		0	4	4	4	4	4	4	4	28
Total			27	38	39	39	39	39	35	22

EDF SEI nous a alors indiqué que les deux profils de ressources « réconciliation et supervision compteurs » et « expert CPL » seront en fait des postes pérennes, donc maintenus au-delà de 2024.

Sur cette base, nous avons recalculé les coûts de main d'œuvre pour le pilotage du déploiement, présenté dans le tableau suivant, qui apparaissent très inférieurs aux valeurs indiquées dans le recueil d'hypothèses présentées précédemment (-10,8 M€) :

(k€ ₂₀₁₆)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025+	Total
Coûts de MO – Pilotage du déploiement	2 818	3 744	3 828	3 828	3 828	3 828	3 492	2 293	757	28 419

EDF SEI nous a ensuite communiqué des coûts de main d'œuvre par ETP plus élevés que les coûts communiqués précédemment et indiqués que les coûts de main d'œuvre externes étaient comptés à part sans modifier le nombre d'ETP par profil et par territoire. Il en résulte des coûts de pilotage du déploiement de 51,2 M€, présentés dans le tableau suivant :



(k€ ₂₀₁₆)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025+	Total
Coûts de MO interne – Pilotage du déploiement	4 000	5 320	5 440	5 440	5 440	5 440	4 960	3 200	1 080	40 320
Coûts externes - Pilotage de déploiement	1 725	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	900	900	630*	10 905

* : Il s'agit ici d'une moyenne sur la période 2025 – 2038, cette valeur alternant entre 0 et 1 M€

Ces nouvelles hypothèses d'EDF SEI aboutissent à un montant total du coût de pilotage du déploiement de 51,2 M€, beaucoup plus élevé que le montant initialement indiqué par EDF SEI (+12 M€). Il en résulte un coût de pilotage du déploiement d'environ 41 €/compteur, soit plus du double du haut de la fourchette que nous avons observée pour différents projets en Europe (entre 11 et 20 €/compteur environ). Ce chiffre nous paraît démesuré, même en tenant compte des spécificités des territoires d'EDF SEI.

Nous avons fait part de cette analyse à EDF SEI et de nos fortes réserves sur les coûts présentés, et avons demandé à EDF SEI des explications sur le contenu détaillé des coûts externes. EDF SEI nous a alors fourni ses hypothèses finales présentées ci-après.

EDF SEI a ajusté ses ressources internes de 278 ETP à 272 ETP, détaillées dans le tableau suivant :

ETP	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Chef de projet	6,5	7	7	7	7	7	7	7	55,5
Adjoint et Pilotage qualité	4,5	6	6	6	6	6	6	2	42,5
Pilotage déploiement compteur	3	11	11	11	11	11	8	5	71
Pilotage déploiement concentrateur	2,5	5	6	6	6	6	5	0	36,5
Réconciliation compteurs et supervision	0	5	5	5	5	5	5	5	35
Expert CPL	0	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	31,5
Total	16,5	38,5	39,5	39,5	39,5	39,5	35,5	23,5	272

EDF SEI considère maintenant que les ressources de « réconciliation compteurs et supervision » et d'expertise CPL ne sont plus de ressources intégrées au pilotage du déploiement, mais des ressources opérationnelles pérennes, intitulées « opérations, maintenance et supervision ».



Pour chacun de ces profils de ressources, EDF SEI a estimé les ETP nécessaire par territoire et par année puis s'appuie sur des estimations de salaires chargés environnés afin de déterminer les coûts totaux de main d'œuvre nécessaires au pilotage du déploiement.

Les coûts totaux de main d'œuvre interne considérés par EDF SEI dans son fichier récapitulant les coûts de pilotage et les nouveaux coûts « opérationnels » sont les suivants pour la période 2017-2024 :

(k€ ₂₀₁₆)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total*
Coûts de MO interne – Pilotage du déploiement	2 696	4 267	4 385	4 385	4 385	4 385	3 912	2 373	30 788
Coûts de MO – Opérationnel	0	1 125	1 125	1 125	1 125	1 125	1 125	1 125	7 875

Les coûts de main d'œuvre opérationnel sont indiqués comme étant pérennes et sont donc repris chaque année au-delà de 2024 alors que les coûts strictement liés au pilotage sont nuls après 2024.

EDF SEI a par ailleurs réduit les coûts de pilotage externes à [CONFIDENTIEL] par an entre 2017 et 2024 pour un total de [CONFIDENTIEL], et a fourni les explications suivantes sur le contenu de ces prestations externes. Ces prestations correspondent :

- à des activités dont la charge est transitoire ou liée à certaines phases du projet (préparation du projet, expérimentation et début du déploiement généralisé, préparation et construction des CCTP des AO d'entreprises de poses, analyse des solutions de recyclage, etc.) et ne peuvent être abordées par EDF SEI
- à des activités spécifiques pour lesquelles EDF SEI a un défaut de compétence et d'expérience. Les prestataires externes apportent à EDF SEI des « accélérateurs » permettant la réalisation de chacune de ces activités de manière plus efficace.

Cet appui externe recouvre notamment les activités suivantes :

1. Appui au pilotage : instruction et apport de retours d'expérience sur les principales problématiques stratégiques (définition et pilotage du planning stratégique et de trajectoires de déploiement, gestion des risques, préparation des différentes instances de gouvernance
2. Coordination de la préparation du déploiement et du déploiement
 - Définition et accompagnement des impacts métiers liés du programme Compteurs Numériques
 - Coordination des déploiements tests et des REX des premiers déploiements
3. Coordination du pilotage des formations
 - Réingénierie des supports de formation, préparation des 'recyclages'
 - Définition des fiches de formation
 - Suivi des inscriptions aux formations



- Reporting budgétaire des formations
- 4. Appui à la mise en place de procédures opérationnelles homogènes entre les unités
 - Définition de procédures homogènes pour les cas de pose nominaux comme pour les cas GRIP et ECEBI
 - Définition des procédures à destination des équipes d'accueil clientèle
 - Définition de procédures à destination des équipes logistiques
- 5. Support à la gestion des contrats avec les entreprises de pose (cadrage national)
 - Appui aux unités à la mise en place des marchés avec les entreprises de pose et de planification (CCTP). REX et réajustement pendant le déploiement.
 - Anticipation des marchés de 'saturation' des zones.
- 6. Reporting Santé Sécurité
 - mise en place et production des tableaux de bord Santé Sécurité

Avec ces nouvelles hypothèses et cette nouvelle présentation des coûts par EDF SEI, le total des coûts de pilotage sur la période de déploiement considérés par EDF SEI est de 35,1 M€₂₀₁₆, décomposé en [CONFIDENTIEL] pour les coûts internes (qui excluent les coûts jugés pérennes par EDF SEI), et [CONFIDENTIEL] pour les coûts externes. Cette diminution de coût de pilotage du déploiement de 39,2 M€ initialement à ce nouveau chiffre de 35,1 M€ n'est qu'apparente, puisque s'y ajoute les 7,9 M€ des coûts opérationnels, comptabilisés initialement dans les coûts de pilotage, soit un coût total sur la période d'environ 43 M€, en hausse de 3,8 M€ par rapport aux coûts présentés initialement par EDF SEI.

Nous notons que les explications successives fournies par EDF SEI n'ont jamais permis de retrouver les valeurs fournies initialement par EDF SEI et ont montré une certaine confusion sur la manière de calculer les coûts de pilotage.

En conclusion, nous considérons tout d'abord que les ressources dites opérationnelles par EDF SEI dans ses nouvelles hypothèses sont bien des ressources relatives au déploiement et pas des ressources pérennes : nous les réintégrons donc aux coûts de pilotage du déploiement et ne les prenons pas en compte après 2024.

Nous obtenons donc des coûts de pilotage du déploiement de 43 M€ sur la période 2017-2024, correspondant à un ratio de de 34,4 €/compteur sur la période de déploiement. Cela correspond à près du double du haut de la fourchette que nous avons observée pour différents projets en Europe (entre 11 et 20 €/compteur environ), mais peut se justifier par la nécessité pour EDF SEI d'avoir une équipe pour chacun de ses territoires ainsi qu'une équipe au niveau national pour coordonner l'ensemble du projet de déploiement, ce qui limite les synergies. Nous estimons que le nombre de réconciliateurs et d'experts CPL est élevé (nombre de GRD n'ont aucun expert CPL et déploient malgré tout ce type de système) mais peut être justifié, pendant le déploiement par les craintes d'EDF SEI sur la qualité de la communication des compteurs dans ses territoires



et la volonté d’atteindre des taux de performance du système à des niveaux attendus pour un projet industriel.

Par ailleurs, étant données les durées de vie des compteurs considérées (inférieures à la durée de modélisation de l’analyse coûts-bénéfices), une partie des compteurs déployés en massif devront être remplacés en fin de vie. Nous estimons qu’il est alors nécessaire de considérer des ressources de « pilotage de remplacement massif » pour ces compteurs. Pour ce faire, nous estimons un coût unitaire de pilotage par compteur (coûts de pilotage sur la période 2017-2024 divisés par le nombre de compteurs numériques posés massivement en 2024) et nous l’appliquons au nombre de compteurs remplacés en massif à partir de 2026. Cependant, nous considérons qu’un remplacement massif étant plus aisé qu’un déploiement massif initial, nous considérons que les coûts externes ne sont pas justifiés au-delà de 2024.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses suivantes de coûts de pilotage du déploiement sur 2017-2024 :

(k€ ₂₀₁₆)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Coûts de MO interne – Pilotage du déploiement	[CONFIDENTIEL]								
Coûts externes – Pilotage du déploiement	[CONFIDENTIEL]								
Total	3 236	5 932	6 050	6 050	6 050	6 050	5 577	4 038	42 983

Les hypothèses d’investissements relatifs au pilotage du déploiement ont été retenues sur la période 2017-2024 mais ces coûts sont supprimés à partir de 2025 et réintégrés proportionnellement pour le pilotage du remplacement massif.

4.2.9. Gains sur les investissements pour le distributeur

4.2.9.1. Description générale

Les gains sur les investissements apportés par le déploiement de compteurs numériques sont évalués par rapport à un scénario « Business As Usual » « BAU » décrit au paragraphe 3 : ils correspondent aux investissements qu’aurait dû réaliser le GRD sans le déploiement des compteurs numériques, et qui peuvent être évités grâce à ce dernier (par exemple, les investissements afférents au déploiement de compteurs non communicants).

4.2.9.2. Gains sur les investissements : matériel

Les gains sur les investissements de matériel sont exposés dans le tableau suivant.



Gains sur les investissements : matériel	Hypothèse prise en compte
Remplacement de compteurs CBE et CEM en fin de vie ou endommagés par des compteurs CBE (jusqu'en 2018)	Coût d'achat des compteurs CBE et du matériel supplémentaire correspondant (paragraphe 4.2.2.1.2)
	Coût d'acheminement des compteurs CBE (paragraphe 4.2.2.1.3)
Installation de compteurs CBE pour la croissance du parc (à partir de 2018)	Coût d'achat des compteurs CBE et du matériel supplémentaire correspondant (paragraphe 4.2.2.1.2)
	Coût d'acheminement des compteurs CBE (paragraphe 4.2.2.1.3)
Remplacement de compteurs CBE et CEM en fin de vie ou endommagés par des compteurs numériques non communicants (à partir de 2018)	Coût d'achat des compteurs numériques correspondants (paragraphe 4.2.2.1.1)
	Coût d'acheminement des compteurs numériques (paragraphe 4.2.2.1.3)
	Coût du matériel supplémentaire des compteurs numériques (paragraphe 4.2.2.1.4)
Installation de compteurs numériques pour la croissance du parc (à partir de 2018)	Coût d'achat des compteurs numériques correspondants (paragraphe 4.2.2.1.1)
	Coût d'acheminement des compteurs numériques (paragraphe 4.2.2.1.3)
	Coût du matériel supplémentaire des compteurs numériques (paragraphe 4.2.2.1.4)

4.2.9.3. Gains sur les investissements : pose

Les gains sur les investissements de pose de matériel sont exposés dans le tableau suivant.

Remarque : dans le scénario BAU, des compteurs numériques non communicants sont installés en remplacement de compteurs CBE ou pour les nouvelles installations à partir de 2018. Dans la mesure où certaines spécificités de la pose de compteurs numériques communicants (vérification de la bonne communication du compteur par exemple) ne sont pas nécessaires, il est supposé que le coût de pose diffuse d'un compteur numérique non communicant est identique au coût de pose d'un CBE.

Gains sur les investissements : matériel	Hypothèse prise en compte
Remplacement de compteurs CBE et CEM en fin de vie ou endommagés par des compteurs CBE (jusqu'en 2018)	Coût de pose diffuse des compteurs CBE (paragraphe 4.2.3.4)
	Surcoût compteur embrochable (paragraphe 4.2.4.1)



	Surcoût GRIP – hors colonne montante (paragraphe 4.2.4.2)
	Surcoût colonne montante (paragraphe 4.2.4.3)
Installation de compteurs CBE pour la croissance du parc (à partir de 2018)	Coût de pose diffuse des compteurs CBE (paragraphe 4.2.3.4)
	Surcoût GRIP – hors colonne montante (paragraphe 4.2.4.2)
	Surcoût colonne montante (paragraphe 4.2.4.3)
Remplacement de compteurs CBE et CEM en fin de vie ou endommagés par des compteurs numériques non communicants (à partir de 2018)	Coût de pose diffuse des compteurs CBE (paragraphe 4.2.3.4)
	Surcoût compteur embrochable (paragraphe 4.2.4.1)
	Surcoût GRIP – hors colonne montante (paragraphe 4.2.4.2)
	Surcoût colonne montante (paragraphe 4.2.4.3)
Installation de compteurs numériques pour la croissance du parc (à partir de 2018)	Coût de pose diffuse des compteurs CBE (paragraphe 4.2.3.4)
	Surcoût GRIP – hors colonne montante (paragraphe 4.2.4.2)
	Surcoût colonne montante (paragraphe 4.2.4.3)

4.2.9.4. Gains sur les investissements : recyclage

Les gains sur les investissements de pose de matériel sont exposés dans le tableau suivant.

Remarque : dans le scénario BAU, les volumes de compteurs à recycler restent faibles (du même ordre de grandeur que ceux qu'EDF SEI envoie à Enedis à l'heure actuelle). Il est ainsi supposé qu'Enedis ne facture pas le recyclage de ces compteurs à EDF SEI (de manière analogue à ce qui est fait à l'heure actuelle) et qu'EDF SEI ne prend à sa charge que l'acheminement de ses territoires vers la France métropolitaine et la collecte locale.

Gains sur les investissements : recyclage	Hypothèse prise en compte
Recyclage des compteurs CBE en fin de vie ou endommagés	Coût de recyclage des compteurs CBE (4.2.6.1)
Recyclage des compteurs numériques en fin de vie ou endommagés	Coût de recyclage des compteurs numériques (paragraphe 4.2.6.2)

4.2.9.5. Autres gains sur les investissements

EDF SEI n'a pas modélisé d'investissements évités sur les télécommandes centralisées. En effet : EDF SEI pense devoir conserver les télécommandes centralisées (TCFM 175 Hz) :

- pour l'éclairage public,



- pour gérer la déconnexion des petits producteurs (les petits producteurs sont pour l'instant déconnectés à travers la TCFM et EDF SEI n'a pour le moment pas de solution alternative à la communication à travers ce signal 175 Hz),
- pour gérer les tarifs des quelques clients qui ne pourront pas disposer d'un compteur numérique (en particulier clients de moins de 36 kVA situés en zones blanches).

4.2.9.6. Gain sur les investissements du distributeur : décret métrologie

Le décret métrologie stipule que tout distributeur doit mener des tests de la qualité de la métrologie par lot. EDF SEI explique que les compteurs électromécaniques dans leur ensemble sont considérés comme non conformes aux normes en vigueur. Ainsi, EDF SEI considère que tous les compteurs électromécaniques et qu'une partie des compteurs numériques devraient être renouvelés dans le cadre de ce décret. Le déploiement de compteurs numériques permet alors d'éviter les investissements afférents aux quantités importantes de compteurs qui auraient dû être renouvelés dans le cadre de ce décret.

EDF SEI a indiqué :

- qu'environ 50% des compteurs devraient être à renouveler dans le cadre du décret métrologie,
- avoir considéré des coûts de pose diffuse lors du chiffrage des coûts de renouvellement associés.

EDF SEI ne nous a pas encore communiqué ses estimations concernant le renouvellement des compteurs concernés par le décret métrologie.

Les investissements évités à considérer sont identiques à ceux décrits au paragraphe 4.2.9.2, 4.2.9.3 et 4.2.9.4 pour le remplacement d'anciens compteurs en fin de vie ou endommagés.

4.3. Charges d'exploitation du distributeur

4.3.1. Relève des compteurs

4.3.1.1. Coût de relève

Coût de relève des anciens compteurs

La relève des index de consommation des compteurs (i.e. les compteurs CBE et CEM) nécessite le déplacement d'opérateurs d'EDF SEI. Au fur et à mesure que ces compteurs sont remplacés par des compteurs numériques communicants, ces interventions diminuent et les coûts afférents également.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI s'appuie sur les coûts de relèves environnés pour l'année 2015 par territoire.



Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût de relève pour l'ensemble des compteurs (M€ ₂₀₁₅)	[CONFIDENTIEL]				
<p>Ces données sont ensuite ajustées de l'inflation ainsi que de l'évolution du parc d'anciens compteurs (hypothèses de remplacement et de croissance).</p>					
Analyse					
<p>D'après les données transmises par EDF SEI, en 2015, le parc d'anciens compteurs était composé de :</p> <ul style="list-style-type: none">• 500 000 compteurs CEM,• 660 995 compteurs CBE. <p>EDF SEI procède à la relève des compteurs deux fois par an, ainsi, le coût moyen d'une relève peut être évalué à 3,8 €₂₀₁₆/relève.</p> <p>Nous notons que ces valeurs sont élevées au regard de ce qui peut être constaté en métropole mais cela peut être lié aux difficultés spécifiques dans les territoires d'EDF SEI et à une faible externalisation.</p>					
Hypothèse retenue					
Les hypothèses d'EDF SEI sont retenues.					

4.3.1.2. Surcoût pour la relève résiduelle

Surcoût pour la relève résiduelle						
<p>Pour les anciens compteurs et les compteurs numériques non communicants, les opérations de relève devront être effectuées manuellement par des opérateurs et coûteront plus cher à EDF SEI qu'à l'heure actuelle (i.e. sans compteurs numériques déployés) dans la mesure où les opérations de relève seront moins optimisées.</p>						
Hypothèses d'EDF SEI						
EDF SEI estime un coefficient de surcoût d'une opération de relève en fonction du taux de compteurs numériques communicants dans son parc de compteurs total (nombre de compteurs numériques effectivement communicant / nombre total de compteurs).						
Taux de compteurs numériques communicants	15 %	35 %	50 %	75 %	85 %	100 %



Coefficient de surcoût d'une relève résiduelle	1,2	1,5	1,8	3	4	4
--	-----	-----	-----	---	---	---

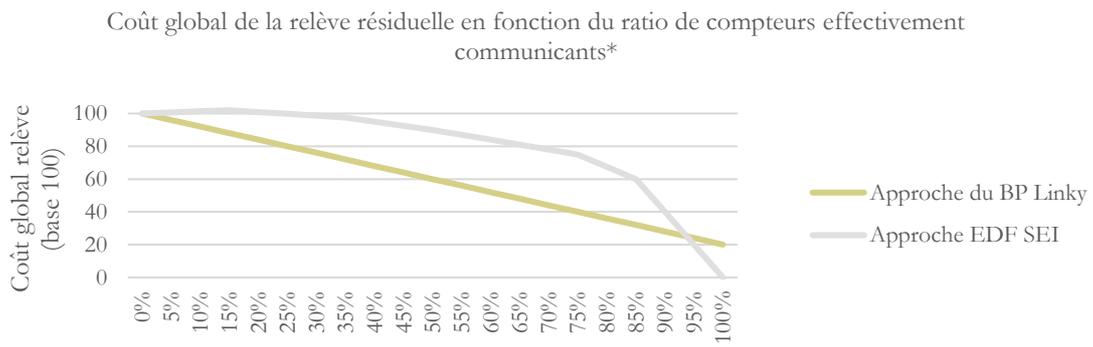
Ainsi, à terme, avec un taux de déploiement des compteurs numériques supérieur à 85%, une relève manuelle d'un compteur reviendra 4 fois plus chère qu'une relève à l'heure actuelle.

EDF SEI explique ce surcoût par le fait que les opérations de relève sont aujourd'hui très optimisées sur chacun de ses territoires, ce qui serait de moins en moins possible avec le déploiement progressif des compteurs numériques.

Analyse

EDF SEI a confirmé que le taux par rapport auquel est calculé le coefficient de surcoût d'une relève résiduelle correspond au taux de compteurs numériques communicants dans son parc total de compteurs.

Le surcoût estimé par EDF SEI nous paraît toutefois très élevé, et conduit à un gain à peine perceptible sur la relève jusqu'à 40 % de compteurs numériques communicants (soit au mieux 40% du déploiement effectué).



* Dans le cas du BP Linky, le % exprimé correspond au taux de déploiement ; à noter que le taux de compteurs numériques communicants est égale au taux de déploiement lorsque 100% des compteurs numériques sont effectivement communicants.

Un tel surcoût pourrait en effet être concevable si le déploiement était fait de manière aléatoire dans le parc d'EDF SEI mais pas s'il est bien effectué comme prévu par ville, quartier ou grappe de compteurs associés au même poste de transformation car, dans ce cas, il n'y aura que très peu d'effet de désoptimisation sur la relève. La saturation d'une zone de déploiement n'étant jamais complète, les relèves dans les zones où le déploiement est achevé vont coûter plus cher, contrairement aux zones dans lesquelles le déploiement n'est pas commencé et pour lesquelles la relève demeure optimisée. EDF SEI indique toutefois être conscient de l'incertitude relative à ce paramètre. Le coût de la relève spéciale est généralement la référence pour calculer une borne supérieure du coût de la relève résiduelle. Ce coût est très variable selon les territoires d'EDF SEI puisqu'il varie entre 20 et 40 € par relève spéciale. Cette fourchette est par ailleurs cohérente avec les coûts de relève spéciale que nous avons rencontrés chez différents GRD en France et dans



d'autres pays européens. Cette fourchette correspond à un facteur 5,4 à 10,7 par rapport au coût de relève actuel. Le facteur 4 retenu par EDF SEI nous paraît donc approprié et raisonnable, la relève résiduelle à la fin du déploiement devant rester plus optimisée que la relève spéciale car les compteurs nécessitant une relève manuelle seront souvent dépendant d'un même concentrateur ou localisé dans une même région en proximité d'une zone blanche permettant donc une certaine mutualisation des déplacements.

Hypothèse retenue

Nous conservons les hypothèses d'EDF SEI.

4.3.2. Intervention technique hors pose

4.3.2.1. Coût d'une intervention hors pose

Coût d'une intervention hors pose

Les interventions hors pose (comme le changement de disjoncteur et les dysfonctionnements de matériel de manière plus générale) sur les compteurs nécessitent le déplacement d'opérateurs d'EDF SEI. Au fur et à mesure que ces compteurs sont remplacés par des compteurs numériques, certaines interventions hors pose diminuent car elles peuvent être effectuées à distance et les coûts afférents également.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI s'appuie sur les coûts de relèves environnés pour l'année 2015 par territoire.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coût d'intervention hors pose pour l'ensemble des compteurs (M€ ₂₀₁₅)	[CONFIDENTIEL]				
Nombre d'interventions*					
Coût unitaire d'intervention (€ ₂₀₁₅ /intervention)					

**EDF SEI a communiqué un nombre d'interventions hors pose pour l'année 2013 : nous avons considéré ce nombre d'interventions hors pose pour l'année 2015 également.*

Analyse

Ces données correspondent à des valeurs réalisées par EDF SEI. Nous n'avons pas identifié d'éléments remettant en cause ces hypothèses.



Hypothèse retenue

Les hypothèses d'EDF SEI sont retenues.

4.3.2.2. Surcoût sur les interventions hors pose résiduelles

Surcoût pour les interventions hors pose résiduelles

Les interventions hors pose résiduelles nécessiteront le déplacement d'opérateurs d'EDF SEI sur site.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI estime un coefficient de surcoût d'une intervention hors pose résiduelle en fonction du taux de compteurs numériques communicants dans son parc de compteurs total.

Taux de compteurs numériques communicants	15 %	35 %	50 %	70 %	85 %	100 %
Coefficient de surcoût d'une intervention résiduelle	1,09	1,21	1,3	1,42	1,51	1,55

EDF SEI explique ce surcoût par le fait que les interventions hors pose résiduelles seront plus techniques (et donc plus longues) et également en raison d'un temps de trajet plus long entre les sites sur lesquels ont lieu ces interventions en raison de la désoptimisation des trajets.

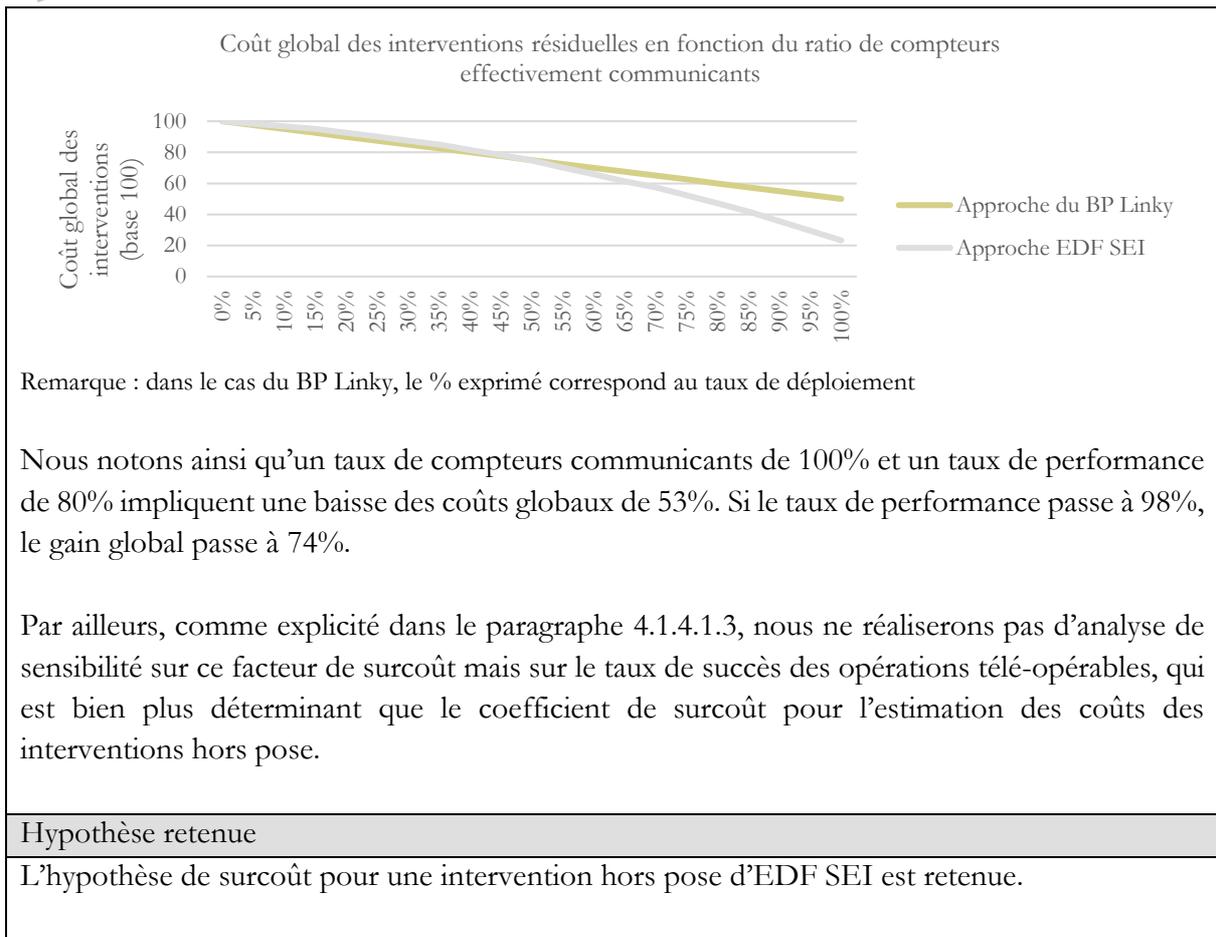
EDF SEI indique également la proportion d'opérations qui sont télé-opérables par territoire que nous reprenons dans le tableau suivant :

	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Part des interventions télé-opérables	80%	85%	90%	85%	80%

Analyse

EDF SEI a confirmé que le taux par rapport auquel est calculé le coefficient de surcoût d'une intervention hors pose correspond au taux de compteurs numériques communicants dans son parc total de compteurs.

La figure suivante représente le coût global des interventions hors pose résiduelles en fonction du ratio de compteurs effectivement communicants dans le parc.



4.3.3. SI et télécoms relatifs au comptage numérique

4.3.3.1. Coûts de SI et télécoms relatifs au comptage numérique

Coûts de SI et télécoms relatifs au comptage numérique

Le déploiement de compteurs numériques sur les territoires d'EDF SEI implique l'implémentation de nouveaux systèmes informatiques capables de gérer les fonctionnalités des compteurs numériques (transfert de données de consommation et lecture à distance, connexion/déconnexion d'un compteur à distance, etc.) chez EDF SEI.

Hypothèses d'EDF SEI

Afin de bénéficier du développement de l'outil informatique d'Enedis dans le cadre du déploiement de compteurs Linky, EDF SEI a choisi d'utiliser le système informatique d'Enedis dans le cadre du déploiement de compteurs numériques, et de ne pas implémenter un système informatique propre à l'entreprise : EDF SEI bénéficiera de prestations de la part d'Enedis sous la forme d'un « System as a Service » (« Linky as a Service »).

Par conséquent, EDF SI sépare les coûts de SI (charges d'exploitation) en trois catégories, similaires à celles utilisées pour les CAPEX :



- les OPEX SI « Enedis », qui correspondent aux coûts facturés par Enedis (couverts par le contrat « Run » en cours d'élaboration par EDF SEI et Enedis),
- les OPEX CSP-IT, relatifs au SI d'EDF SEI,
- les OPEX SEI, relatifs au portail (partie distribution) et au matériel informatique.

Par ailleurs, pour les coûts de télécoms, EDF SEI indique s'être appuyé sur les coûts de télécommunications observés lors d'une expérimentation ainsi qu'une étude du DSP-IT. EDF SEI indique, en particulier, que ses estimations pourraient être amenées à diminuer en cas de suppression des frais de *roaming* entre la France métropolitaine et les DOM (projet de loi).

Sur la période 2016-2014, les hypothèses de charges d'exploitation de SI et télécoms relatives au comptage sont les suivantes.

(k€ ₂₀₁₆)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
OPEX SI et Télécoms	2 424	4 648	4 742	4 669	4 946	5 236	5 433	5 693	37 791

Analyse

Nous avons obtenu le détail du chiffrage pour la part de CSP-IT et des OPEX Enedis et d'EDF SEI mais aucun retour d'expérience relatif aux coûts de communications d'EDF SEI que nous avons demandé :

(k€ ₂₀₁₆)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
SI Enedis	[CONFIDENTIEL]								
SI CSP-IT									
SI EDF SEI	0	88	180	300	480	603	670	804	3 125
Télécoms	100	200	300	400	500	600	700	800	3 600
OPEX SI et Télécoms	2 424	4 648	4 742	4 669	4 946	5 236	5 433	5 693	37 791

Les hypothèses d'EDF SEI sur les CAPEX et les OPEX conduisent à des coûts totaux SI et télécoms de 100 €/compteur sur la période 2017 – 2038. Les données dont nous disposons pour certains projets européens font état de coûts SI et télécoms entre 80 et 100 €/compteur, proche de la valeur pour EDF SEI.

Hypothèse retenue

Nous conservons les hypothèses d'EDF SEI indiquées ci-dessus.

Les coûts pour l'année 2024 sont reconduits pour les années suivantes.



4.3.4. Pertes

4.3.4.1. Pertes techniques

Hypothèses de pertes techniques					
Une partie de l'électricité circulant sur le réseau est perdue sous la forme de pertes techniques (effet Joule et consommation propre des compteurs en particulier).					
Hypothèses d'EDF SEI					
EDF SEI a estimé la part des pertes techniques dues aux compteurs sur la base des données techniques de ceux-ci. La part des pertes techniques dues aux compteurs sont alors les suivantes.					
Type de compteur		Pertes techniques (Wh/compteur/an)			
CEM monophasé		10 512			
CEM triphasé		43 800			
CBE monophasé		8 760			
CBE triphasé		19 272			
Compteur numérique monophasé		13 140			
Compteur numérique triphasé		15 768			
Par ailleurs, EDF SEI indique que les pertes techniques totales sur ses réseaux sont estimées par l'agence EDF Réseau. Les pourcentages de pertes techniques sont indiqués dans le tableau ci-dessous :					
	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Pertes techniques totales	8 %	6 %	6 %	5 %	5 %
EDF SEI n'a pas fait d'hypothèse de coûts relatifs aux pertes techniques.					
Analyse					
Nous n'avons pas reçu les fiches techniques des CEM et CBE de la part d'EDF SEI, nous ne sommes donc pas en mesure de questionner ces éléments. Concernant les pertes techniques liées aux consommations des compteurs numériques, nous ne disposons pas des formules de calcul mais nous notons que les valeurs retenues semblent prendre pour hypothèse la consommation maximale demandée par Enedis. Certains fournisseurs de compteurs proposent des compteurs dont la consommation est plus réduite.					
Hypothèse retenue					
Ces hypothèses de pertes par compteur d'EDF SEI sont retenues.					

4.3.4.2. Pertes non-techniques



Pertes non-techniques

Les pertes non techniques incluent principalement le coût de la fraude pour EDF SEI et les montants non facturés pour cause de sous-comptage.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI calcule les pertes non techniques pour chaque territoire par différence entre les pertes totales (volume injecté sur le réseau – consommation des clients) et les pertes techniques (estimées par l'agence EDF réseau). En 2015, pour l'ensemble de ces clients avec un abonnement d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, EDF SEI estimait les pertes techniques suivantes.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Pertes non techniques (% de l'énergie injectée sur le réseau)	4,6	4,3	6,2	7,7	3,6

EDF SEI estime être en mesure de réduire de 20% les pertes non-techniques lorsque tous les points de comptage seront équipés de compteurs numériques.

Analyse

Sur la base du parc de compteurs d'EDF SEI par territoire en 2015 (1 160 955 compteurs), et du bilan électrique de l'entreprise en 2015, nous avons calculé le volume de pertes non-techniques par compteur en 2015.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Pertes non techniques par compteur pour l'année 2015 (kWh/compteur)	382	333	806	718	261

Nous proposons de garder ces valeurs pour les compteurs CBE et CEM du parc d'EDF SEI.

La réduction des PNT passe par la détection des fraudes, qui est facilitée par les compteurs numériques (comparaison entre énergie totale distribuée en aval d'un poste MT/BT et somme des énergies comptées en aval de ce poste, contrôle de plausibilité de la consommation des clients, détection d'ouverture du compteur etc.), et d'actions entreprises sur le terrain une fois la fraude identifiée ou soupçonnée.

EDF SEI estime être en mesure de réduire les pertes non techniques de 20 % au maximum en raison de conditions structurelles plus délicates qu'en métropole. Ces raisons structurelles se traduisent notamment par une part des PNT dans les pertes totales moyenne proches de 50 % alors qu'elles sont estimées entre 20 et 40 % en métropole.

Dans la régulation incitative, la cible de réduction des pertes totales d'Enedis liées au projet de comptage évolué est de 12 %. Une réduction des PNT de 20 % pour EDF SEI correspond à



une diminution de ses pertes totales d'environ 10 % ce qui est assez proche de la cible pour Enedis.

L'hypothèse de réduction des PNT de 20% retenue par EDF SEI nous paraît donc appropriée. Celle-ci implique les valeurs de PNT par compteur numérique telles qu'indiquées dans le tableau suivant :

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Pertes non techniques par compteur numérique (kWh/compteur)	306	266	645	574	209

Hypothèse retenue

Nous retenons dans notre scénario de référence les hypothèses de pertes non-techniques par compteur suivantes :

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Pertes non techniques par ancien compteur (kWh/compteur)	382	333	806	718	261
Pertes non techniques par compteur numérique (kWh/compteur)	306	266	645	574	209

Ces valeurs seront appliquées au parc de compteur CBE, CEM et de compteurs numériques d'EDF SEI afin d'évaluer les pertes non techniques totales par territoire. Les récupérations des pertes non techniques étant payées par le consommateur, la valorisation de ces pertes s'effectue sur la part variable du tarif.

Nous réalisons une analyse de sensibilité avec une hypothèse de diminution des PNT de 30 %.

4.3.5. Autres

4.3.5.1. Front et back office

4.3.5.1.1. Coûts de front office et de back office actuels

Coûts de front office et de back office

Le front office regroupe l'accueil téléphonique et physique des clients.

Le back office regroupe le traitement des courriers et des réclamations, le traitement des factures dérivées par le système et des redressements de facture, la gestion des contentieux.

Front et back office sont communs aux activités de distribution et de fourniture.



Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI indique que les activités de front office et de back office ne sont pas effectuées au niveau national.

EDF SEI explique que les activités du front office (i.e. l'accueil physique et téléphonique des clients) ne sont pas modélisées sous formes d'ETP et ne sont pas identifiées en tant que telles dans la comptabilité d'EDF SEI.

Pour l'année 2015, les coûts de front office et de back office estimés par EDF SEI sont les suivants.

Territoire	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coûts de front office (M€₂₀₁₆)	2,2	2,2	0,9	2,8	3,9
Coûts de back office (M€₂₀₁₆)	1	3	1,1	2,3	3,1

Analyse

Nous avons vérifié la justification des données avancées par EDF SEI, notamment par rapport à la décomposition du front office et du back office selon les activités décrites précédemment.

Nous n'avons pas identifié d'éléments remettant en cause ces données.

Hypothèses retenues

Les hypothèses d'EDF SEI sont retenues.

4.3.5.1.2. Evolution des coûts de front office et de back office avec le déploiement de compteurs numériques

Coûts de front office et de back office

Cette hypothèse caractérise l'impact du déploiement sur les coûts de front office et de back office d'EDF SEI.

Hypothèses d'EDF SEI

Sur la base de benchmarks d'Enedis et du commercialisateur EDF, EDF SEI a estimé l'impact du déploiement de compteurs évolués sur ses activités de front office et de back office. Cet impact est récapitulé dans le tableau suivant en fonction de la pose ou non d'un compteur numérique au cours de l'année. Pour le back office, cet impact est évalué sur les principales activités qui le composent.



Activité	Impact sur l'activité au cours de la première année après la pose d'un compteur	Impact sur l'activité au cours des années suivantes
Activité Front Office		
Front office	+15 %	-8 %
Activité Back Office		
Factures déroutées	+10 %	-20 %
Réclamations	+100 %	Retour à la normale (0 %)
Courriers/mails	0 %	-8 %

Pour le back office, l'évolution est ensuite appliquée à la répartition des différentes activités, celle-ci étant représentée dans le tableau ci-après (il s'agit de la répartition pour l'île de la Réunion, considérée identique pour tous les territoires).

Activité du back office	Part de l'activité dans les activités totales du back office
Factures déroutées	22 %
Réclamations	8 %
Courriers/mails	18 %
Autres activités	52 %

Ainsi, l'application des évolutions estimées des différentes activités du back office à la répartition des activités du back office au sein des territoires d'EDF SEI conduit aux évolutions globales suivantes pour le back office :

- +10 % d'activité la première année suivant la pose d'un compteur numérique,
- -6 % d'activité ensuite.

Analyse

Nous avons vérifié la justification des données avancées par EDF SEI.
 Nous n'avons pas identifié d'éléments remettant en cause ces hypothèses.

Hypothèses retenues

Les hypothèses d'évolution des coûts de front office et de back office d'EDF SEI sont retenues et exposées dans le tableau ci-après.

Activité	Impact au cours de la première année après la pose d'un compteur	Impact au cours des années suivantes
Front office	+15 %	-8 %
Back office	+10 %	-6 %



4.3.5.2. Coût d'exploitation des données

Coût d'exploitation des données

Suite au déploiement de compteurs numériques, des coûts relatifs à l'exploitation des données issues des compteurs numériques (vérification qualité, réalisation des requêtes, analyse de données) doivent être pris en compte par EDF SEI.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI indique avoir considéré l'équivalent d'un demi ETP par territoire par an pour cette tâche pour la partie réseau et une ETP par territoire par an pour la partie clientèle. Des coûts au « National » s'ajoutent également pour l'exploitation des données de comptage.

La trajectoire de coût d'exploitation des données correspondante est exposée ci-après.

	Coût annuel sur la période 2016 – 2038 (k€ ₂₀₁₆ /an)	Total période 2016 – 2038 (k€ ₂₀₁₆)
Partie Réseau		
National	30	690
Corse	60	1 380
Martinique	60	1 380
Guyane	60	1 380
Guadeloupe	60	1 380
Réunion	60	1 380
Total	330	7 590
Partie Clientèle		
National	30	690
Corse	120	2 760
Martinique	120	2 760
Guyane	120	2 760
Guadeloupe	120	2 760
Réunion	120	2 760
Total	630	14 490

Analyse

Nous avons vérifié la cohérence des données communiquées par EDF SEI.
Nous n'avons pas identifié d'éléments remettant en cause ces hypothèses.

Hypothèse retenue

Les hypothèses d'EDF SEI sont retenues.
Ces coûts ne seront pas séparés entre la partie distributeur et la partie clientèle dans la modélisation.

4.3.5.3. Coûts de RH



4.3.5.3.1. Formation

Coûts de formation

Le déploiement et les nouvelles fonctionnalités permises par les compteurs numériques nécessitent la formation des employés d'EDF SEI afin que les ressources de l'entreprise puissent réaliser l'installation et maîtriser les fonctionnalités des compteurs numériques de la manière la plus efficace possible.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI considère que les formations dispensées concerneront :

- les ressources « traditionnelles » qui seront affectées par le déploiement des compteurs numériques, dont notamment les poseurs (formations relatives à la pose, maîtrise des nouveaux outils de pose) et les conseillers clientèle
- les ressources spécifiques au pilotage du déploiement (cf. paragraphe 4.2.8).

EDF SEI indique que les coûts de formation des entreprises externes en charge de la pose seront à leur charge (ils devront, le cas échéant, être intégrés dans les prix de l'entreprise facturés à EDF SEI).

EDF SEI prévoit ces formations jusqu'en 2023 (inclus), les coûts de formation considérés par l'entreprise sont détaillés ci-après.

(k€ ₂₀₁₆)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Coûts de formation	1 850	617	247	247	247	247	247	0	3 699

Analyse

Nous avons vérifié la cohérence des informations fournies par EDF SEI. Nous n'avons pas identifié d'éléments remettant en cause ces hypothèses.

Hypothèse retenue

Les hypothèses d'EDF SEI sont retenues.

4.3.5.3.2. Autres coûts RH et conduite du changement

Autres coûts RH et conduite du changement

D'autres coûts RH et de conduite du changement ont été pris en compte par EDF SEI. Ces coûts concernent notamment la préparation à la concertation sociale, l'adaptation des organisations, et le pilotage des formations.

Hypothèses d'EDF SEI



EDF SEI a estimé des trajectoires d'ETP annuelles sur chacun de ses territoires et au niveau national. L'application d'un niveau de salaire a ensuite conduit à l'élaboration de la trajectoire de coûts exposée dans le tableau ci-après :

(k€ ₂₀₁₆)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Autres coûts RH et conduite du changement	200	200	200	180	110	110	110	110	1 220

Analyse

Nous avons vérifié la cohérence des informations fournies par EDF SEI.
Nous n'avons pas identifié d'éléments permettant de remettre en cause ces hypothèses.

Hypothèse retenue

Les hypothèses d'EDF SEI sont retenues.

4.3.5.4. Communication et information aux clients

Coûts de communication et information aux clients

La sensibilisation au comptage évolué est un aspect indispensable à son acceptation par les clients finals. EDF SEI a ainsi prévu des charges d'exploitation relative à cette prestation.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI estime que chaque centre aura la responsabilité de déployer les institutionnels conçus par le national ainsi que d'engager des démarches locales complémentaires adaptées aux spécificités du territoire.

Dans cet optique, EDF SEI a prévu des charges d'exploitation par centre et pour le national sur la période 2016 – 2024. Les hypothèses d'EDF SEI sont récapitulées dans le tableau ci-après.

(k€ _{courants})	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
National	117	635	456	271	55	56	57	59	60	1 766
Corse	15	31	21	16	17	17	17	18	18	170
Martinique	15	31	21	16	17	17	17	18	18	170
Guyane	15	31	21	16	17	17	17	18	18	170
Guadeloupe	15	31	21	16	17	17	17	18	18	170
Réunion	20	36	27	22	22	23	23	23	24	220
Total	199	796	568	357	144	146	149	152	155	2 667

Analyse

Nous avons demandé à EDF SEI un budget détaillé relatif aux coûts de communication et d'information.

Nous n'avons pas identifié d'éléments remettant en cause ces hypothèses.



Hypothèse retenue
Les hypothèses d'EDF SEI sont retenues.

4.3.6. Gain sur les charges d'exploitation du distributeur

4.3.6.1. Description générale

Les gains sur les charges d'exploitation apportés par le déploiement de compteurs numériques sont évalués par rapport à un scénario « Business As Usual » décrit au paragraphe 3 : ils correspondent aux charges d'exploitation qu'auraient le GRD sans le déploiement des compteurs numériques, et qui peuvent être évités grâce à ce dernier (par exemple, les coûts de relève des compteurs communicants).

4.3.6.2. Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : relève

Dans le scénario BAU, la relève manuelle des compteurs est effectuée deux fois par an afin de pouvoir facturer les clients finals sur des données de consommation réelles. Avec le déploiement des compteurs numériques, ces coûts ne sont plus supportés par le distributeur (à l'exception des coûts de relève résiduelle). Les hypothèses prises en compte pour le calcul de ce gain sont décrites au paragraphe 4.3.1.1.

4.3.6.3. Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : pertes

Dans le scénario BAU, les pertes techniques et non-techniques sont différentes de celles du scénario dans lequel un déploiement de compteurs numériques a lieu. La différence entre les pertes techniques d'une part, et les pertes techniques d'autre part représentent alors un gain/surcoût d'un scénario par rapport à l'autre. Les données de pertes techniques et non techniques ainsi que les coûts/gains correspondants sont décrits au paragraphe 4.3.4.

4.3.6.4. Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : coûts de front office et de back office

Dans le scénario BAU, les évolutions d'activités mentionnées au paragraphe 4.3.5.1.24.3.6.4 n'ont pas lieu. Les coûts de front office et de back office sont en effet similaires à ceux évoqués au paragraphe 4.3.5.1.1 (c'est-à-dire les coûts de front et de back office de l'année 2015). Il est en effet possible de considérer que les coûts de front office et de back office dans le scénario BAU sont les coûts de l'année 2015 avec prise en compte de la croissance du parc et de l'inflation.

4.3.6.5. Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : échantillonnage dans le cadre du décret métrologie



L'arrêté métrologie (Arrêté du 1er août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active) stipule que tout distributeur doit mener des tests de la qualité de la métrologie par lot. EDF SEI explique que les compteurs électromécaniques dans leur ensemble sont considérés comme non conformes aux normes en vigueur. Ainsi, EDF SEI considère que tous les compteurs électromécaniques et qu'une partie des compteurs numériques devraient être renouvelés dans le cadre de ce décret.

Le déploiement de compteurs numériques permet alors d'éviter des charges opérationnelles relatives à l'échantillonnage et au test (pilotage du remplacement/échantillonnage par centre) des compteurs CEM et CBE qui doivent être effectués dans le cadre du décret en cas de non déploiement des compteurs numériques.

EDF SEI ne nous a pas encore communiqué le chiffrage de cet échantillonnage.

4.4. Impact sur les autres segments de la chaîne électrique

4.4.1. Coûts et gains pour les activités production

Coûts et gains pour les activités de production
Cette hypothèse précise les coûts et les gains à considérer pour les producteurs d'énergie.
Hypothèses d'EDF SEI
EDF SEI n'a pas pris d'hypothèse sur ce poste.
Analyse
Les gains pour les activités de production sont dus à un non besoin d'investissement dans de nouveaux moyens de production mais ces investissements lui sont rémunérés dans le cadre du SPE. Ainsi, tout gain pour les activités de production se retrouve en gain sur la CSPE, voir ci-dessous.
Hypothèse retenue
Pas de coûts ni de gains à considérer hors de la CSPE.

4.4.2. Coûts et gains pour les activités fourniture d'EDF SEI

Coûts et gains liés aux activités de fourniture d'EDF SEI
Nous présentons les hypothèses nécessaires pour prendre en compte les coûts et les gains liés aux activités de fourniture d'EDF SEI.
Hypothèses d'EDF SEI
EDF SEI ne propose pas d'hypothèse sur ce sujet.



Analyse
<p>EDF SEI a donné des hypothèses sur un certain nombre de postes de coûts et de gains que nous avons présenté dans la partie distributeur :</p> <ul style="list-style-type: none">• Coûts d'investissement en SI• Coûts opérationnels en SI• Évolution du volume de contestation et autres sollicitations du client• Coût d'exploitation des données <p>Ces coûts et gains sont partagés entre le distributeur et le fournisseur mais, EDF SEI n'ayant pas de comptabilité séparée entre les deux activités n'est pas en mesure de déterminer quelle partie est imputable à quelle activité (hormis les coûts d'exploitation des données). Les deux possibilités pour prendre en compte les coûts et gains pour la partie fourniture sont donc :</p> <ul style="list-style-type: none">• ne pas séparer les coûts et gains du fournisseur par rapport au distributeur ;• séparer chaque coût et gain en une partie liée au fournisseur et l'autre partie liée au distributeur. <p>La deuxième option nécessiterait de prendre un ratio spécifique à chaque coût ou gain. N'ayant pas de source précise pour établir ces ratios et EDF SEI ne pouvant nous en communiquer, le résultat serait peu précis et à forte incertitude. Nous optons donc pour la première option.</p>
Hypothèse retenue
Nous ne séparerons pas les coûts et gains du fournisseur et du distributeur.

4.4.3. Coûts et gains pour les autres acteurs

4.4.3.1. MDE pour les clients d'EDF SEI

Gains liés à la MDE pour les clients d'EDF SEI
<p>Nous présentons la démarche pour prendre en compte les gains engendrés par une baisse de la consommation pour les clients d'EDF SEI et l'hypothèse de valorisation en € des gains liés à la MDE en MWh.</p>
Hypothèses d'EDF SEI
EDF SEI ne propose pas d'hypothèse sur ce sujet
Analyse
<p>Les clients d'EDF SEI paient l'électricité au prix du tarif, comme en métropole. Ce tarif est décomposé en trois composantes, la partie fourniture d'électricité qui comprend les coûts de l'énergie et de fourniture, la partie accès au réseau qui comprend les coûts liés à l'acheminement de l'énergie et la partie taxes. À court terme, une diminution de la consommation fait baisser les trois composantes du tarif mais l'impact à moyen terme dépend fortement de la composante. La</p>



composante fourniture n'a pas d'impact à moyen terme. Pour la composante réseau, la diminution des recettes devra être compensée par une augmentation du tarif sur cette composante car les coûts de réseau sont essentiellement des coûts fixes. De plus, les baisses d'investissements et de coûts opérationnels sont déjà pris en compte dans la partie distributeur d'EDF SEI (voir ci-dessus). De même, une baisse de recette sur les taxes devra être compensée d'une manière ou d'une autre (voir ci-après pour la CSPE).

Ainsi, seule la composante énergie implique effectivement un gain à un niveau global. Les tarifs de première nécessité (TPN) et prochainement les chèques énergies étant des montants forfaitaires, ils n'ont pas d'impact sur ces gains.

La composante énergie des tarifs bleus est en 2016 de 44,7 €/MWh comme indiqué dans la « Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité »

Dans un souci de simplification, l'influence de l'ARENH est négligée dans la formation de la composante énergie des tarifs bleus pour les années suivantes et nous considérons un taux de croissance moyen du prix de l'énergie sur les marchés de +2,4 %/an soit une faible remontée du prix réel de l'énergie sur 10 ans et une quasi stabilisation au-delà en termes réels.

Hypothèse retenue

Composante énergie des tarifs bleus soit 44,7 €/MWh en 2016 avec une inflation de 2,4 % par an.

4.4.3.2. MDE sur la CSPE

Impact de la MDE sur la CSPE

Cette hypothèse explicite l'impact de la réduction de la consommation d'un client d'EDF SEI sur la CSPE.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI ne propose pas d'hypothèse sur ce sujet

Analyse

Lorsque les clients d'EDF SEI paient l'électricité au prix du tarif, ils ne prennent pas en charge l'ensemble des coûts totaux de production de l'énergie dans leur territoire. La différence entre ces coûts totaux et la composante énergie des tarifs bleus est imputée aux charges de SPE, que chaque consommateur français (métropole inclus) remboursera via la CSPE.

Par ce biais, une baisse de la consommation d'un consommateur final dans les territoires gérés par EDF SEI induit également une baisse de la CSPE et par là, un gain supplémentaire pour la collectivité.



La MDE implique une baisse de la consommation d'énergie et une baisse de la pointe. Cette baisse de la pointe implique qu'un investissement dans un moyen de production qui aurait été nécessaires sans celle-ci est évité.

En concertation avec la CRE, il a été décidé d'utiliser le coût marginal de production de long terme que la CRE a publié dans chaque territoire pour valoriser le gain de MDE sur la partie production car il prend en compte le coût marginal évité ainsi que le report d'investissement en un outil de production de pointe. La CRE n'ayant publié ces valeurs que pour les années 2022 et 2032, ces valeurs sont extrapolées linéairement pour les autres années.

Le coût à prendre en compte étant le coût marginal de production au moment de la réduction en consommation d'énergie, la moyenne est utilisée pour la réduction de la consommation et les valeurs horaires sont utilisées pour le déplacement de l'énergie consommée lors de la pointe vers les autres moments de la journée (qui constitue la baisse de la pointe).

Hypothèse retenue

Nous retenons donc comme coût marginal de production intégré ceux calculés par la CRE.

4.4.3.3. Non présence du client pour la relève et les interventions

Valorisation de la non présence du client pour la relève et les petites interventions

La présence du client pour la relève et les petites interventions qui s'effectuent pendant les heures ouvrées peut obliger certains clients à libérer du temps sur leur temps de travail. Pour une partie de ces clients, cela impliquera une baisse de ses revenus.

Cette hypothèse précise quelle valeur considérer pour valoriser la non présence du client pour la relève et les petites interventions et donc la non perte d'une partie de ses revenus.

Hypothèses d'EDF SEI

EDF SEI n'a pas fourni d'éléments sur cette hypothèse.

Analyse

Nous ne disposons pas de données spécifiques permettant d'aboutir à une hypothèse spécifique pour les territoires gérés par EDF SEI et, par souci de cohérence, nous proposons d'utiliser la même valeur que celle calculée pour les clients d'Enedis.

Hypothèse retenue

La valeur retenue est de 3,70 € par compteur et par an. Cette valeur sera inflatée chaque année de l'augmentation des salaires.



5. Plan d'affaires

5.1. Coûts et bénéfices totaux du projet dans le scénario de référence

Au total, la VAN du projet est fortement positive à hauteur de 491,28 M€. Les VAN des trois acteurs sont fortement positives puisque la partie distribution et fourniture d'EDF SEI dégage une VAN de plus de 78 M€, les clients d'EDF SEI dégagent une VAN de plus de 200 M€ et l'ensemble des clients du système électrique en France dégagent, via la CSPE une VAN de 211 M€.

Tableau 1 - Coûts et bénéfices totaux du projet dans le scénario de référence

		VAN en M€
GRD	CAPEX	-309,28
	OPEX	-99,96
	Economies	487,55
	Solde	78,31
Clients	CAPEX	0,00
	Economies	201,62
	Solde	201,62
CSPE	CAPEX	0,00
	Economies	211,35
	Solde	211,35
Total	Solde	491,28

5.2. Coûts et bénéfices portés par les GRD dans le scénario de référence

5.2.1. Coûts et bénéfices actualisés du GRD

5.2.1.1. Coûts et bénéfices d'investissements

Au total, la VAN des coûts d'investissements pour le GRD est de 309,28 M€. Les deux premiers postes de coûts sont l'achat et l'installation des compteurs (hors coûts d'embrochables, GRIP, colonnes montantes et clean-up), représentant chacun respectivement une VAN de 81,36 M€ et 123,84 M€ (respectivement 96,81 M€ et 159,79 M€ en prenant en compte les coûts des embrochables, des GRIP, des colonnes montantes et du clean-up).

Les bénéfices représentent une VAN de 186,60 M€, du fait du non remplacement de l'ancien matériel.



Figure 4. Coûts et bénéfices d'investissement pour les GRD

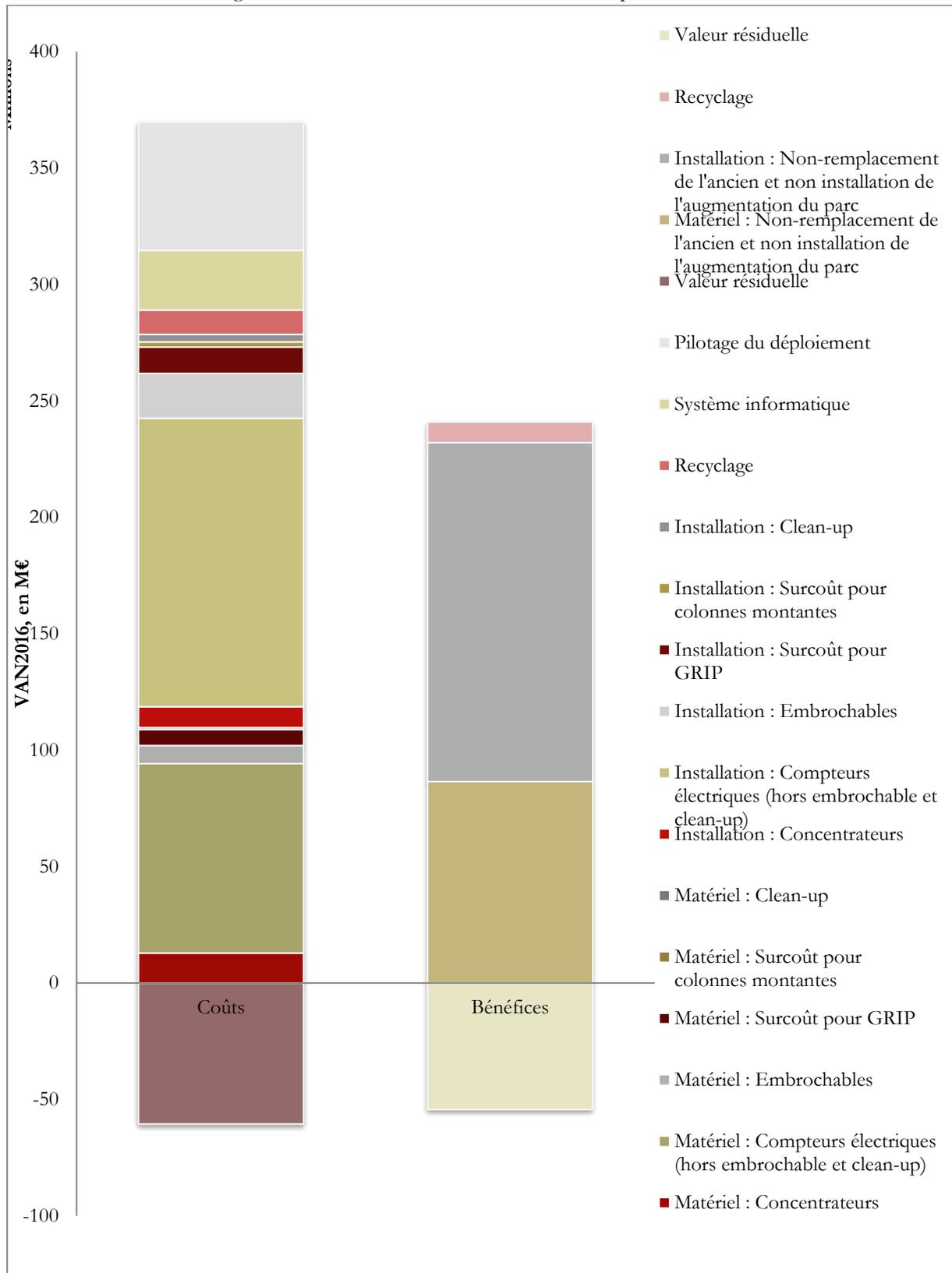


Tableau 2 - Coûts et bénéfices d'investissement des GRD (VAN en M€)



[CONFIDENTIEL]

5.2.1.2. Coûts et bénéfices opérationnels

Le déploiement des compteurs numériques implique des économies importantes sur les relèves et interventions, qui comptent pour une VAN de 97,87 M€ et 98,82 M€ respectivement. Le surcoût pour l'exploitation du système informatique et des télécommunications ainsi que pour l'exploitation des données de comptage collectées sont les deux postes de surcoûts les plus importants (avec une VAN de 77,87 M€ et 15,39 M€ respectivement).

Figure 5. Coûts et bénéfices opérationnels pour les GRD

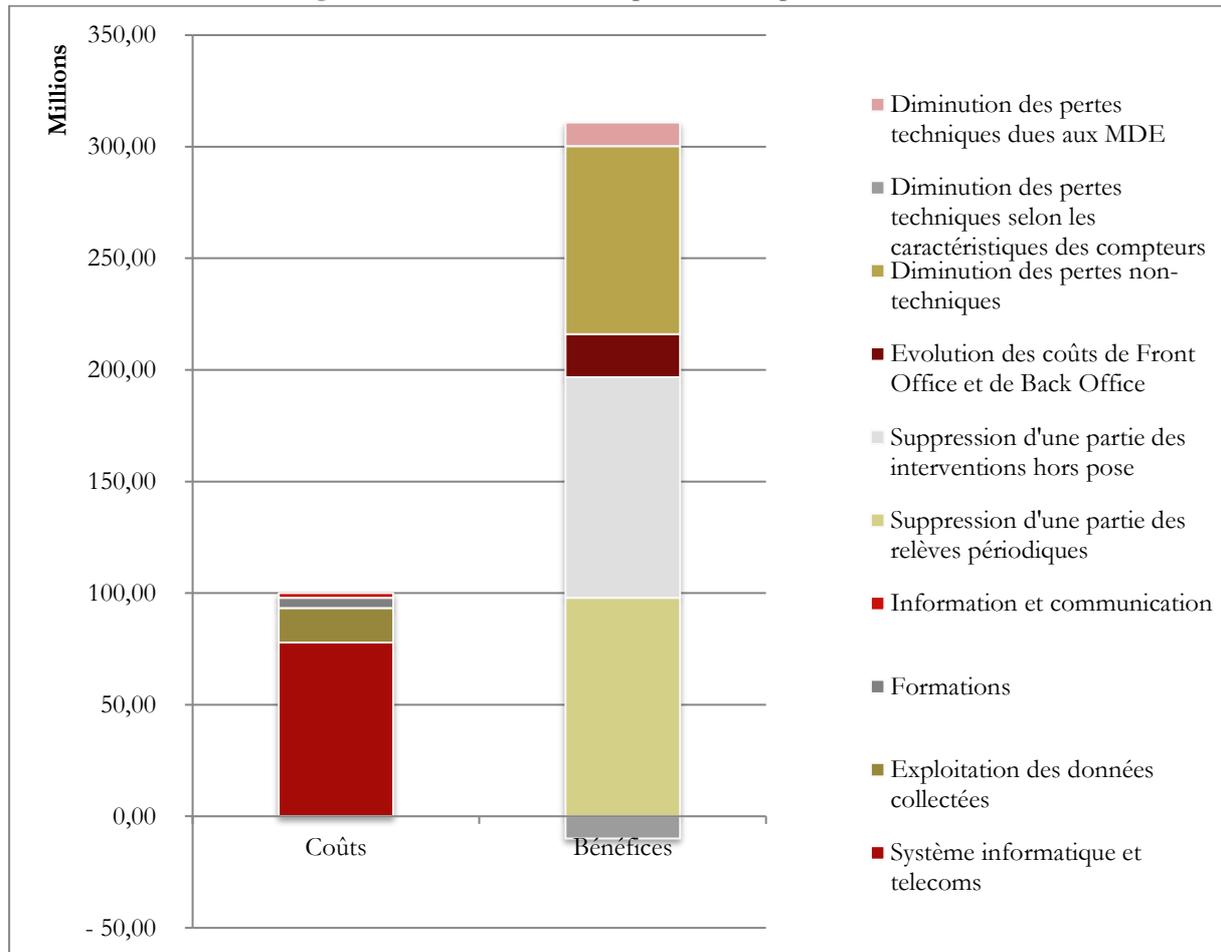


Tableau 3 - Coûts et bénéfices opérationnels des GRD (VAN en M€)

[CONFIDENTIEL]

5.2.1.3. Synthèse des coûts et bénéfices d'investissements par territoire

Le tableau suivant récapitule les coûts et les bénéfices d'investissements du GRD au global d'EDF SEI, ainsi que pour chacun des territoires d'EDF SEI. La dénomination « national » représente les



coûts et les gains d'EDF SEI communs à l'ensemble des territoires d'EDF SEI. Attention, il s'agit ici d'une somme sur les années de coûts et bénéfiques par territoire non actualisés.

Tableau 4 : Synthèse des coûts et des bénéfiques d'investissements du GRD par territoire

Postes de coûts et bénéfiques	SEI	National	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coûts							
Matériel	[CONFIDENTIEL]						
Installation							
Recyclage							
Pilotage							
Système informatique							
Valeur résiduelle							
Total Coûts	426,75	44,01	76,03	66,06	37,15	71,98	131,52
Bénéfices							
Non remplacement du parc actuel : matériel	152,66	0,00	30,71	24,16	14,81	26,88	56,10
Non remplacement du parc actuel : installation	255,43	0,00	51,72	42,30	22,26	46,80	92,35
Recyclage des compteurs	16,16	0,00	2,41	2,65	1,68	2,90	6,53
Valeur résiduelle	-173,91	0,00	-40,03	-25,92	-15,53	-28,43	-64,00
Total Bénéfices	250,35	0,00	44,81	43,18	23,23	48,16	90,98

5.2.1.4. Synthèse des coûts et des bénéfiques opérationnels par territoire

Le tableau suivant récapitule les coûts et les bénéfiques d'exploitation du GRD au global d'EDF SEI, ainsi que pour chacun des territoires d'EDF SEI. Attention, il s'agit ici d'une somme sur les années de coûts et bénéfiques par territoire non actualisés.

Tableau 5 : Synthèse des coûts et des bénéfiques opérationnels du GRD par territoire

Postes de coûts et bénéfiques	SEI	National	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coûts							
SI et télécommunications	[CONFIDENTIEL]						
Exploitation des données collectées							
Formations							
Information et communication							
Total Coûts	175,48	148,21	5,45	5,45	5,45	5,45	5,49
Bénéfices							



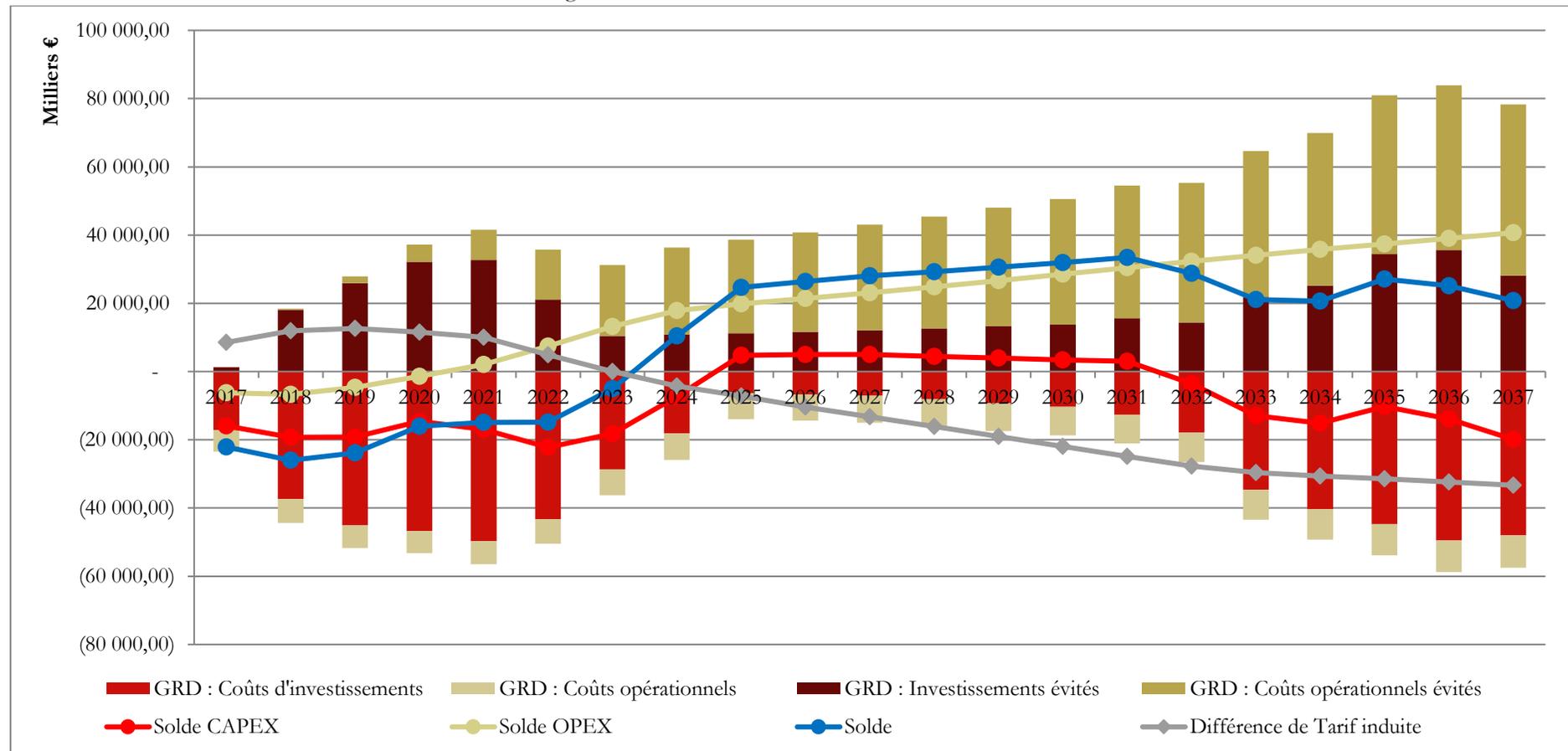
Suppression d'une partie des relèves périodiques	212,62	0,00	31,38	35,09	19,46	45,62	81,07
Suppression d'une partie des interventions hors pose	206,25	0,00	45,38	37,06	26,59	54,67	42,56
Evolution des coûts de front office et de back office	42,41	0,00	5,85	8,57	4,81	8,99	14,19
Diminution des pertes non-techniques	169,94	0,00	37,81	21,24	19,67	54,84	36,38
Diminution des pertes techniques selon les caractéristiques des compteurs	-19,78	0,00	-3,40	-2,85	-2,38	-2,74	-8,41
Diminution des pertes techniques grâce à la MDE	21,80	0,00	7,42	2,80	2,83	2,80	5,95
Total Bénéfices	633,24	0,00	124,44	101,91	70,98	164,18	171,73



5.2.2. Profil de cash-flow du GRD

Le déploiement du comptage évolué représente un coût d'investissement important les premières années, mais diminue les coûts opérationnels les années suivantes.

Figure 6. Profil de cash-flow non actualisé du GRD

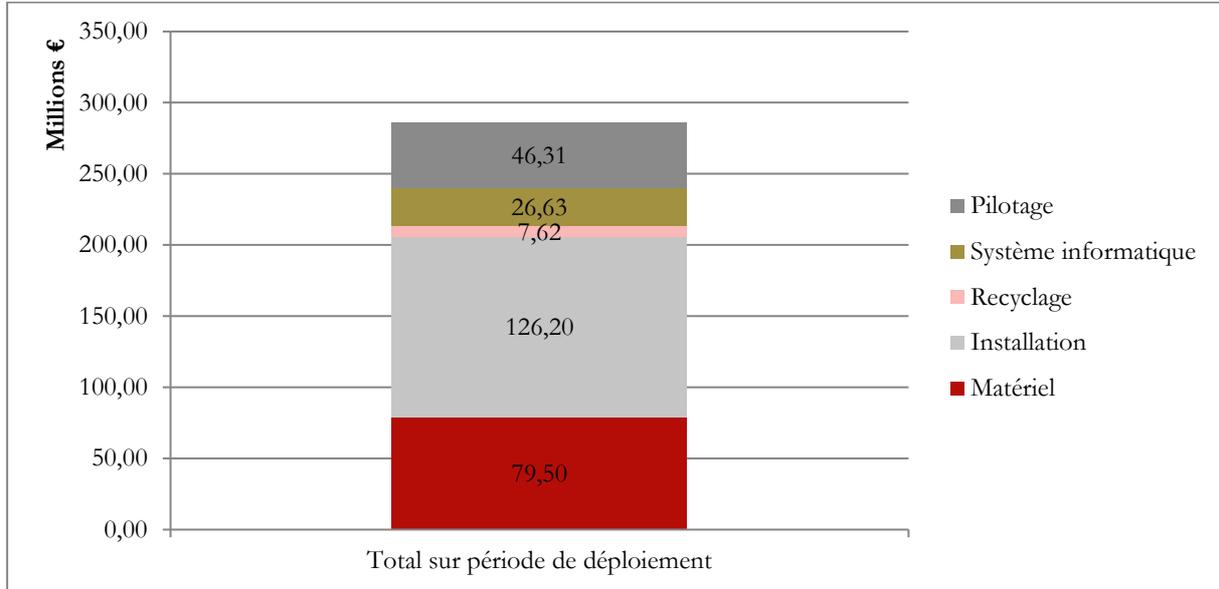




5.2.3. Profil d'investissement du déploiement

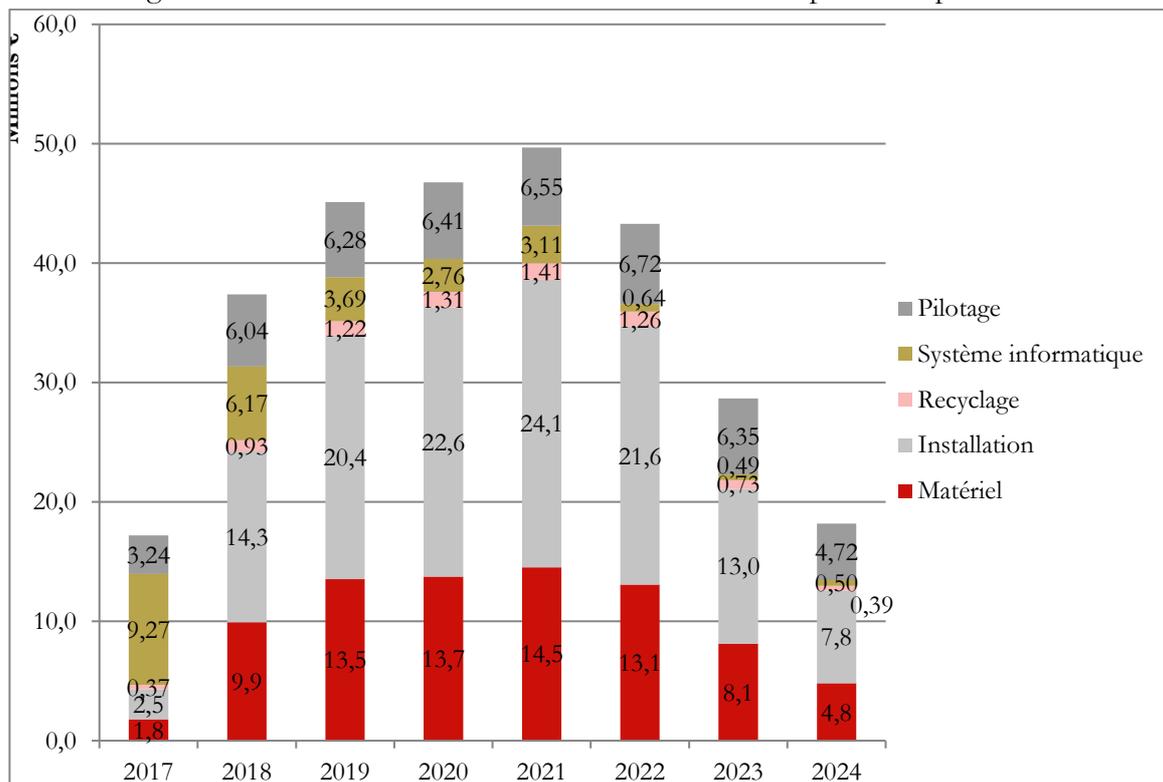
Au total, le déploiement visant à remplacer le parc actuel des compteurs (jusqu'à 2024) nécessite un investissement de 286,26 M€ en valeur non actualisée, majoritairement pour l'achat et l'installation du matériel.

Figure 7. Investissements nécessaires au déploiement



Le pic des investissements nécessaires se situe en 2021, au cœur du déploiement.

Figure 8. Investissements annuels du GRD nécessaires pour le déploiement

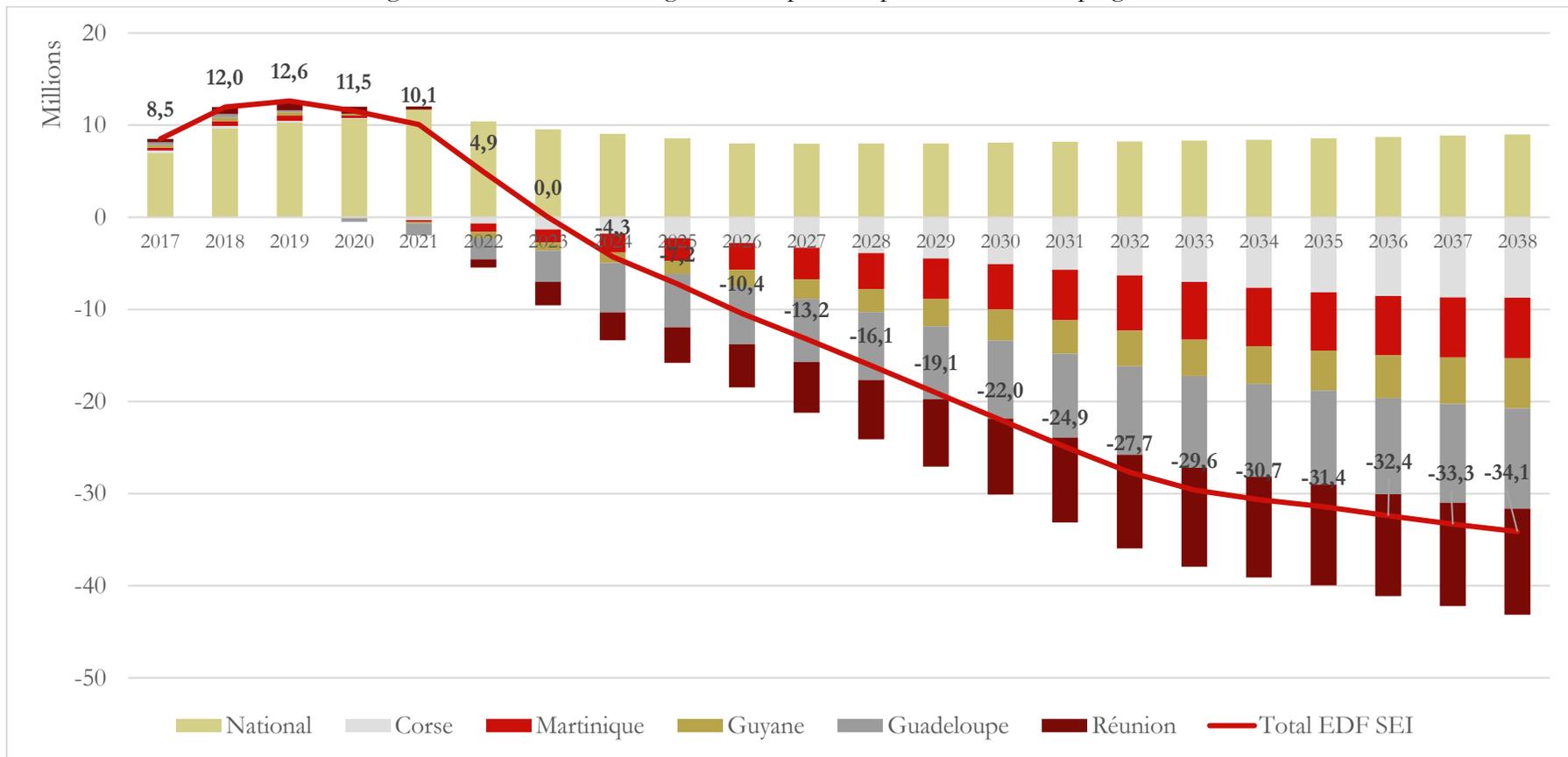




5.2.4. Impact sur le tarif d'EDF SEI

Le déploiement du comptage évolué aura pour effet d'augmenter les charges d'EDF SEI jusqu'en 2022 pour un montant jusqu'à 13 M€/an mais permettra de les diminuer d'autant à horizon 2026 et de plus de 30 M€/an en fin de période

Figure 9. Variation des charges induite par le déploiement du comptage évolué





5.3. Coûts et bénéfices portés par les clients dans le scénario de référence

Ce chapitre présente les coûts et bénéfices directement portés par les clients finals. Toutefois les clients subiront en réalité l'ensemble du solde des coûts et bénéfices du projet, à travers l'évolution des tarifs d'accès au réseau pour les coûts et bénéfices portés par les GRD et de la CPSE pour les coûts et bénéfices portés par les fournisseurs et les producteurs.

5.3.1. Coûts et bénéfices actualisés des clients finals

La réduction de consommation et la présence non requise du client lors des relèves et autres interventions représentent un gain considérable pour le client final, cumulant sur l'ensemble des clients concernés 85,05 M€ et 116,57 M€ de VAN en étant dans un scénario médian de réduction de consommation.

Tableau 6 : Coûts et bénéfices pour les clients

Postes de coûts et bénéfices	Coûts	Bénéfices
Réduction de la facture grâce à la MDE		85,05
Présence non requise lors des relèves et des interventions		116,57
Total Coûts	0,00	
Total Bénéfices		201,62

5.3.2. Synthèse des coûts et bénéfices des clients finals par territoire

Le tableau suivant récapitule les coûts et les bénéfices des clients finals à l'échelle globale d'EDF SEI, ainsi que pour chacun des territoires.

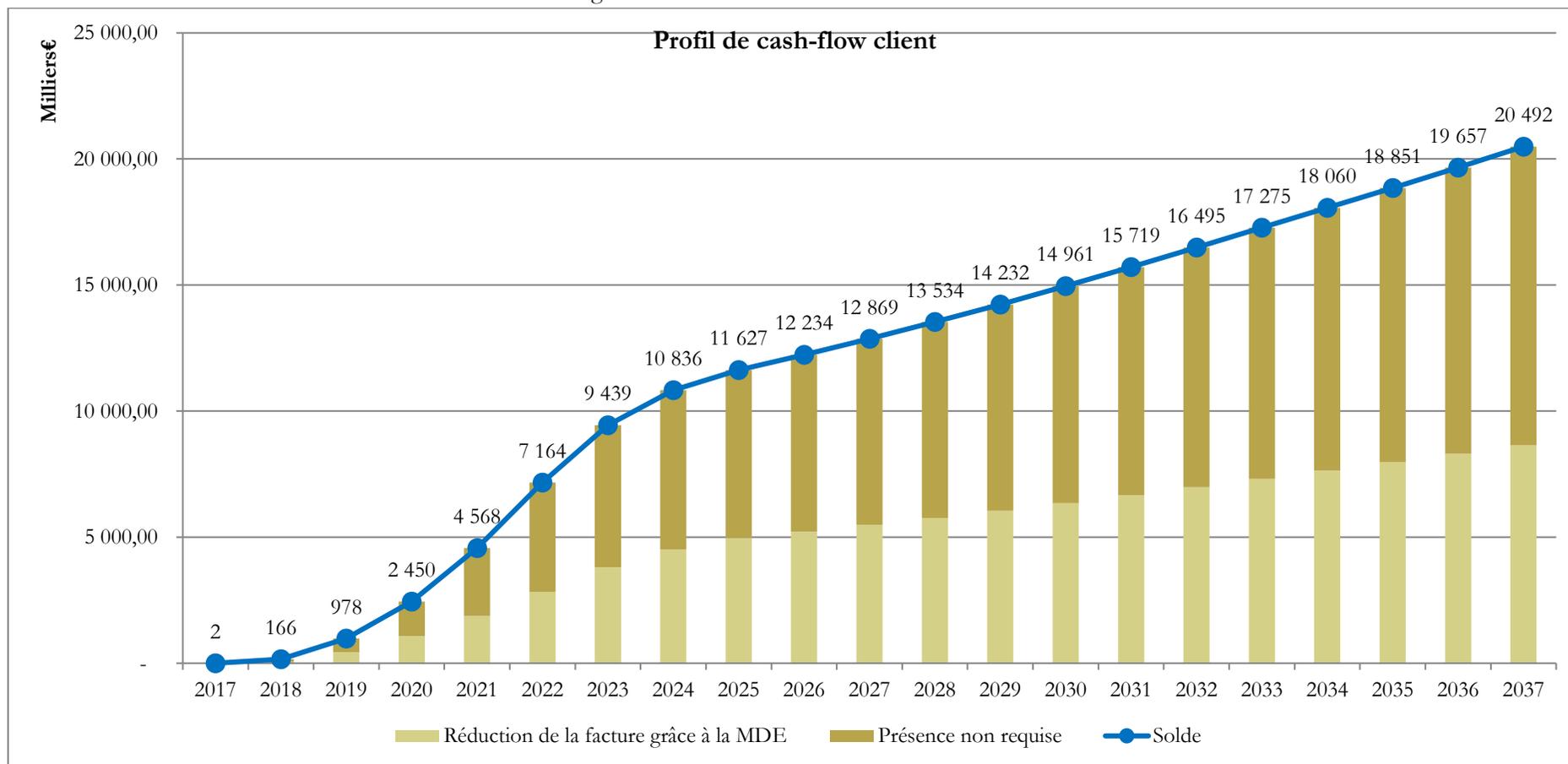
Tableau 7 : Synthèse des coûts et des bénéfices des clients finals par territoire

Postes de coûts et bénéfices	SEI	National	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Coûts							
Total Coûts	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bénéfices							
Réduction de la facture grâce à la MDE	110,98	0,00	27,12	16,28	10,70	23,40	33,48
Présence non requise lors des relèves et des interventions	151,99	0,00	32,94	23,78	12,49	26,36	56,43
Total Bénéfices	262,97	0,00	60,07	40,06	23,18	49,76	89,91



5.3.3. Profil de cash-flow des clients finals

Figure 10. Profil de cash-flow des clients finals





5.4. Bénéfices relatifs à la CSPE dans le scénario de référence

Ce chapitre présente les bénéfices relatifs à la CSPE dans le scénario de référence.

5.4.1. Bénéfices actualisés relatifs à la CSPE

Les réductions de la consommation et de la pointe représentent un gain considérable quant à la CSPE, cumulant respectivement 182,97 M€ et 28,38 M€ de VAN, en étant dans un scénario médian de réduction de consommation.

Figure 11. Bénéfices relatifs à la CSPE

Postes de coûts et bénéfices	Coûts	Bénéfices
Réduction de la CSPE – consommation		182,97
Réduction de la CSPE – pointe		28,38
Total Coûts	0,00	
Total Bénéfices		211,35

5.4.2. Synthèse des bénéfices relatifs à la CSPE par territoire

Le tableau suivant récapitule les bénéfices relatifs à la CSPE d'exploitation au global d'EDF SEI, ainsi que pour chacun des territoires d'EDF SEI.

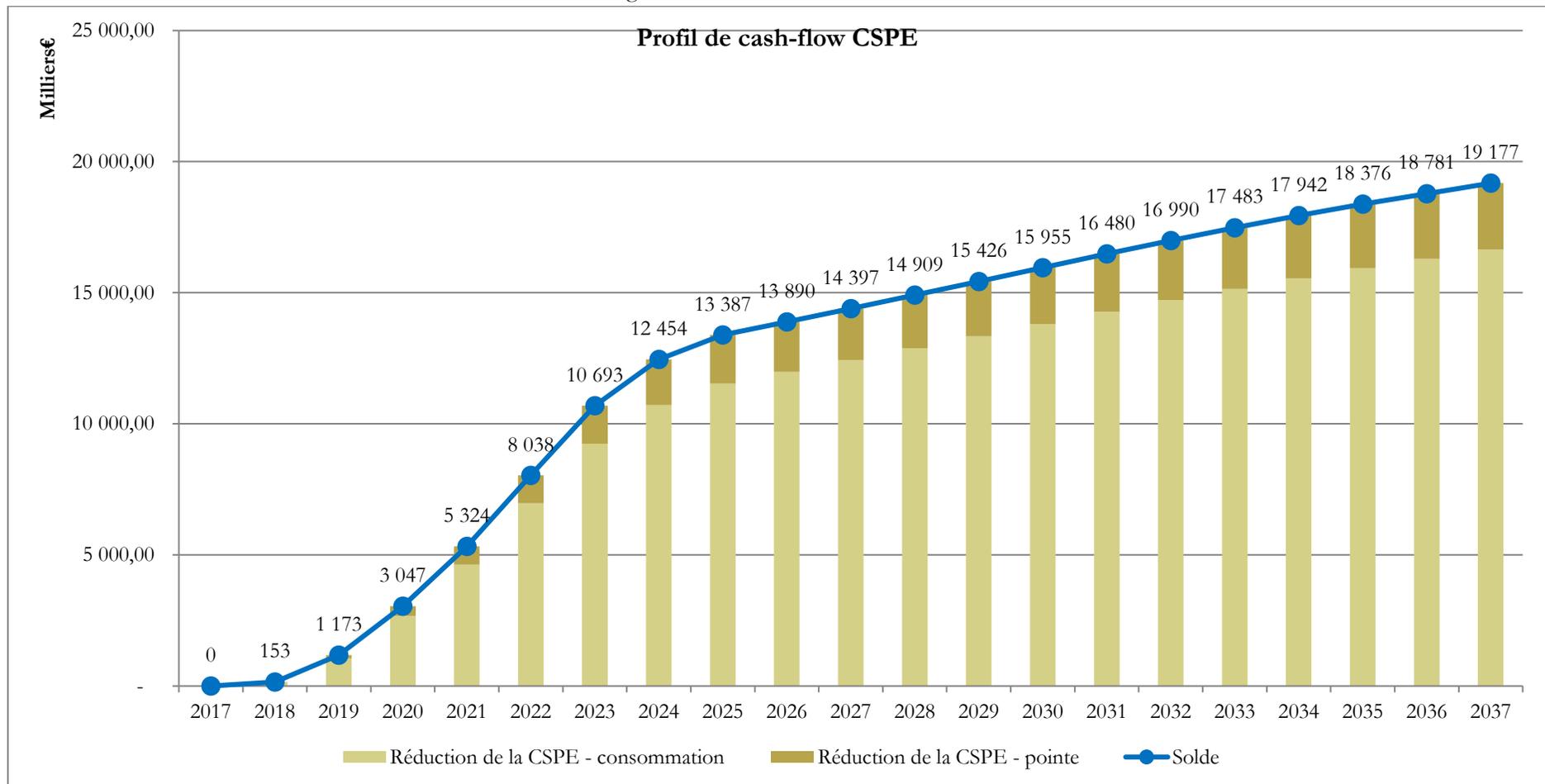
Tableau 8 : Synthèse des bénéfices relatifs à la CSPE par territoire

Postes de coûts et bénéfices	SEI	Corse	Martinique	Guyane	Guadeloupe	Réunion
Réduction de la CSPE – consommation	236,93	0,00	54,72	29,06	37,83	32,28
Réduction de la CSPE – pointe	36,72	0,00	13,19	2,93	1,61	3,37
Total Bénéfices	273,65	0,00	67,91	31,98	39,43	35,65



5.4.3. Profil de cash-flow relative à la CSPE

Figure 12. Profil de cash-flow CSPE





5.5. Analyse de sensibilité

Certains paramètres impactant les coûts et les bénéfices des différents acteurs telles que la durée de vie des compteurs numériques et CBE, leurs prix, ou encore les hypothèses de réduction de la consommation et de la pointe grâce à la MDE ont été fixées dans le scénario de référence. Ce paragraphe présente l'impact de leur changement.

5.5.1. Durée de vie des compteurs numériques

Le tableau suivant présente l'impact de la durée de vie des compteurs numériques sur la VAN du projet et les charges induites pour EDF SEI. Le changement de la durée de vie des compteurs a un impact limité sur la VAN, car la durée de vie des CBE est prise égale à la durée de vie des compteurs numériques. Ainsi, s'il est possible de constater qu'une durée de vie plus faible a un impact considérable sur les investissements (plus la durée de vie est faible, plus les investissements sont importants) mais également sur les gains (car les compteurs CBE du parc doivent également être remplacés plus souvent). Ainsi, l'impact sur les charges est assez important dans le scénario de durée de vie d'EDF SEI avec une rémunération supérieure cumulée de 24,62 M€.

Il convient d'expliquer qu'une durée de vie plus courte des compteurs implique que le taux de compteurs numériques dans le parc passe plus vite de 92 % en moyenne à la fin du déploiement à 100 % quelques années plus tard. Ce meilleur taux de pénétration du compteur numérique permet d'activer plus rapidement pour plus de compteurs les différents gains (baisse des coûts de relève, baisse des coûts des petites interventions, gains de MDE...).

Tableau 9 : Analyse de sensibilité relative à la durée de vie des compteurs

Durée de vie		Scénario de référence	Sensibilité Hyp. basse	Sensibilité Hyp EDF SEI	Sensibilité Hyp. haute
GRD	CAPEX	-309,28	-335,65	-405,28	-285,73
	OPEX	-99,96	-99,96	-99,96	-99,96
	Economies	487,55	514,25	578,41	465,46
	Solde	78,31	78,64	73,18	79,77
Clients	CAPEX	0,00	0,00	0,00	0,00
	Economies	201,62	202,63	204,21	200,54
	Solde	201,62	202,63	204,21	200,54
CSPE	CAPEX	0,00	0,00	0,00	0,00
	Economies	211,35	212,56	214,22	210,18
	Solde	211,35	212,56	214,22	210,18
Total	Solde	491,28	493,83	491,60	490,48
Différence de charges d'EDF SEI	Σ 2016 - 2024	55,35	56,47	56,67	54,12
	Σ 2025 - 2038	-332,17	-327,94	-308,87	-329,51
	Σ 2016 - 2038	-276,82	-271,47	-252,20	-275,39

5.5.2. Prix des compteurs numériques



Le tableau suivant présente l'impact du prix des compteurs numériques sur la VAN du projet et les charges induites pour EDF SEI. Les différences des prix considérés par EDF SEI se traduisent par une perte en VAN de 15,26 M€ sur la durée de modélisation du projet et des charges cumulées supérieures pour EDF SEI de 32,25 M€.

Tableau 10 : Analyse de sensibilité relative aux prix des compteurs numériques

Prix des compteurs numériques		Scénario de référence	Sensibilité Hyp. EDF SEI
GRD	CAPEX	-309,28	-324,54
	OPEX	-99,96	-99,96
	Economies	487,55	487,55
	Solde	78,31	63,05
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	201,62	201,62
	Solde	201,62	201,62
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	211,35	211,35
	Solde	211,35	211,35
Total	Solde	491,28	476,02
Différence de charges d'EDF SEI	Σ 2016 - 2024	55,35	60,68
	Σ 2025 - 2038	-332,17	-305,25
	Σ 2016 - 2038	-276,82	-244,57

5.5.3. Remplacement des compteurs dans le scénario BAU

Le tableau suivant présente l'impact sur la VAN du projet et les charges induites pour EDF SEI du type de compteur utilisé pour les nouveaux branchements et les remplacements dans le scénario BAU. Les réductions du prix du compteur dans le scénario où les compteurs sont remplacés par des CBE au prix actuel a pour conséquence de réduire les gains en investissements d'EDF SEI. Cet impact se monte à 21,70 M€ en valeur nette actualisée et 44,88 M€ en somme de charges supplémentaires pour EDF SEI.

Tableau 11 : Analyse de sensibilité relative au type de compteurs utilisé pour les nouveaux branchements et les remplacements dans le scénario BAU

Type de compteur utilisé en BAU		Scénario de référence (Linky)	Sensibilité : Remplacement par des CBE
GRD	CAPEX	-309,28	-309,28
	OPEX	-99,96	-99,96
	Economies	487,55	465,85
	Solde	78,31	56,61
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	201,62	201,62
	Solde	201,62	201,62
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	211,35	211,35



	Solde	211,35	211,35
Total	Solde	491,28	469,58
Différence de charges d'EDF SEI	Σ 2016 - 2024	55,35	63,58
	Σ 2025 - 2038	-332,17	-295,52
	Σ 2016 - 2038	-276,82	-231,94

5.5.4. Taux de performance de la télérelève

Le tableau suivant présente l'impact du taux de performance de la télérelève sur la VAN du projet et les charges induites pour EDF SEI. En effet, un taux de performance de la télérelève moins important se traduit par une baisse des gains sur la relève des compteurs (car plus de relèves devront être effectuées avec le déplacement d'un opérateur d'EDF SEI). Avec les hypothèses considérées, une diminution du taux de performance de la télérelève se traduit par une diminution de la VAN global du projet à hauteur de 9,42 M€ et 19,44 M€ en somme de charges supplémentaires pour EDF SEI.

Tableau 12 : Analyse de sensibilité du taux de performance de la télérelève

Performance de la télérelève		Scénario de référence	Sensibilité Hyp. basse
GRD	CAPEX	-309,28	-309,28
	OPEX	-99,96	-99,96
	Economies	487,55	478,12
	Solde	78,31	68,89
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	201,62	201,62
	Solde	201,62	201,62
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	211,35	211,35
	Solde	211,35	211,35
Total	Solde	491,28	481,85
Différence de charges d'EDF SEI	Σ 2016 - 2024	55,35	58,12
	Σ 2025 - 2038	-332,17	-315,50
	Σ 2016 - 2038	-276,82	-257,38

5.5.5. Taux de performance des télé-opérations

Le tableau suivant présente l'impact du taux de performance des télé-opérations sur la VAN du projet et les charges induites pour EDF SEI. En effet, un taux de performance des télé-opérations moins important se traduit par une baisse des gains sur interventions (hors pose) à réaliser sur les compteurs (car plus d'interventions devront être effectuées avec le déplacement d'un opérateur d'EDF SEI). Avec les hypothèses considérées, une diminution du taux de performance des télé-opérations se traduit par une diminution de la VAN global du projet à hauteur de 13,26 M€ et 27,28 M€ en somme de charges supplémentaires pour EDF SEI.



Tableau 13 : Analyse de sensibilité du taux de performance des télé-opérations

Performance des télé-opérations		Scénario de référence	Sensibilité Hyp. basse
GRD	CAPEX	-309,28	-309,28
	OPEX	-99,96	-99,96
	Economies	487,55	474,29
	Solde	78,31	65,05
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	201,62	201,62
	Solde	201,62	201,62
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	211,35	211,35
	Solde	211,35	211,35
Total	Solde	491,28	478,02
Différence de charges d'EDF SEI	Σ 2016 - 2024	55,35	59,42
	Σ 2025 - 2038	-332,17	-308,97
	Σ 2016 - 2038	-276,82	-249,54

5.5.6. Taux de réduction des PNT

Le tableau suivant présente l'impact du taux de réduction des PNT sur la VAN du projet et les charges induites pour EDF SEI. En effet, un taux de réduction des PNT plus important se traduit par une hausse des gains dans la mesure où les PNT sont une perte pour EDF SEI. Avec les hypothèses considérées, une augmentation du taux de réduction des PNT se traduit par une hausse importante de la VAN du projet, à hauteur de 42,09 M€ et 84,97 M€ en somme de charges en moins pour EDF SEI.

Tableau 14 : Analyse de sensibilité du taux de réduction des PNT

Taux de réduction des PNT		Scénario de référence (20 %)	Sensibilité Hyp. Haute (30 %)
GRD	CAPEX	-309,28	-309,28
	OPEX	-99,96	-99,96
	Economies	487,55	529,64
	Solde	78,31	120,40
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	201,62	201,62
	Solde	201,62	201,62
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	211,35	211,35
	Solde	211,35	211,35
Total	Solde	491,28	533,37
Différence de charges d'EDF SEI	Σ 2016 - 2024	55,35	41,04
	Σ 2025 - 2038	-332,17	-402,83
	Σ 2016 - 2038	-276,82	-361,79

5.5.7. MDE



Le tableau suivant présente l'impact des hypothèses de MDE sur la VAN du projet et les charges induites pour EDF SEI. En effet, la réduction de la consommation et de la pointe sur le réseau d'EDF SEI constitue le gain principal d'un projet de déploiement de compteurs évolués. Avec les hypothèses de MDE considérées :

- L'hypothèse basse de réduction de la consommation implique une baisse 185,06 M€ de la VAN par rapport au scénario de référence et augmenterait les charges d'EDF SEI de 13,10 M€,
- L'hypothèse basse de réduction de la pointe implique une baisse 22,66 M€ de la VAN par rapport au scénario de référence et augmenterait les charges d'EDF SEI de 1,66 M€,
- L'hypothèse haute de réduction de la consommation implique une hausse de 148,05 M€ de la VAN par rapport au scénario de référence et diminuerait les charges d'EDF SEI de 10,48 M€,
- L'hypothèse haute de réduction de la pointe implique une hausse de 38,52 M€ de la VAN par rapport au scénario de référence et diminuerait les charges d'EDF SEI de 2,82 M€.

MDE		Scénario de référence	Sensibilité Réduction conso Hyp. basse	Sensibilité Réduction pointe Hyp. basse	Sensibilité Réduction conso Hyp. haute	Sensibilité réduction pointe Hyp. haute
GRD	CAPEX	-309,28	-309,28	-309,28	-309,28	-309,28
	OPEX	-99,96	-99,96	-99,96	-99,96	-99,96
	Economies	487,55	481,17	486,72	492,65	488,95
	Solde	78,31	71,93	77,48	83,41	79,71
Clients	CAPEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Economies	201,62	144,92	201,62	246,97	201,62
	Solde	201,62	144,92	201,62	246,97	201,62
CSPE	CAPEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Economies	211,35	89,37	189,52	308,94	248,46
	Solde	211,35	89,37	189,52	308,94	248,46
Total	Solde	491,28	306,22	468,62	639,32	529,79
Différence de charges d'EDF SEI	Σ 2016 - 2024	55,35	57,22	55,61	53,85	54,89
	Σ 2025 - 2038	-332,17	-320,94	-330,78	-341,15	-334,53
	Σ 2016 - 2038	-276,82	-263,72	-275,16	-287,30	-279,63

5.5.8. Synthèse

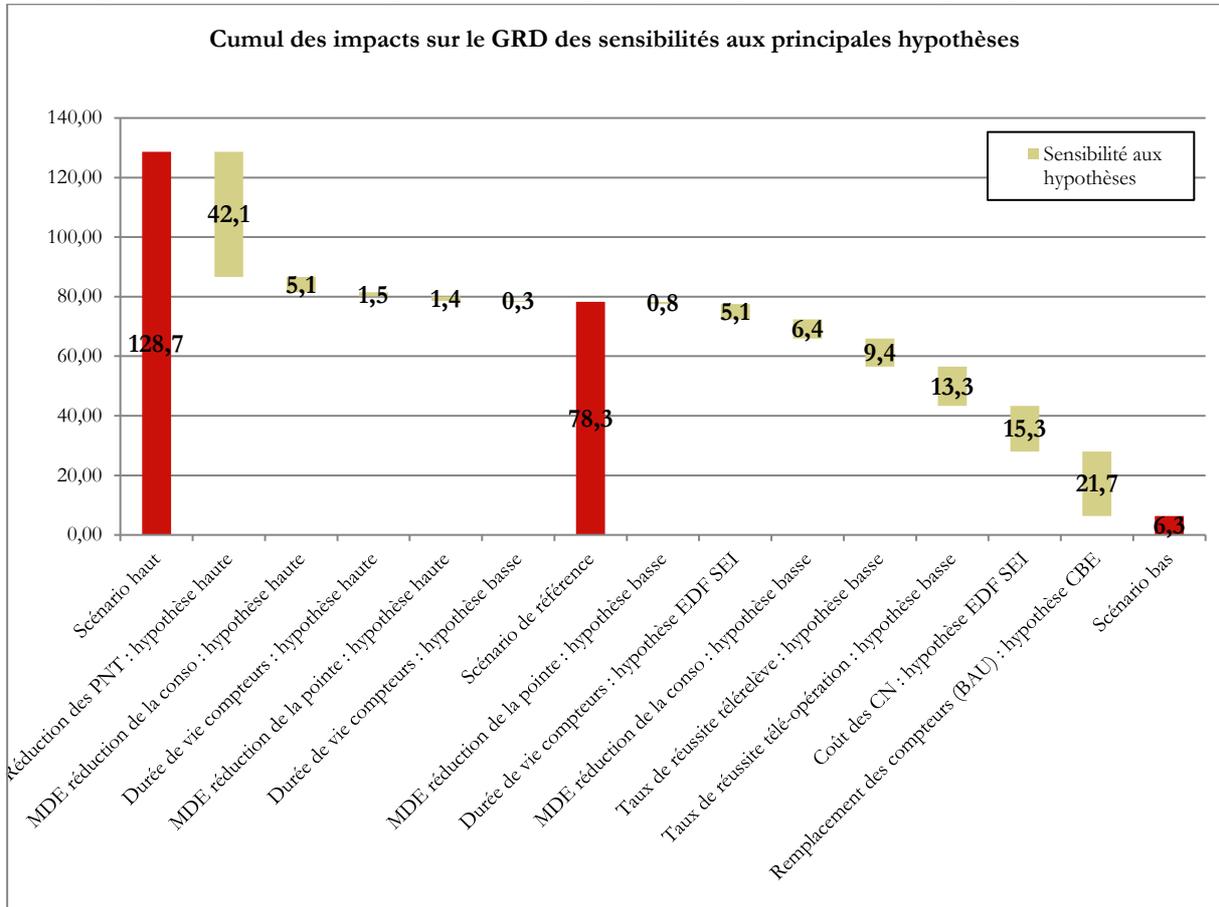
L'analyse de la sensibilité de l'équilibre économique du projet aux hypothèses clés montre que dans tous les cas, le projet reste intéressant financièrement à la fois à l'échelle d'EDF SEI comme au global :

- À l'échelle de l'activité distribution et fourniture d'EDF SEI, l'hypothèse testée la plus sensible est le gain sur les pertes non techniques (PNT) puisqu'une réduction de 30 % des



PNT au lieu de 20 % augmente les gains opérationnels de 42 M€ en VAN. Les deux autres hypothèses importantes portent sur le prix d'achat des compteurs dans le cadre du projet de comptage évolué et dans le cas du scénario BAU puisqu'entre le cas le plus et le moins favorable, la VAN diffère de 37 M€.

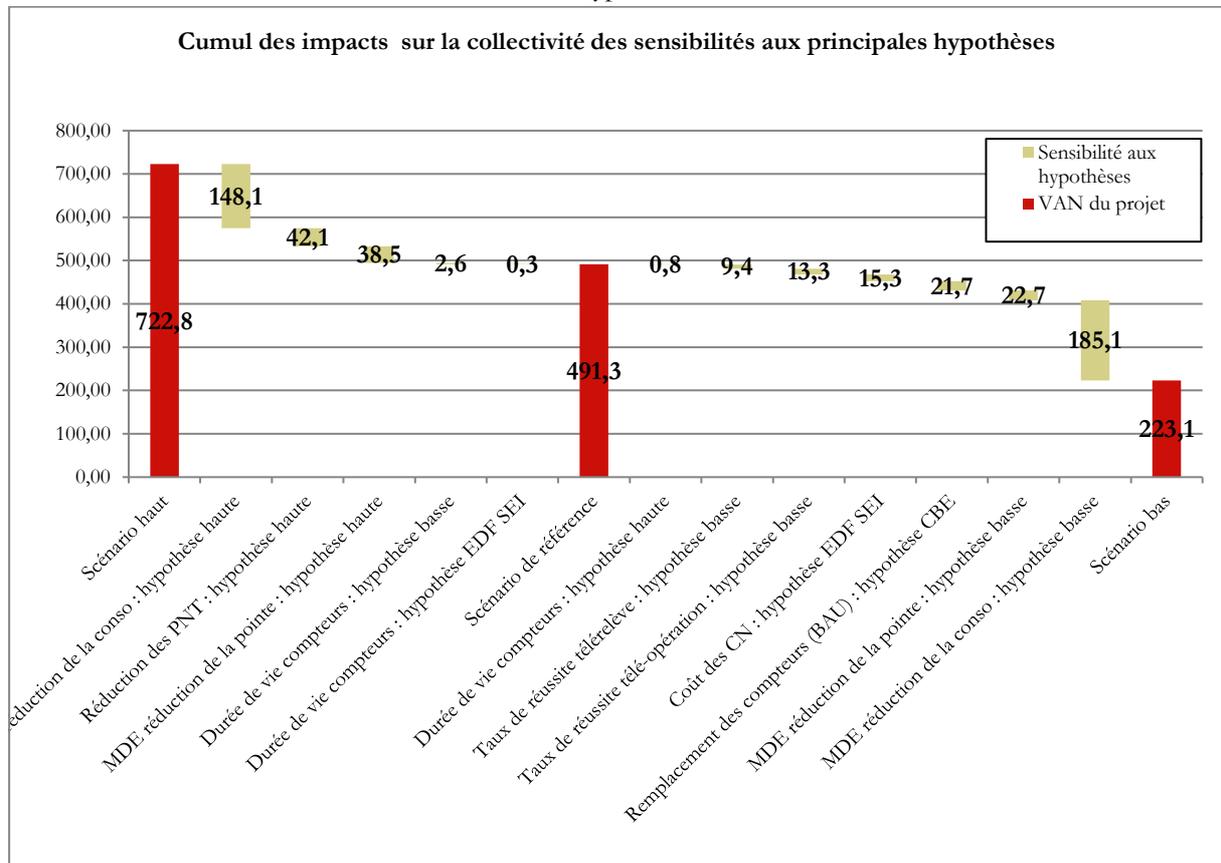
Figure 13. Sensibilité de l'équilibre économique du projet pour le GRD aux principales hypothèses

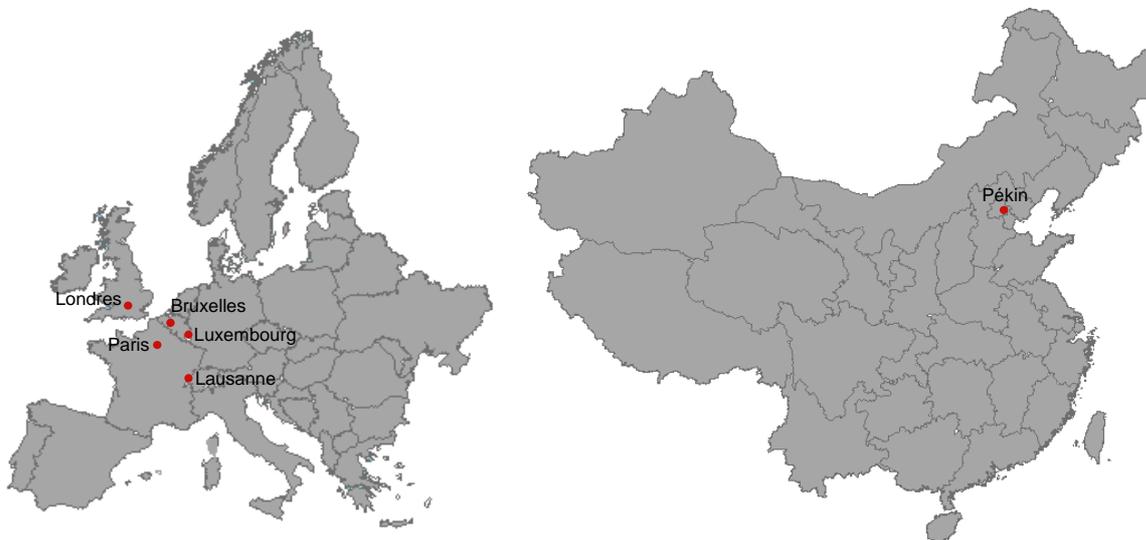


- Globalement, à l'échelle de la collectivité, l'hypothèse la plus sensible est sans surprise celle sur les gains de MDE puisque dans le scénario optimiste où les gains sont de 2,3 % en énergie, la VAN du projet est supérieure de 148 M€ par rapport au scénario de référence.



Figure 14. Sensibilité de l'équilibre économique du projet pour la collectivité aux principales hypothèses





Schwartz and Co Paris
78 avenue Raymond Poincaré
F-75116 Paris
Tel : +33 (0)1 75 43 53 40
Fax : +33 (0)1 75 43 53 49

Schwartz and Co
Luxembourg
3 Place d'Armes
L-1136 Luxembourg
Tel : +352 278 60 400
Fax : +352 278 61 237

Schwartz and Co Lausanne
Rue de Bourg, 30
CH-1003 Lausanne
Tel : +41 (0)215 881 524

Schwartz and Co Bruxelles
Avenue Louise, 523
B-1050 Bruxelles
Tel : +32 2 669 07 13
Fax : +32 2 627 47 37

Schwartz and Co Londres
Formations House, 29 Harley
Street
London W1G9QR
Tel : +44 (0)20 761 24 231
Fax : +44 (0)20 792 73 046

Schwartz and Co Pékin
10/F, IFC East Tower,
8 Jianguomenwai Avenue
Chaoyang District
Beijing 100022
Tel : +86 10 5634 1552
Fax : +86 10 5634 1501

info@schwartz-and-co.com

www.schwartz-and-co.com