

Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'Électricité de Mayotte (EDM)

Rapport final

4 avril 2019

Version 1.1

Préparé pour : la Commission de Régulation de l'Energie

Préparé par : Schwartz and Co



SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET OBJECTIF DE L'ÉTUDE	6
1.1. Contexte.....	6
1.1. Objectif de l'étude.....	6
2. SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE L'ÉTUDE	8
3. MÉTHODE GÉNÉRALE ET CONSTRUCTION DES HYPOTHÈSES DU PLAN D'AFFAIRES....	13
4. HYPOTHÈSES DU PLAN D'AFFAIRES.....	14
4.1. Hypothèses générales.....	14
4.1.1. Périmètre	14
4.1.1.1. Durée de modélisation du plan d'affaires	14
4.1.1.2. Parc actuel de compteurs.....	15
4.1.1.3. Trajectoire de pose de compteurs.....	16
4.1.2. Fiscalité et inflation.....	26
4.1.2.1. Taux d'actualisation.....	26
4.1.2.2. Inflation et évolution des salaires	27
4.1.2.3. Octroi de Mer	28
4.1.3. Énergie	29
4.1.3.1. Consommation d'électricité dans le scénario BAU	29
4.1.3.2. Pointe électrique dans le scénario BAU	30
4.1.3.3. MDE induite par le comptage évolué	32
4.1.4. Matériel.....	37
4.1.4.1. Compteur.....	38
4.1.4.2. Concentrateur	45
4.2. Coûts d'investissements pour le distributeur	46
4.2.1. Coût du matériel	46
4.2.1.1. Compteur.....	46
4.2.1.2. Concentrateur	50
4.2.2. Pose des compteurs.....	54
4.2.2.1. Coût de main d'œuvre interne et externe pour la pose de compteurs	54
4.2.2.2. Temps de pose des compteurs.....	55
4.2.2.3. Coût de pose des compteurs évolués.....	58
4.2.2.4. Coût de pose des compteurs résidentiel historiques	61
4.2.2.5. Coût des contrôles qualité et sécurité.....	62
4.2.2.6. Clean up des compteurs	63
4.2.3. Pose des concentrateurs.....	65
4.2.3.1. Coût de l'intervention d'étude technique et sécurité	65
4.2.3.2. Coût de préparation d'un poste de transformation HTA/BT.....	66
4.2.3.3. Coût des intervenants internes EDM pour la pose d'un concentrateur.....	66
4.2.3.4. Coût de pose d'un concentrateur.....	67
4.2.3.5. Clean up des concentrateurs.....	68
4.2.4. Recyclage du matériel.....	70
4.2.4.1. Coût de recyclage d'un compteur résidentiel historique dans le scénario BAU	70



4.2.4.2. Coût de recyclage dans le scénario AMM	71
4.2.5. SI et télécom relatifs au comptage	71
4.2.5.1. Coûts de SI AAM	72
4.2.5.2. Coûts des PDA/Tablettes	74
4.2.5.3. Coûts de SI clientèle	74
4.2.6. Pilotage du déploiement	76
4.2.7. Gains sur les investissements	77
4.3. Charges d'exploitation du distributeur	78
4.3.1. Relève et Interventions techniques dans le scénario BAU	78
4.3.2. SI et télécom relatifs au comptage évolué	82
4.3.2.1. OPEX SI AMM	83
4.3.2.2. OPEX SI Clientèle	83
4.3.2.3. Coût de télécommunication	84
4.3.3. Pertes	85
4.3.3.1. Pertes techniques	85
4.3.3.2. Pertes non-techniques	86
4.3.4. Autres coûts	90
4.3.4.1. Front et back office	90
4.3.4.2. Coût d'exploitation des données	93
4.3.4.3. Coûts de RH	94
4.3.4.4. Communication	95
4.3.4.5. Coût de l'adhésion au Groupement d'Intérêt Public (GIP)	97
4.3.5. Gain sur les charges d'exploitation du distributeur	97
4.3.5.1. Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : relève et interventions techniques	97
4.3.5.2. Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : pertes	101
4.3.5.3. Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : coûts de front office et de back office	102
4.3.5.4. Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : échantillonnage dans le cadre du décret métrologie	103
4.4. Impact sur les autres segments de la chaîne électrique	104
4.4.1. Coûts et gains pour les activités production	104
4.4.2. Coûts et gains pour les activités fourniture d'EDM	105
4.4.3. Coûts et gains pour les autres acteurs	106
4.4.3.1. MDE pour les clients	106
4.4.3.2. MDE pour la collectivité	107
4.4.3.3. Non présence du client pour la relève et les interventions	110
5. PLAN D'AFFAIRES	112
5.1. Coûts et bénéfices totaux du projet dans le scénario de référence	112
5.2. Coûts et bénéfices portés par les GRD dans le scénario de référence	112
5.2.1. Coûts et bénéfices actualisés du GRD	112
5.2.1.1. Coûts et bénéfices d'investissements	112
5.2.1.2. Coûts et bénéfices opérationnels	114
5.2.2. Profil de cash-flow d'EDM	116
5.2.3. Profil d'investissement du déploiement	117
5.3. Coûts et bénéfices portés par les clients dans le scénario de référence	118
5.3.1. Coûts et bénéfices actualisés des clients finals	118



5.3.2. Profil de cash-flow des impacts sur les clients finals	119
5.4. Bénéfices relatifs à la CSPE dans le scénario de référence	120
5.4.1. Bénéfices actualisés relatifs à la CSPE.....	120
5.4.2. Profil de cash-flow des impacts sur la CSPE	121
5.5. Analyse de sensibilité	122
5.5.1. Durée de vie des compteurs	122
5.5.2. Taux de croissance du nombre de clients	123
5.5.3. Impact de l'arrêt métrologie	123
5.5.4. Coût d'achat des concentrateurs	124
5.5.5. Taux de pose complexe.....	124
5.5.6. Temps de déplacement intermédiaire en pose diffuse	125
5.5.7. Réduction de PNT.....	125
5.5.8. Réduction de la pointe.....	126
5.5.9. Prix de valorisation de la capacité (pointe).....	126
5.5.10. Réduction de la consommation (MDE).....	127
5.5.11. Coût marginal de production	127
6. ANNEXE	129



GLOSSAIRE

- AMM : « Advanced Meter Management » : nom du scénario dans lequel EDM déploie les compteurs évolués
- BAU : « Business As Usual » : nom du scénario dans lequel le comptage reste non communicant au périmètre EDM
- BT : Basse tension
- CBE : Compteur Bleu Électronique
- CEM : Compteur Electromécanique
- CPL : Courant Porteur en Ligne
- CSPE : Contribution au Service Public d'Électricité
- ETP : Effectif Temps Plein
- FPE : Fonds de Péréquation de l'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 Enedis dans le but d'accroître la fiabilité des communications CPL ainsi que le débit par rapport à la technologie G1.
- MDE : Maitrise de la Demande en Énergie
- PNT : Pertes Non Techniques
- SI AMM : Système d'information AMM – SI dédiée à la gestion des communications avec les compteurs évolués
- SPE : Service Public d'Électricité
- VAN : Valeur Actualisée Nette
- VNC : Valeur Nette Comptable



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.

À Mayotte, les missions de service public de l'électricité sont assurées par Électricité De Mayotte (EDM), Société Anonyme d'Économie Mixte, ayant la concession du service public de production, distribution et commercialisation de l'électricité sur le territoire de Mayotte. Il est important de noter que Mayotte est une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental (ZNI). EDM est en charge de déployer les compteurs évolués sur son territoire et prévoit de déployer environ 45 000 compteurs. Ce projet conduira à des investissements et des charges d'exploitation supplémentaires pendant le déploiement mais permettra de réaliser des gains à long terme.

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 certains gestionnaires de réseaux (notamment ceux de plus de 100 000 clients et ceux 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).

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

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

1.1. 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'EDM.



Cette étude porte sur le périmètre d'EDM ainsi que sur l'ensemble de la chaîne électrique (producteurs, consommateurs, ...) et vise à élaborer le plan d'affaires du projet de comptage évolué d'EDM, 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 les systèmes électriques concernés ;
- 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.

Nous remercions l'équipe d'EDM 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.

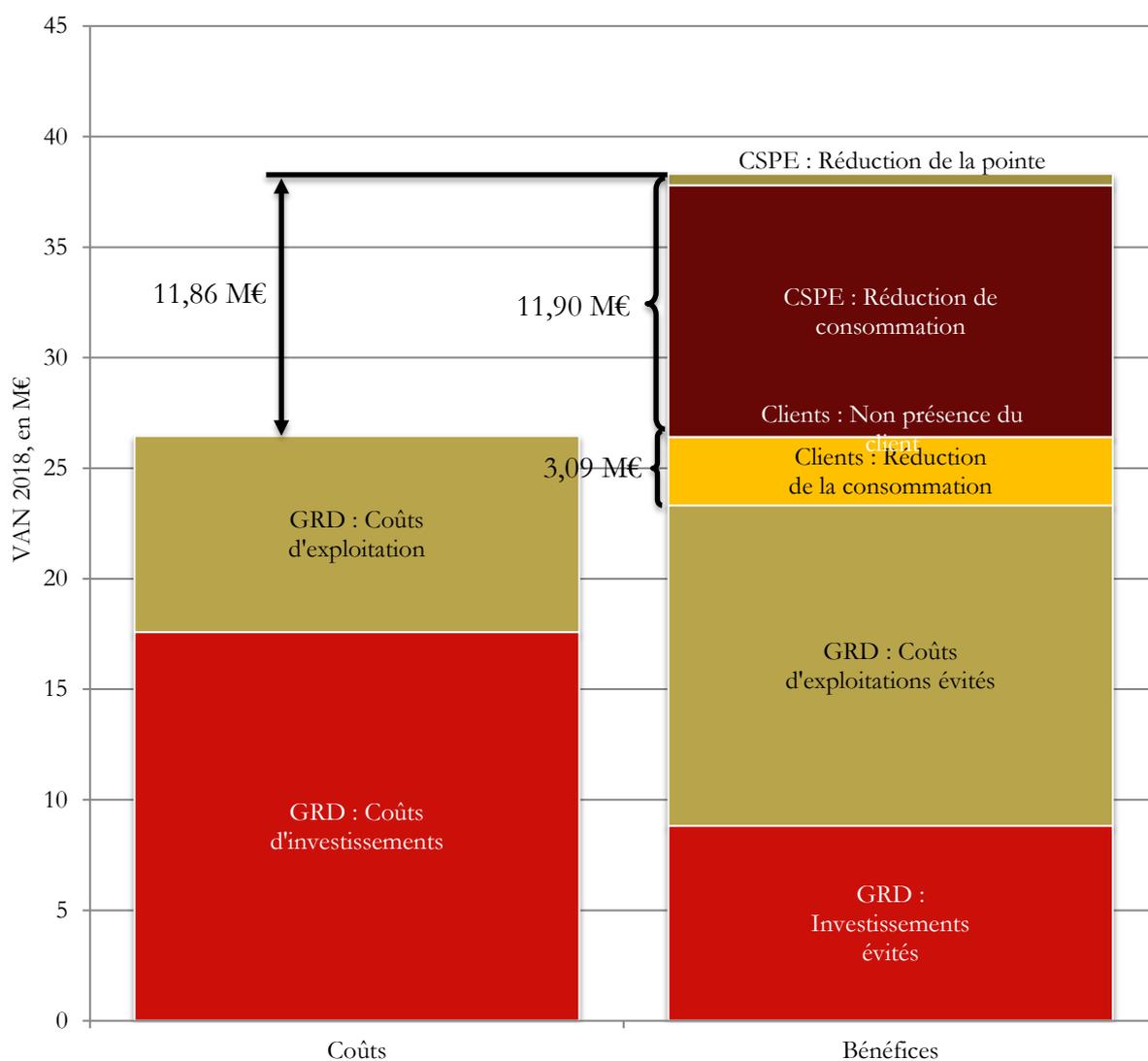


2. Synthèse des résultats de l'étude

Le déploiement généralisé d'un système de comptage évolué pour l'électricité à Mayotte présente un intérêt économique à long terme avec une VAN totale du projet positive d'environ 11,86 M€ dans notre scénario de référence :

- À l'échelle de l'activité distribution et fourniture d'EDM uniquement, la VAN du projet est négative à hauteur de -3,13 M€.
- Les clients d'EDM d'une part et l'ensemble des clients en métropole via la CSPE d'autre part sont les bénéficiaires du projet avec des VAN respectives de +3,09 M€ et +11,90 M€.

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

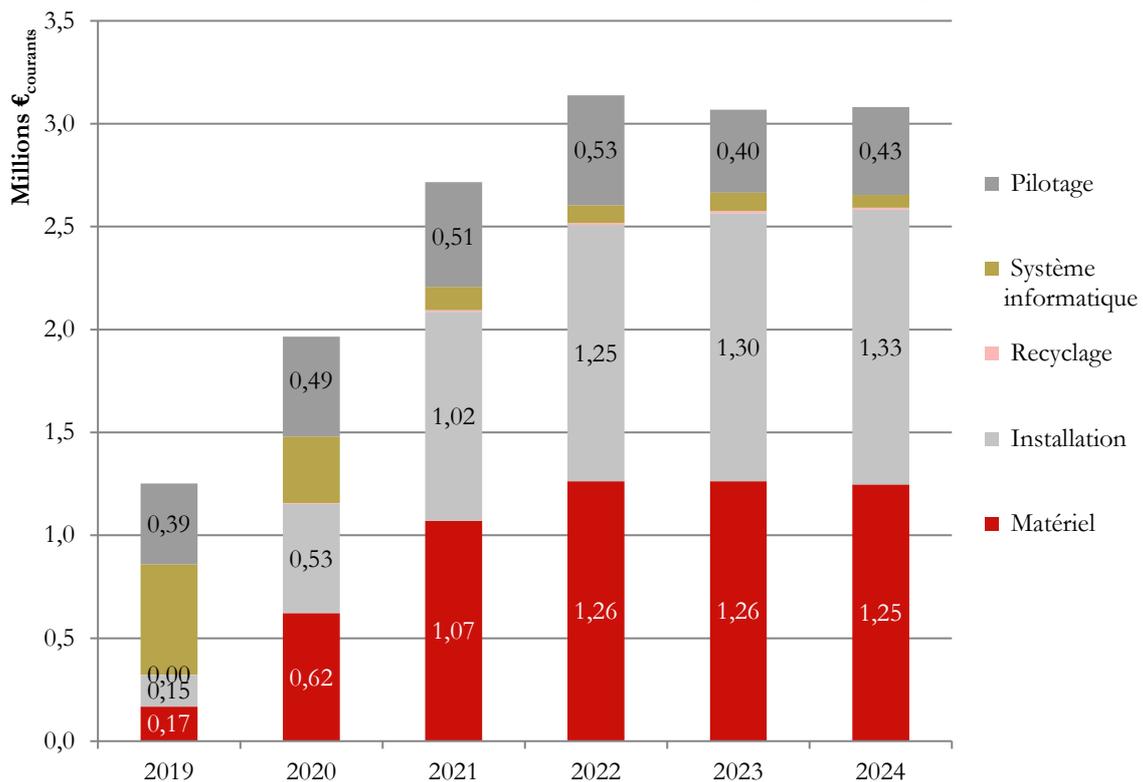




Pour l'activité de distribution et fourniture d'EDM, le projet génère des investissements importants qui sont partiellement compensés sur le long terme par les gains sur les coûts d'exploitation :

- Les besoins en investissement sont partiellement compensés par le renouvellement dans le scénario BAU (scénario « business as usual », c'est-à-dire sans projet de comptage évolué) du parc de CEM en conséquence de l'arrêté métrologie¹. Sur toute la période de modélisation (2018-2040), la VAN des gains nets d'investissements est négative à -8,8 M€, et représente environ -50 % de celle des investissements totaux (17,6 M€).
- 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 VAN devient positive dès 2025 et est égale à 5,6 M€ sur l'ensemble de la période. Les deux postes participant le plus à la réduction des coûts d'exploitation sont la réduction des relèves et des interventions (VAN de 11,6 M€) et la diminution des coûts de Front Office et de Back Office (VAN de 1,6 M€).

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



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. Les compteurs CEM doivent à priori être déposés afin d'être soumis aux tests.



L'analyse de la sensibilité de l'équilibre économique du projet aux hypothèses clés montre que le projet reste intéressant financièrement au périmètre global mais que la VAN au périmètre d'EDM est, quant à elle, systématiquement négative :

- À l'échelle de l'activité distribution et fourniture d'EDM, l'hypothèse testée la plus sensible correspond à la non prise en compte du remplacement de l'ensemble des compteurs CEM dans le scénario BAU comme conséquence de l'arrêté métrologie, puisqu'elle induit une VAN de -4,80 M€ à l'échelle d'EDM. L'autre hypothèse importante porte sur la baisse de la durée de vie des compteurs évolués à 12 ans (plutôt que 14 ans) induisant une VAN de -4,47 M€ à l'échelle d'EDM.
- Globalement, l'hypothèse la plus sensible est celle sur les gains de MDE puisque dans le scénario pessimiste où les gains sont de 0,5 % en énergie, la VAN du projet baisse à 4,33 M€ au périmètre global, sans toutefois dégrader significativement la VAN au périmètre d'EDM puisqu'elle s'établit à -3,43 M€.

Tableau 1. Sensibilité de l'équilibre économique du projet pour la collectivité et pour EDM aux principales hypothèses

Scénario	Périmètre global (M€)		Périmètre d'EDM (M€)	
	VAN au global (M€)	Ecart au Scénario de référence	VAN pour EDM (M€)	Ecart au Scénario de référence
Scénario de référence	11,86	-	-3,13	-
Baisse du taux de réduction de la consommation (MDE)	4,33	-7,52	-3,43	-0,30
Baisse du coût marginal de production	8,79	-3,07	-3,10	0,03
Non prise en compte de l'arrêté métrologie dans le scénario BAU	10,18	-1,67	-4,80	-1,67
Réduction de la durée de vie des compteurs évolués à 12 ans	10,52	-1,33	-4,47	-1,33
Baisse du prix de valorisation de la capacité (pointe)	11,60	-0,26	-3,13	0,00
Baisse du taux de réduction de la pointe	11,72	-0,14	-3,13	0,00
Baisse du taux de pose complexe	11,82	-0,03	-3,17	-0,03
Baisse des coûts d'achat des concentrateurs	11,97	0,11	-3,02	0,11
Hausse du temps de déplacement intermédiaire en pose diffuse	12,01	0,15	-2,98	0,15
Hausse de la croissance annuelle du nombre de clients	12,54	0,68	-2,45	0,68



Hausse du taux de réduction des PNT	12,62	0,76	-2,37	0,76
Hausse du coût marginal de production	14,93	3,07	-3,16	-0,03

Le plan d'affaires a été réalisé à partir des données et informations fournies par EDM, 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 évolués : EDM fait l'hypothèse que les compteurs évolués auront une durée de vie très réduite, à 12 ans. Nous nous sommes appuyés sur les informations obtenues précédemment de la part des fournisseurs de compteurs évolués d'Enedis concernant la durée de vie envisageable sur des territoires similaires. Ces éléments nous conduisent à considérer dans notre scénario de référence une durée de vie plus importante, établie à 14 ans, tout en restant conservatrice.
- Structure du parc existant et durée de vie des compteurs historiques : EDM considère que les CBE et les CEM ont une durée de vie de 30 ans alors même qu'il reconnaît qu'en réalité la durée de vie des compteurs CBE est nettement inférieure. Nous considérons dans notre scénario de référence une durée de vie des compteurs CBE égale à celle des compteurs évolués, soit 14 ans. Nous maintenons la durée de vie des compteurs CEM à 30 ans, même si cette dernière aura peu d'impact sur la VAN puisque ces compteurs sont entièrement remplacés à la fois dans le scénario AMM et dans le scénario BAU. Pour ce qui est de la structure du parc existant, nous ajustons à la marge la composition du parc fournie par EDM afin de permettre une meilleure modélisation de l'évolution du parc.
- Prise en compte de l'arrêté métrologie : EDM nous a indiqué ne pas disposer à ce stade d'informations précises sur les conséquences de l'arrêté métrologie sur son parc. EDM considère que les conséquences doivent être traitées de manière indépendante du projet de comptage évolué. EDM explique également que n'ayant pas encore de retour d'expérience sur la conformité d'échantillons de compteurs envoyés aux contrôles réglementaires, aucune hypothèse ne peut être envisagée quant aux remises en conformité potentielles. Nous considérons que les exigences de l'arrêté pourraient nécessiter le remplacement de l'ensemble des compteurs CEM dans le court terme, puisque d'après les retours d'expérience de plusieurs GRD français, le contrôle des compteurs CEM nécessiterait de les déposer. C'est pourquoi nous retenons dans notre scénario de référence le remplacement de 100 % des compteurs CEM dans le scénario BAU entre 2019 et 2023, tout en réalisant un calcul de sensibilité sans la prise en compte de ce remplacement.
- Prix des concentrateurs : EDM a pris l'hypothèse d'un coût des concentrateurs de CONFIDENTIEL alors que notre analyse des contrats liants Enedis à ses fournisseurs montre que le prix moyen s'établit à CONFIDENTIEL. Sur la base des informations les plus récentes émanant d'un échange entre Schwartz and Co et plusieurs représentants des



ELD, il nous a été confirmé que le GIP Linky vient de décider qu'il procèdera dès 2019 à un groupement d'achat pour les concentrateurs avec une spécification très proche de celle définie par Enedis. Il est alors nécessaire d'estimer le niveau du prix qu'obtiendra le groupement des ELD, en tenant compte du coût de la couche firmware spécifique aux ELD et du coût du GIP Linky. Pour rappel, le prix obtenu par Enedis était de CONFIDENTIEL . A ce stade, nous proposons de retenir par souci de cohérence avec le plan d'affaires de Gérédis, une hypothèse de coût du concentrateur de CONFIDENTIEL , correspondant au prix négocié par SRD dans le cadre du groupement d'achat de l'association ELDmetering pour une commande en 2019. Nous attirons tout de même l'attention de la CRE sur le fait que le prix du concentrateur issu d'un appel d'offres groupé entre l'ensemble des ELD devrait aboutir à un prix proche de celui obtenu par Enedis. Ceci est justifié par le fait que les ELD ont volontairement choisi le même matériel et les mêmes spécifications du firmware qu'Enedis, à l'exception près de la brique « logiciel unique » qui est adaptée en fonction du SI GRD. Nous relevons que les représentants des ELD ont exprimé leur accord avec Schwartz and Co sur le fait que l'écart de prix par rapport aux coûts d'Enedis ne devrait pas dépasser CONFIDENTIEL , ce qui signifie un prix du concentrateur de l'ordre CONFIDENTIEL .

- Réduction des pertes non techniques : EDM a identifié un gain potentiel sur les pertes non techniques de 10 % ce qui est faible en comparaison avec les hypothèses des plans d'affaires des projets de comptage évolué d'Enedis et d'EDF SEI retenues par la CRE. Nous retenons dans notre scénario de référence une réduction des pertes non techniques de 20 % comme gain lié au déploiement des compteurs évolués, en cohérence avec d'autres plans d'affaires analysés par la CRE.
- Gain de MDE : EDM a pris une hypothèse de maîtrise de la demande induite par le projet de comptage évolué portant uniquement sur la réduction de l'énergie. Il considère un taux de réduction de la consommation des clients de 1 %. Dans notre scénario de référence nous retenons la même baisse de la demande en énergie de 1 % ainsi qu'une baisse de la pointe de 0,5 %, sur la base des résultats d'une étude récente de l'impact des compteurs évolués sur la consommation menée au Royaume Uni² et des hypothèses des plans d'affaires des projets de comptage évolué d'Enedis et d'EDF SEI. Cette baisse de la demande en énergie a pour impact de faire baisser la facture des clients d'EDM mais aussi de faire baisser les charges de service public comprenant la compensation des coûts de production importants de l'électricité dans les ZNI, dont Mayotte.

² L'étude « Smart Metering Early Learning Project and Small-Scale Behaviour Trials » publié le 2 mars 2015 par le « Department of Energy & Climate Change »



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 à Mayotte.

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 spécifique de Mayotte.

La comparaison des coûts entre le scénario de référence et un scénario appelé *Business as Usual* (BAU), correspondant à la poursuite de l'activité de Mayotte 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 les 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 (22 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 EDM, 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.



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'EDM
EDM fournit ses trajectoires de coûts et bénéfices du projet jusqu'en 2040. Trois périodes sont retenues par EDM pour l'analyse du plan d'affaires : <ul style="list-style-type: none">• La période 2018 à 2024 : la période de déploiement des compteurs évolués ;• La période 2018 à 2031 : la période s'étendant du premier investissement à la fin de vie du premier compteur posé sur le parc ;• La période 2018 à 2040 : la période s'étendant à vingt ans après la pose du premier compteur évolué en phase de généralisation (2020).
Analyse
La durée de plan d'affaires est souvent calée sur la durée de vie de l'équipement principal, les compteurs évolués. Toutefois, nous proposons de modéliser le plan d'affaires sur 20 ans à partir de la date de généralisation du déploiement (2020), et ce, par souci de cohérence avec les autres plans d'affaires de projets de compteurs évolués analysés par la CRE. EDM ne prend en compte aucune valeur résiduelle associée aux compteurs et aux concentrateurs à la fin de la durée de modélisation. Ne pas prendre de valeur résiduelle pour les compteurs et les concentrateurs augmente significativement la sensibilité de la VAN à la durée de modélisation. En effet, sans prise en compte de la valeur résiduelle, les compteurs installés sur les dernières années de la période de modélisation seront pris en compte entièrement dans la trajectoire des investissements alors qu'ils ne contribueront que très partiellement aux gains calculés sur la période de modélisation. Afin de neutraliser ce biais, nous proposons de retenir une valeur résiduelle des actifs à la fin de la période de modélisation valorisée à leur valeur nette comptable.
Hypothèse retenue
L'analyse coûts-bénéfices est donc réalisée sur la période 2018 – 2040. Nous retenons une valeur résiduelle des actifs à la fin de la durée de modélisation égale à leurs valeurs nettes comptables.



4.1.1.2. Parc actuel de compteurs

4.1.1.2.1. Parts de compteurs monophasés et triphasés sur le parc

Pourcentage de compteurs monophasés et triphasés

Le pourcentage de compteurs monophasés et triphasés sur le parc permet d'estimer correctement le coût d'achat et de transport des compteurs.

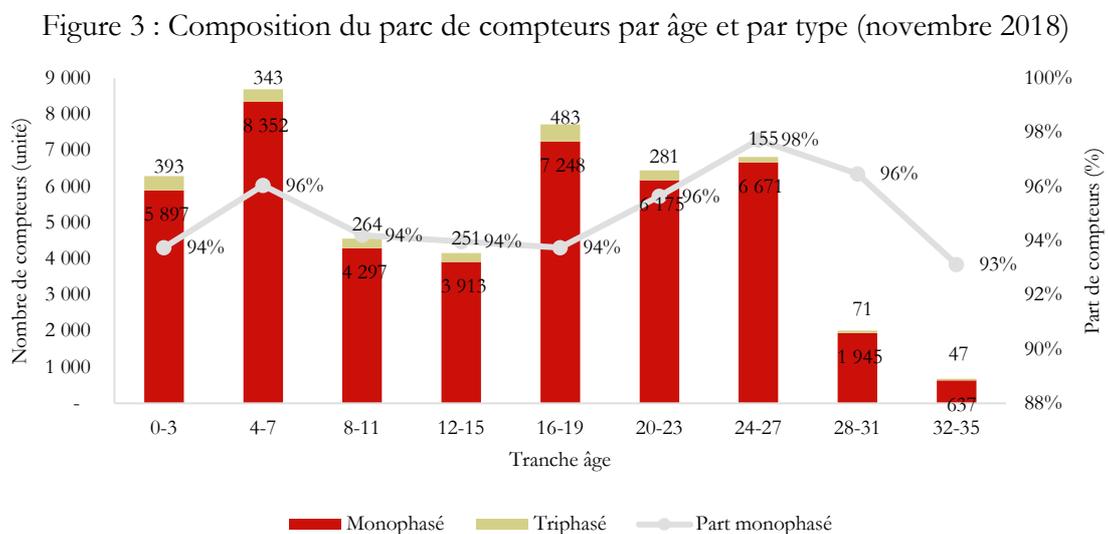
Hypothèses d'EDM

EDM nous a fourni le pourcentage de compteurs monophasés et triphasés actuel sur le parc, comme indiqué dans le tableau ci-après :

	Part de monophasés	Part de triphasés
Composition du parc existant	96%	4%

Analyse

Nous avons demandé à EDM des précisions sur la structure historique du parc de compteurs par âge et par type. EDM nous a fourni les données de la composition du parc extraites à date. La composition du parc de compteurs est exposée dans la figure ci-après :



Source : Analyse S&Co basée sur les éléments fournis par EDM

Note : les données ci-dessus comprennent également les compteurs inactifs et non déposés sur le terrain ainsi que le haut du portefeuille (clients ≥ 36 kVA).

Nous avons analysé les parts moyennes de compteurs monophasés et triphasés basée sur les éléments fournis par EDM, soit 95 % et 5 %, qui sont cohérentes avec l'hypothèse d'EDM. Nous retenons donc l'hypothèse d'EDM.



Hypothèses retenues

La part de compteurs monophasés sur le parc est de 96 % et celle de compteurs triphasés est de 4 %.

4.1.1.3. Trajectoire de pose de compteurs

4.1.1.3.1. Nombre de clients ($\leq 36\text{kVA}$)

Nombre de clients ($\leq 36\text{kVA}$)

Le nombre de clients $\leq 36\text{kVA}$ permet d'estimer le nombre de compteurs à remplacer sur le parc tout au long du projet. Il permet également d'estimer la volumétrie d'achat et de pose de compteurs évolués pour le plan d'affaires dans le cas où le projet de compteur évolué a lieu ainsi que la volumétrie d'achat et de pose de compteurs résidentiels historiques pour le plan d'affaires dans le scénario BAU.

Hypothèses d'EDM

EDM nous a fourni une trajectoire du nombre de clients issue de la somme :

- du nombre de clients en 2017 (43 774) qui croît avec un taux de croissance de la clientèle $\leq 36\text{kVA}$ égal à 2,8 %,
- et du nombre de régularisations des cas de rétrocession prévus sur la période de modélisation.

Les trajectoires du nombre de clients et du nombre de régularisations des cas de rétrocessions sont exposées dans le tableau ci-après :

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Nombre de clients $\leq 36\text{kVA}$ sans régularisation des rétrocessions	43 774	45 000	46 260	47 555	48 886	50 255	51 662	53 109
Nombre de régularisation des cas de rétrocession*	0	300	600	900	1 100	1 100	1 100	1 100
Nombre total de clients $\leq 36\text{kVA}$	43 774	45 300	47 160	49 355	51 786	54 255	56 762	59 309

* Le nombre de régularisations des cas de rétrocessions est pris stable à 1100 de 2021 à 2026, à 550 de 2027 à 2030 et nul de 2031 à 2040.

Analyse

Le nombre de clients de 43 774 à fin 2017, d'origine du dossier tarifaire en octobre 2017, était une valeur prévisionnelle. Nous avons demandé à EDM de fournir le nombre réel de clients à fin 2017, soit 43 657.

En revanche, le taux de croissance annuelle de la clientèle de 2,8% nous semble élevé. EDM nous indique que ce taux correspond à la plus forte augmentation constatée au cours de ces 5 dernières années et est conforme à leur demande à la CRE pour la dotation au FPE 2018 – 2021.



Nous avons calculé l'évolution du nombre de compteurs pendant les 5 dernières années, et nous obtenons une moyenne du taux de croissance annuelle sur 2013-2017 de 2,54 %.

	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne
Nombre de clients (≤ 36 kVA) à fin d'année	39 484	40 382	41 531	42 582	43 657	-
Taux de croissance	-	2,27%	2,85%	2,53%	2,52%	2,54%*

* Moyenne géométrique

Par ailleurs, il apparaît pertinent de tenir compte des projections démographiques suivantes à long terme issues de la PPE³ de Mayotte :

Année	2015	2030	2040
Habitants	240 000	344 000	400 000
Taux de croissance annuel sur la période	+2,43 %		+1,52 %

Source : PPE 2016-2018 / 2019- 2023 (Données de la Cours des Comptes et de l'INSEE)

Au vu des différents éléments fournis ci-dessus, nous recommandons de retenir le taux de croissance annuelle de la clientèle historique (+2,54 %) sur la période 2018-2030 et un taux plus faible (+1,52 %) sur la période 2031-2040.

Nous avons demandé à EDM des précisions sur la trajectoire du nombre de régularisations des cas de rétrocessions. EDM nous a indiqué qu'au vu des interventions déjà effectuées par le passé, une opération traite en moyenne les cas de 40 rétrocedants. Un certain nombre de rétrocedés vont régulariser leur situation et demander un abonnement. D'après les opérations déjà menées, EDM a mesuré que chaque rétrocedant alimente en moyenne 2,5 rétrocedés. EDM estime que 80 % des logements en dur et 20 % des habitations précaires (les habitations situées en zones constructibles) pourront être régularisés sur la période, sachant que les deux types d'habitat se répartissent respectivement à 46% et 54%.

CONFIDENTIEL

La trajectoire du nombre de régularisations est retenue en supposant que ces régularisations ne seront pas linéaires, mais que le mouvement s'amplifiera avec le temps, avec la prise de conscience collective, avec la sensibilisation des citoyens par les collectivités locales, etc.

La trajectoire du nombre de régularisations des cas de rétrocession estimée par EDM nous semble raisonnable au vu des éléments ci-dessus. Nous retenons donc l'hypothèse d'EDM.

Hypothèses retenues

Nous avons recalculé la trajectoire du nombre de clients exposée dans le tableau ci-après en tenant compte du nombre réel de clients à fin 2017 et le taux de croissance de la clientèle à 2,5% (2018-2030) et 1,5% (2031-2040).

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
--	------	------	------	------	------	------	------	------

³ PPE 2016-2018 / 2019- 2023 - Version de Mars 2017



Nombre de clients ≤36kVA sans régularisation des rétrocessions	43 657	44 766	45 903	47 069	48 264	49 490	50 747	52 036
Nombre de régularisation des cas de rétrocession	0	300	600	900	1 100	1 100	1 100	1 100
Nombre total de clients ≤36kVA	43 657	45 066	46 803	48 869	51 164	53 490	55 847	58 236

4.1.1.3.2. Part de poses complexes

Part de poses complexes

Il s'agit de tous les compteurs pour lesquels la pose sera rendue plus complexe et donc plus chronophage qu'une pose simple (ex : changement du coffret ou du tableau).

Hypothèses d'EDM

EDM indique que les poses complexes représentent toutes les situations où l'intervention de pose est rendue plus complexe pour cause d'opérations supplémentaires à effectuer afin de remettre en conformité l'installation. Au moment de la réalisation de ce cadrage stratégique, EDM s'est focalisé sur la mise en conformité au niveau du point de livraison (Coffret de comptage). Le projet de mise en conformité inclut également l'environnement proche de ce point de livraison (support, cheminement du câble de branchement, ...)

EDM nous a fourni le pourcentage de poses complexes et simples sur le parc, comme indiqué dans le tableau ci-après :

	Part de poses complexes	Part de poses simples
Mayotte	30 %	70 %

En effet, EDM explique qu'un chantier de mise en conformité des branchements a été lancé afin d'évaluer le nombre de cas complexes sur le parc d'une part et afin de régler ces situations en amont d'autre part. Ce projet connexe n'est pas budgété dans le cadre du projet AMM. Dans le Business Plan, EDM retient une hypothèse de volumétrie de cas complexes post-projet de mise en conformité selon une estimation du pôle clientèle qui se base sur le retour d'expérience des techniciens en charge du branchement.

La connaissance actuelle du parc fait état, selon EDM, de cas de non-conformité pour plus de 50 % des compteurs. Dans le cadre de cette étude, il a été pris en compte qu'un chantier de remise en conformité des branchements a été lancé par EDM en amont du projet de déploiement AMM et doit s'étaler sur les années 2018-2022. Dans le cadre de ce chantier, il a été prévu de traiter environ 9 400 cas de non-conformité à fin 2021 par rapport à un total de 13 500 cas à traiter sur toute la période.

EDM estime que le taux de pose complexe de 30 %, prévu dans le cadre du déploiement du projet de compteurs évolués, concerne très majoritairement des nouveaux cas de non-conformité (hors les 9 400 prévus à fin 2021) et dans une moindre mesure des cas qui n'auraient pas été traités dans le projet de mise en conformité. EDM considère en effet que le



comportement des clients ne pourra pas être complètement changé à l'issue du projet de mise en conformité.

NB : EDM confirme que le déploiement des compteurs évolués sera planifié par zone géographique en fonction de l'avancement du projet de mise en conformité.

Analyse

La part de poses complexes retenue par EDM à 30 % nous semble peu justifiée. Nous avons donc demandé à EDM des précisions sur les situations de pose complexe, en incluant la catégorie de situations de pose complexe, les fréquences d'occurrence et les temps de pose supplémentaires associés. EDM nous a seulement fourni des catégories de situations de pose complexe, mais ne nous a pas fourni d'autres éléments permettant d'évaluer quantitativement la fréquence des situations de pose complexe. Le détail des situations relatives à « une pose complexe » est exposé en annexe (Tableau 19).

EDM nous a indiqué qu'il pense difficilement pouvoir atteindre, grâce au chantier de mise en conformité, un taux plus bas que 30 % pour la pose complexe. Sur cette base et au vu de l'ensemble des explications fournies, nous acceptons l'hypothèse proposée par EDM d'un taux de pose complexe à 30 %. Cependant, nous comprenons que la pose de compteurs évolués se substituera partiellement à l'intervention de mise en conformité sur la période de pose massive, principalement à partir de 2021. Ne disposant pas d'informations précises sur le nombre de cas de mise en conformité qui seront substitués par la pose de compteurs évolués, nous proposons de négliger cet effet, qui reste à priori minoritaire selon EDM.

Hypothèses retenues

Sur la base de l'information fournie par EDM, nous retenons donc l'hypothèse d'EDM de taux de pose complexe de 30 %.

4.1.1.3.3. Trajectoire de pose de compteurs dans le scénario BAU

Trajectoire de pose de compteurs dans le scénario BAU

L'évolution du parc de compteurs dans le scénario BAU détermine la volumétrie de compteurs résidentiels historiques qui seront achetés et posés pendant les périodes considérées dans le cas où le projet de déploiement des compteurs évolués n'a pas lieu (scénario BAU).

Hypothèses d'EDM

Le nombre de compteurs résidentiels historiques achetés et posés dans le scénario BAU, selon les hypothèses d'EDM, est détaillé ci-dessous :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	2 923	2 777	4 350	5 215	4 978	7 009	4 101	5 753	5 330	5 037	5 099	6076
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	



Nombre de compteurs historiques posés	6 935	3 784	5 012	4 850	3 888	5 388	4 251	4 570	5 147	5 957	5 104	
---------------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--

Justification : Dans le scénario BAU, quatre hypothèses sont à prendre en considération pour déterminer la volumétrie des compteurs achetés et posés :

- Le taux d'augmentation de la clientèle : le taux d'augmentation de la clientèle détermine le nombre de compteurs résidentiels historiques achetés et posés pour équiper les nouveaux clients avec un compteur résidentiel historique
- Le nombre de régularisations des cas de rétrocession : EDM prévoit de régulariser un certain nombre de cas de rétrocessions sur le parc sur la période.
- Le taux de défaillance des compteurs résidentiels historiques : le taux de défaillance des compteurs résidentiels historiques détermine le nombre de compteurs résidentiels historiques remplacés pour défaillance.
- La projection de compteurs atteignant 30 ans de mise en service : le nombre de compteurs sur le parc atteignant 30 ans de mise en service est estimé par le pôle Clientèle.

Analyse

Cette trajectoire estimée par EDM s'appuie notamment sur une valeur prévisionnelle du nombre de compteurs à fin 2017, sur une hypothèse d'évolution annuelle du nombre de compteurs à 2,8 %, sur une durée de vie des compteurs CBE et CEM à 30 ans et sur un taux de défaillance constant CONFIDENTIEL .

Nous proposons de corriger la trajectoire de nombre de compteurs pour tenir compte :

- du nombre de compteurs ≤ 36 kVA au 31/12/2017 avec la valeur effective fournie par EDM (voir détail au paragraphe [4.1.1.3.1](#)) ;
- d'un taux d'augmentation de clientèle (voir détail au paragraphe [4.1.1.3.1](#)) ;
- d'une durée de vie des compteurs CBE à 14 ans (voir détail au paragraphe [4.1.4.1.1](#)) ;
- et d'un taux de défaillance en fonction de l'âge des compteurs (voir détail au paragraphe [4.1.4.1.2](#)).

Conséquences de l'arrêté métrologie

L'arrêté métrologie⁴ stipule que tout distributeur doit mener périodiquement des tests de la qualité de la métrologie de ses compteurs à l'unité ou par lots dans certaines conditions. La vérification périodique est effectuée selon une périodicité de dix ans. Afin d'être en mesure de procéder à une vérification sur la base d'un contrôle statistique des lots, le GRD doit disposer d'informations précises liées à la provenance de chaque compteur installé sur son parc. Pour ce faire, il est nécessaire de mettre en place un outil de suivi et de recensement des compteurs installés. A notre connaissance et sur la base des retours de plusieurs GRD, un tel outil est rarement disponible chez les GRD préalablement à l'entrée en vigueur de l'arrêté susmentionné. Un contrôle par lots des compteurs installés historiquement semble donc difficile.

⁴ Arrêté du 1er août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active



EDM nous a indiqué que n'ayant pas encore de retour d'expérience sur la (non) validité d'échantillons de compteurs aux contrôles réglementaires, aucune hypothèse n'a été envisagée dans le plan d'affaires du projet de comptage évolué quant aux impacts de l'arrêt métrologie.

Sur la base des retours sur d'autres projets de compteurs évolués auprès de GRD français, nous recommandons de tenir compte des impacts de l'arrêt métrologie en considérant les hypothèses suivantes :

- Le remplacement accéléré des compteurs CEM existants dans le parc puisque pour vérifier si un CEM est conforme à l'arrêt métrologie, il est nécessaire de le déposer. Remplacer directement l'ensemble des compteurs CEM sera donc plus pertinent. Nous proposons une trajectoire de remplacement des CEM par des CBE dans le scénario BAU sur 5 ans entre 2019 et 2023, avec les ressources internes (le nombre de compteurs posés par an est en ligne avec la volumétrie de pose diffuse dans le scénario de pose des compteurs évolués) :

	2019	2020	2021	2022	2023
Trajectoire de remplacement massif des CEM dans le scénario BAU	4 962	4 793	4 604	4 367	4 082

- La prise en compte d'une durée de vie des compteurs CBE de 14 ans (voir 4.1.4.1.1). Sans données supplémentaires sur les résultats de contrôles liés à la métrologie, il est difficile de prendre une hypothèse plus fine concernant la conformité des compteurs CBE aux exigences de l'arrêt métrologie en fonction de l'âge.

Hypothèse retenue

En tenant compte des ajustements présentés ci-dessus, nous recalculons la trajectoire du nombre de compteurs historiques posés dans le scénario BAU exposée dans le tableau ci-après :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre de compteurs historiques posés	2 314	7 559	7 980	8 064	7 887	8 285	4 889	5 814	5 613	3 697	4 019	4 429
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
	4 770	4 359	2 149	4 046	8 184	8 539	8 603	8 453	8 747	6 099	6 814	

Nous proposons de faire un calcul de sensibilité pour un taux de croissance annuelle moyen des clients à 2,8 %.

4.1.1.3.4. Trajectoires de pose de compteurs dans le scénario AMM

Evolution du parc de compteurs dans le cas où le projet de comptage évolué a lieu

Il s'agit d'un scénario où les compteurs résidentiels historiques sont intégralement remplacés par des compteurs évolués (scénario AMM).



L'évolution du parc de compteurs dans le cas où le projet de comptage évolué a lieu détermine la volumétrie de compteurs évolués qui seront achetés et posés pendant les périodes considérées. La stratégie de déploiement détermine l'évolution du parc de compteurs dans ce scénario. Elle décrit ce déploiement en déterminant deux trajectoires de pose des compteurs évolués (une trajectoire de « pose massive » et une trajectoire de « pose diffuse ») ainsi qu'une phase Pilote.

Hypothèses d'EDM

EDM retient l'hypothèse de 100% de compteurs évolués sur le parc en fin de période de déploiement :

	2019 (Pilote)	2020	2021	2022	2023	2024
Trajectoire de pose de compteurs	400	8 348	13 087	15 057	16 893	10 220
Part de compteur évolués sur le parc	1%	18%	41%	66%	90%	100%

EDM prend en compte une part de « pose complexe » sur le parc à 30 % à la fois dans le scénario AMM et le scénario BAU représentant toutes les situations où l'intervention de pose est rendue plus complexe pour cause d'opérations supplémentaires à effectuer afin de remettre en conformité l'installation.

Analyse

La trajectoire de pose de compteurs évolués découle de celle en pose massive et celle en pose diffuse. La trajectoire de pose massive et diffuse d'EDM aboutit à un taux de déploiement global de 100 % en 2024.

Hypothèse retenue

Nous retenons une trajectoire de pose de compteurs dans le scénario AMM corrigée d'un ajustement du taux d'augmentation de clientèle (voir détail au paragraphe [4.1.1.3.1](#)), de la durée de vie des compteurs (voir détail au paragraphe [4.1.4.1.1](#)) et du taux de défaillance en fonction de l'âge des compteurs (voir détail au paragraphe [4.1.4.1.2](#)).

	2019 (Pilote)	2020	2021	2022	2023	2024
Trajectoire de pose de compteurs	400	6 942	11 978	13 555	13 572	13 227
Part de compteur évolués sur le parc	1%	15%	38%	61%	82%	100%

Nombre de compteurs évolués posés lors du déploiement massif

Cette trajectoire de pose en masse a pour but de remplacer les compteurs résidentiels historiques sur le parc par des compteurs évolués avec un rythme maximal (tournées optimisées). Il s'agit d'un remplacement selon des critères prenant en compte avant tout la zone des compteurs mais



aussi la capacité des prestataires de pose. EDM prend l'hypothèse que l'ensemble des compteurs remplacés en pose massive concernent toutes les poses hors cas de compteurs défectueux et compteurs en fin de vie.

Le déploiement des compteurs en pose massive s'achève en 2024.

Hypothèses d'EDM

La trajectoire de pose de compteurs évolués lors de la phase de « déploiement en masse » est détaillée dans le tableau ci-dessous :

	2019 (Pilote)	2020	2021	2022	2023	2024
Trajectoire de pose massive	200	4 000	8 000	10 000	10 000	5 516

Analyse

EDM nous a expliqué qu'un maximum de 10 000 compteurs posés par an en pose massive correspond à la capacité de pose atteignable avec plusieurs prestataires locaux tout en tenant compte d'un planning de pose cohérent avec la structure du réseau.

Le profil de pose nous semble cohérent, puisqu'il prend en compte une montée en compétence des techniciens, l'atteinte d'une capacité maximale à priori bien dimensionnée, et enfin une décroissance pour s'ajuster au nombre de compteurs résiduels à remplacer la dernière année.

Nous maintenons le même profil de pose massive, mais ajustons le nombre de compteurs à poser à la dernière année pour tenir compte de l'objectif de remplacement massif de tous les compteurs CEM afin de respecter les exigences réglementaires liées à l'arrêté métrologie⁵. En effet, pour vérifier si un CEM est conforme à l'arrêté métrologie, il est nécessaire de le déposer. Il apparaît pertinent de profiter du déploiement massif des compteurs évolués pour remplacer directement l'ensemble des compteurs CEM.

Hypothèse retenue

Nous retenons le profil de pose massive proposé par EDM. Après ajustement du nombre de compteurs à remplacer en pose massive, nous obtenons la trajectoire suivante :

	2019 (Pilote)	2020	2021	2022	2023	2024
Trajectoire de pose massive	200	4 000	8 500	10 000	10 000	9 612

Nombre de compteurs évolués posés lors de la pose diffuse

Cette trajectoire de pose « diffuse » correspond au :

- Remplacement des compteurs résidentiels historiques défectueux par des compteurs évolués
- Remplacement des compteurs résidentiels historiques en fin de vie par des compteurs évolués

⁵ Arrêté du 1er août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active



- Remplacement des compteurs évolués défaillants
- Remplacement des compteurs évolués en fin de vie
- Équipement en compteurs des nouveaux clients d'EDM (y compris les régularisations des cas de rétrocession)

Ainsi, la trajectoire de pose correspond à une charge usuelle de pose de compteurs.

Hypothèses d'EDM

La trajectoire de pose de compteurs évolués lors de la phase de « déploiement diffus » est précisée dans le tableau ci-dessous :

	2019 (Pilote)	2020	2021	2022	2023	2024
Trajectoire de pose diffuse	200	4 348	5 087	5 057	6 893	4 704

Analyse

Cette trajectoire se base sur l'hypothèse que tous les compteurs historiques sur le parc seront remplacés par des compteurs évolués à fin 2024.

Le taux de défaillance des compteurs utilisé par EDM dans le calcul de cette trajectoire est une valeur constante : CONFIDENTIEL pour les compteurs historiques et CONFIDENTIEL pour les compteurs évolués. Nous proposons de retenir un taux de défaillance différencié en fonction de l'âge du compteur (voir 4.1.4.1.2). Cet ajustement impacte la trajectoire de nombre de compteurs en pose diffuse.

Hypothèse retenue

Nous retenons une trajectoire de pose diffuse de compteurs corrigée d'une chronique de taux de défaillance des compteurs en fonction de l'âge ainsi que de la durée de vie des compteurs :

	2019 (Pilote)	2020	2021	2022	2023	2024
Trajectoire de pose diffuse	200	2 942	3 478	3 555	3 572	3 615

4.1.1.3.5. 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'EDM

EDM nous a fourni la trajectoire du nombre de postes HTA/BT à partir du nombre de postes HTA/BT en 2017 (433) en appliquant un taux de croissance annuelle de 2,3 % enregistré en 2017. La trajectoire du nombre de postes HTA/BT est exposée dans le tableau suivant :



	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre de postes HTA/BT	443	453	464	474	485	496	508	519	531	544	556	569
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
	582	595	609	623	637	652	667	682	698	714	731	

Analyse

EDM propose un taux de croissance annuel des postes HTA/BT à +2,3 %, égal à celui de l'année 2017. Nous avons calculé le taux de croissance annuelle moyen constaté sur les 5 dernières années, soit +3,0 %, exposé dans le tableau ci-après :

	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne
Nombre de postes HTA/BT à fin d'année	394	412	424	433	443	-
Taux de croissance annuel	-	4,6%	2,9%	2,1%	2,3%	3,0%

Hypothèse retenue

Nous retenons une trajectoire de postes HTA/BT corrigée du taux de croissance annuelle moyen sur les 5 dernières :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre de postes HTA/BT	446	459	473	487	501	516	531	547	563	580	597	615
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
	633	652	672	692	712	733	755	778	801	824	849	

Trajectoire de pose de concentrateurs dans le scénario AMM

L'évolution du parc de concentrateurs dans le cas où le projet de comptage évolué a lieu détermine la volumétrie de concentrateurs qui seront achetés et posés pendant la période de modélisation.

Hypothèses d'EDM

EDM retient l'hypothèse de 100% des postes HTA/BT équipés de concentrateurs en 2024 en fin de déploiement :

	2019 (Pilote)	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Trajectoire de pose de concentrateurs	5	70	101	152	113	77	518
Part de postes HTA/BT équipés en concentrateurs sur le parc	1%	16%	37%	67%	88%	100%	-

Justification : La trajectoire de pose des concentrateurs prévoit l'équipement des postes HTA/BT sur le réseau en concentrateurs du Pilote à la fin du déploiement. Cette trajectoire de



pose de concentrateurs prend également en compte le taux de croissance du nombre de postes HTA/BT sur le réseau.

Au-delà, les concentrateurs posés correspondront à l'équipement des nouveaux postes HTA/BT sur le réseau ainsi qu'au remplacement des concentrateurs défectueux et en fin de vie.

Analyse

Le taux de défaillance des concentrateurs utilisé par EDM dans le calcul de cette trajectoire est une valeur constante de CONFIDENTIEL . Nous proposons de retenir un taux de défaillance différencié en fonction de l'âge des concentrateurs (voir détail au paragraphe [4.1.4.2.2](#)).

En conséquence de cet ajustement ainsi que de l'ajustement du taux de croissance annuelle du nombre des postes HTA/BT (voir l'analyse précédente), nous obtenons une trajectoire de nombre de concentrateurs différente de celle retenue par EDM.

Hypothèse retenue

Nous retenons une trajectoire de pose des concentrateurs corrigée d'une chronique de taux de défaillance des concentrateurs en fonction de l'âge des équipements ainsi que du taux de croissance annuelle du nombre de postes HTA/BT :

	2019 (Pilote)	2020	2021	2022	2023	2024
Trajectoire de pose de concentrateurs	5	72	106	160	124	111
Nombre total de concentrateurs dans le parc*	5	75	175	325	435	531
Nombre total de postes HTA/BT	459	473	487	501	516	531
Part de postes HTA/BT équipés en concentrateurs sur le parc	1%	16%	36%	65%	84%	100%

* L'écart entre le nombre total de concentrateurs dans le parc et le nombre de concentrateurs posés chaque année s'explique par la trajectoire de concentrateurs défectueux à remplacer.

4.1.2. Fiscalité et inflation

4.1.2.1. Taux d'actualisation

Taux d'actualisation

Il s'agit du taux d'actualisation des coûts et des gains, qui est utilisé pour le calcul de la VAN du projet de comptage évolué d'EDM.

Hypothèses d'EDM

EDM considère un taux d'actualisation constant (nominal, avant SI) de 5,7% pour l'ensemble des calculs.



Justification : Le taux d'actualisation retenu est identique au taux d'actualisation nominal, avant IS retenu pour le GRD dans l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI ».

Analyse

Dans le rapport « 20170706 - CRE - Étude comptage EDFSEI - Rapport final v1.25 » produit à destination de la CRE, nous avons retenu un taux d'actualisation distinct pour chaque type d'acteurs. En cohérence avec le rapport susmentionné, il convient de retenir un taux d'actualisation spécifique pour chaque type d'acteur.

Hypothèse retenue

Un taux d'actualisation par acteur est retenu :

	Producteur	GRD	Fournisseur	Ménage
Taux d'actualisation	11 %	5,7 %	9,5 %	2,15 %

4.1.2.2. Inflation et évolution des salaires

Évolution de l'inflation et des coûts des salaires

Il s'agit des hypothèses des taux d'inflation annuels des prix des biens et des services, qui sont appliqués aux coûts et gains du plan d'affaires, ainsi que des hypothèses d'évolution des salaires correspondant à l'augmentation des coûts salariaux.

Hypothèses d'EDM

EDM considère les taux d'inflation annuels communiqués par EDM à la CRE dans son dossier tarifaire d'octobre 2017 et exposés dans le tableau ci-après :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2032	2033-2040
Inflation	1,3%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%	2,0%	2,0%	2,0%	3,0%

EDM a estimé l'évolution annuelle des salaires à partir du coût des salariés internes (EDM). La trajectoire de l'évolution des salaires est exposée dans le tableau ci-après :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025+
Coût des salaires	6,0%	5,3%	1,7%	5,8%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%

Analyse

Concernant la trajectoire d'inflation, nous proposons de retenir une mise à jour avec les prévisions du FMI émises en octobre 2018.

Concernant l'indexation des salaires, nous avons analysé l'évolution des salaires sur les 5 dernières années à partir des éléments fournis par EDM et exposés dans le tableau ci-après.

Etant donné qu'EDM a retenu un taux d'indexation correspondant à la croissance de la masse salariale (effet prix + effet volume), nous proposons de retenir une trajectoire ajustée. Nous



proposons de retenir l'évolution moyenne du ratio masse salariale par nombre d'ETP à la maille du GRD sur les 5 dernières années.

	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne
Masse salariale (k€) / Effectif total à fin d'année	CONFIDENTIEL					
Taux de croissance	-	8,24%	5,01%	-1,38%	12,02%	5,86%**

* Moyenne arithmétique ** Moyenne géométrique

Nous retenons donc un taux de croissance des salaires fixe sur toute la période et égal à la moyenne historique de l'effet prix relatif à la croissance des salaires d'EDM.

Hypothèse retenue

	2018	2019	2020	2021	2022	2023+
Inflation	1,90%	1,80%	1,80%	1,80%	1,90%	1,90%
Coût des salaires	5,86%	5,86%	5,86%	5,86%	5,86%	5,86%

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'EDM

EDM a retenu le taux d'Octroi de Mer de 2,5% et le taux d'Octroi de Mer Régional de 17,5%. Justification : EDM a calculé le coût associé à l'Octroi de Mer et l'Octroi de Mer Régional afin de calculer l'impact potentiel de ces taxes pour information. Celles-ci ne sont pas incluses dans les coûts du projet.

Analyse

L'Octroi de Mer n'ayant aucun impact sur les gains et les coûts du projet de comptage évolué, nous n'en tenons pas compte dans le plan d'affaires.

Commentaire d'EDM

Dans sa réponse au projet de rapport final, EDM signale que l'augmentation de l'Octroi de Mer issue de la différence de prix des compteurs AMM et CBE se traduira pour les clients par une majoration des tarifs réglementés de vente et donc un surcoût venant en déduction des gains retenus dans cette étude. Il demande ainsi la prise en compte de l'impact de l'Octroi de Mer dans le plan d'affaires.

Réponse de Schwartz and Co

Pour rappel, l'Octroi de Mer (OM) et l'Octroi de Mer Régional (OMR) sont des taxes spécifiques aux Outre-Mer qui s'appliquent sur les achats de biens hors Corse et Métropole continentale. Le



paiement de l'OM et de l'OMR se fait à la livraison. Pour EDM, l'Octroi de Mer différentiel (entre celui facturé aux clients et celui payé) est comblé par la rémanence d'Octroi de Mer. L'achat de compteurs évolués au lieu de compteurs classiques se traduit pour le client effectivement par une augmentation des TRV, notamment du fait de l'augmentation de l'OM. Cependant, le produit de l'OM et de l'OMR fait l'objet, après le prélèvement pour frais d'assiette et de recouvrement, d'une affectation annuelle à une dotation qui est répartie, à Mayotte, entre la collectivité territoriale ou le Département et les communes⁶.

Il nous semble par conséquent cohérent de considérer que l'augmentation de la part liée à l'OM dans les TRV, suite à l'achat des compteurs évolués, sera quasi-entièrement restituée à la région de Mayotte et donc de manière indirecte aux Mahorais.

Nous n'approuvons donc pas la prise en compte de l'effet de l'OM dans le plan d'affaires.

Remarque : il est à noter que l'impact de l'OM n'a pas été pris en compte dans l'étude du projet de comptage évolué d'EDF SEI, puisqu'il était jugé neutre au global.

Hypothèse retenue

Nous ne retenons pas d'hypothèses relatives à l'Octroi de Mer dans le plan d'affaires.

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 et la prévision de croissance annuelle moyenne de ces volumes.

Hypothèses d'EDM

EDM retient la trajectoire suivante de consommation d'énergie :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Volume de consommation (GWh)	229	241	253	265	277	288	299	310	319	329	337	345
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
	352	359	366	373	381	388	396	404	412	420	428	

Analyse

EDM n'a pas fourni d'hypothèses détaillées concernant la trajectoire de consommation d'électricité.

⁶ Article 47 de la Loi n° 2004-639 du 2 juillet 2004 relative à l'octroi de mer



Nous proposons de nous appuyer sur le scénario médian de l'évolution de la consommation d'électricité à Mayotte élaboré dans la dernière PPE⁷ de Mayotte dont les prévisions couvrent la période 2016-2040. Nous obtenons une chronique du taux de croissance de consommation des sites bleus exposée dans le tableau ci-après :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Taux de croissance de consommation des sites bleus (%)	6,0%	5,7%	5,3%	5,0%	4,7%	4,3%	4,0%
	2025	2026	2027	2028	2029	2030+	
	3,7%	3,3%	3,0%	2,7%	2,3%	2,0%	

Commentaire d'EDM

Dans sa réponse au projet de rapport final, EDM tient à signaler que les chiffres utilisés proviennent de la PPE publiée en avril 2017, sur des hypothèses datant de 2015. Il ajoute que celle-ci est toujours en cours de révision, la mise à jour ayant pris du retard.

EDM demande donc, qu'après la révision de la PPE, un réexamen des hypothèses générales du plan d'affaires soit possible.

Réponse de Schwartz and Co

Nous prenons en compte les réserves d'EDM concernant cette hypothèse qui se réfère à la PPE publiée en avril 2017, cependant il nous est à ce jour difficile de la revoir sur la base d'une source plus fiable, la révision de la PPE étant toujours en cours. La PPE publiée en avril 2017 demeure à ce jour la PPE disponible la plus récente. Il conviendra à la CRE de mettre à jour ultérieurement l'hypothèse, si estimé nécessaire.

Hypothèse retenue

La trajectoire de consommation d'électricité des clients ≤ 36 kVA retenue est la suivante :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Volume de consommation (GWh)	230	243	256	269	282	294	306	317	328	337	346	354
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
	362	369	376	384	391	399	407	415	424	432	441	

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 à Mayotte et la prévision de croissance associée.

⁷ PPE 2016-2018 / 2019- 2023 - Version de Mars 2017



Hypothèses d'EDM

EDM ne prend pas d'hypothèse liée à la pointe de consommation.

Analyse

Nous avons demandé à EDM les données relatives à la pointe d'électricité en 2017 et la consommation totale. Sur la base des éléments fournis par EDM, nous faisons l'hypothèse que seule la différence entre la pointe et la valeur moyenne de la puissance totale peut être effacée afin de calculer la valeur de la pointe qui peut être déplacée dans le cadre d'actions de MDE. De plus, nous considérons que cette différence entre la pointe totale et la puissance moyenne autour de cette pointe est répartie entre les différents segments de clients 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 à Mayotte :

2017	Parc total	Sites bleus ≤ 36 kVA
Pointe (MW)	54,0	34,4
Puissance moyenne appelée du mois relatif à la pointe (MW)	40,9	
Énergie livrée totale (MWh)	340 798	217 363
Part des sites bleus dans la consommation totale		64%
Pointe effaçable (MW)	13,1	8,4

Nous proposons de nous appuyer sur le scénario médian de l'évolution de la pointe des sites bleus à Mayotte élaboré dans la dernière PPE⁸ de Mayotte dont les prévisions couvrent la période 2016-2040. Cette évolution est quasiment linéaire et nous donne donc un taux de croissance annuelle stable d'environ 3,35%.

Commentaire d'EDM

Dans sa réponse au projet de rapport final, EDM tient à signaler que les chiffres utilisés proviennent de la PPE publiée en avril 2017, sur des hypothèses datant de 2015. Il ajoute que celle-ci est toujours en cours de révision, la mise à jour ayant pris du retard.

EDM demande donc, qu'après la révision de la PPE, un réexamen des hypothèses générales du plan d'affaires soit possible.

Réponse de Schwartz and Co

Nous prenons en compte les réserves d'EDM concernant cette hypothèse qui se réfère à la PPE publiée en avril 2017, cependant il nous est à ce jour difficile de la revoir sur la base d'une source plus fiable, la révision de la PPE étant toujours en cours. La PPE publiée en avril 2017 demeure à ce jour la PPE disponible la plus récente. Il conviendra à la CRE de mettre à jour ultérieurement l'hypothèse, si estimé nécessaire.

Hypothèse retenue

⁸ PPE 2016-2018 / 2019- 2023 - Version de Mars 2017



Nous retenons une « pointe effaçable » à Mayotte de 8,4 MW pour les clients ≤ 36 kVA en 2017, à laquelle nous appliquons une croissance annuelle constante égale à 3,35 %.

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'EDM 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 évolués dans le parc.

Hypothèses d'EDM

EDM a valorisé l'impact du déploiement du compteur évolué sur la baisse du volume des consommations des clients (voir les paragraphes 4.4.3.1 et 4.4.3.2).

EDM ne prend pas d'hypothèse liée à la pointe de consommation.

Analyse

Nous avons demandé des documents et informations à EDM afin d'analyser le potentiel de baisse de la pointe de consommation. Nous avons obtenu les profils de consommation du parc mahorais sur l'année 2017 avec un zoom sur le mois d'avril 2017, pendant lequel la pointe annuelle a été enregistrée.

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 EDM. 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 »⁹ 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

⁹ L'étude « Smart Metering Early Learning Project and Small-Scale Behaviour Trials » publié le 2 mars 2015 par le « Department of Energy & Climate Change »



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. De même, dans l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI », le taux de référence de retenu est également de 1,5 %.

Par souci de cohérence avec l'étude Linky ainsi que l'étude EDF SEI, 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%¹⁰, 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 (en particulier à Mayotte) 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 difficilement applicable. 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 à Mayotte de 1,6 %, soit une valeur assez conservatrice, puisque proche de notre hypothèse de baisse de la consommation de 1,5%.

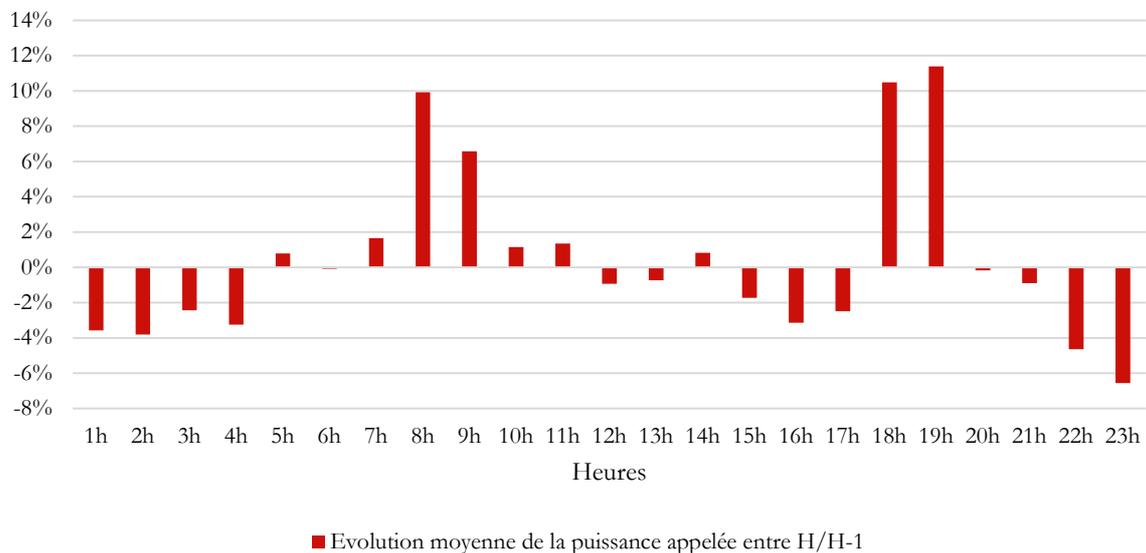
Pour notre analyse de sensibilité basse, nous considérons une baisse de la pointe effaçable de 1,50 %, qui représente une baisse moyenne de la pointe à Mayotte de 0,36 %.

¹⁰ Source : Energy Demand Research Project : Final Analysis, juin 2011



La consommation non effectuée pendant les heures de pointe est susceptible d'être déplacée sur les quelques heures (1, 2 ou 3 heures) qui suivent ou qui précèdent. L'analyse du profil de consommation d'électricité de Mayotte en 2017 laisse entendre que le potentiel de baisse de la pointe évoqué ci-dessus est réaliste. En effet, la pointe de 2017 a été enregistrée au mois d'avril, nous avons alors demandé à EDM le profil horaire de la puissance appelée au mois d'avril 2017. L'analyse de ce profil montre que deux pointes sont observées en moyenne par jour, une sur 8h-11h et une sur 18h-20h. Le déplacement de ces pointes de consommation peut réduire la puissance appelée jusqu'à 10 % (voir figure ci-dessous).

Evolution moyenne de la puissance appelée entre deux heures successives (H/H-1) sur les jours du mois d'avril 2017



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 évolué depuis plus d'un an.

Commentaire d'EDM

Dans sa réponse au projet de rapport final, EDM souligne que les hypothèses prises par Schwartz and Co sur la baisse de la pointe et sur la baisse de la consommation sont toutes deux basées sur une prise de conscience liée à l'accès à l'information des consommateurs et qu'il apparaît que le territoire de Mayotte se démarque par de nombreux points singuliers, notamment :

- le nombre de clients en situation de précarité énergétique (environ 80% de la population mahoraise d'après EDM) ;
- la puissance souscrite par les clients : 88,5% des clients ont une puissance souscrite <6kVA dont 51% < 3KVA (ce qui sous-entend un faible taux d'équipement lié au faible pouvoir d'achat) ;



- l'absence d'un besoin de chauffage permettant d'impacter « facilement » sa consommation ; ainsi qu'un taux de logements disposant de la climatisation ou de l'eau chaude sanitaire de 16 % ;
- l'absence de voiture électrique immatriculée à ce jour sur le territoire et de borne de recharge ;
- un retard de développement (PIB/hab = 8k€ pour 32k€/hab en métropole), qui engendre un moindre intérêt aux sujets relatifs à la domotique ou au pilotage de sa consommation ; ce qui rend peu envisageable à moyen terme le développement de solution d'effacement diffus ou de pilotage de la charge.

Par ailleurs, EDM souligne qu'aucune discussion n'est en cours à ce jour pour remettre en cause le TRV dans les DOM. Or, les hypothèses de baisse de la puissance de pointe reposent sur la mise en place de tarifs dynamisés par leur indexation sur des prix de marché par nature volatils, là où les TRV ne présentent aucun dynamisme au-delà du découpage Heure Pleine/Heure Creuse.

Au vu de ces particularités, EDM propose donc de retenir un gain lié à la MDE de 1 % sur la consommation, qui lui paraît déjà très optimiste, et une baisse de la pointe de 0,5 %.

Réponse de Schwartz and Co

Nous comprenons les arguments présentés par EDM qui nous semblent, après une analyse plus détaillée, recevables. En effet comme le montre le Tableau 2, le PIB régional par habitant de Mayotte exprimé en parité de pouvoir d'achat est environ quatre fois inférieur à celui de la France et environ deux fois inférieur à ceux de la Réunion et de la Guyane. Il nous apparaît judicieux de considérer qu'un territoire caractérisé par un contexte social et économique difficile sera moins à même d'inciter ses consommateurs à investir dans les outils d'économie d'énergie.

Au vu de ces informations et de l'argumentaire présenté par EDM, il est raisonnable de penser que le développement d'un système de comptage évolué ne permettra pas de diminuer la pointe, autant et dans les mêmes délais, que dans les territoires d'EDF SEI.

Tableau 2. Comparaison des PIB régionaux par habitant

Région	PIB / habitant (€courant)	PIB / habitant en PPA France = 100%*
Mayotte	8 980 € (2014)	27,9%
Réunion	21 293 € (2016)	66,7%
Guyane	16 287 € (2016)	50,0%
France entière	31 800 € (2016)	100%

*PIB régional par habitant en Parité Pouvoir d'Achat exprimé en pourcentage par rapport à la France (source : Eurostat)

Source : IEDOM



Nous retenons ainsi dans notre scénario de référence les ajustements proposés par EDM, à savoir un gain lié à la MDE de 1 % sur la consommation et une baisse de la pointe de 0,5 % (ce qui est équivalent pour EDM à retenir une baisse de la pointe effaçable de 2,05 %).

Hypothèses retenues

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

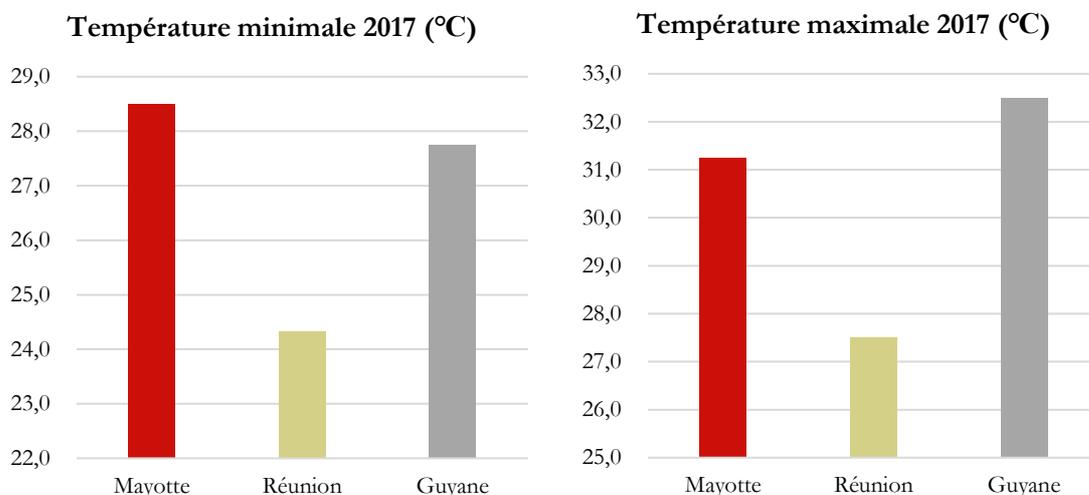
Dans notre scénario de référence, nous retenons une hypothèse de baisse de la « pointe effaçable » de 2,05 % (soit une baisse de la pointe à Mayotte de 0,50 %) et réalisons une analyse de sensibilité basse à 1,50 % (soit une baisse de la pointe à Mayotte de 0,36 %).

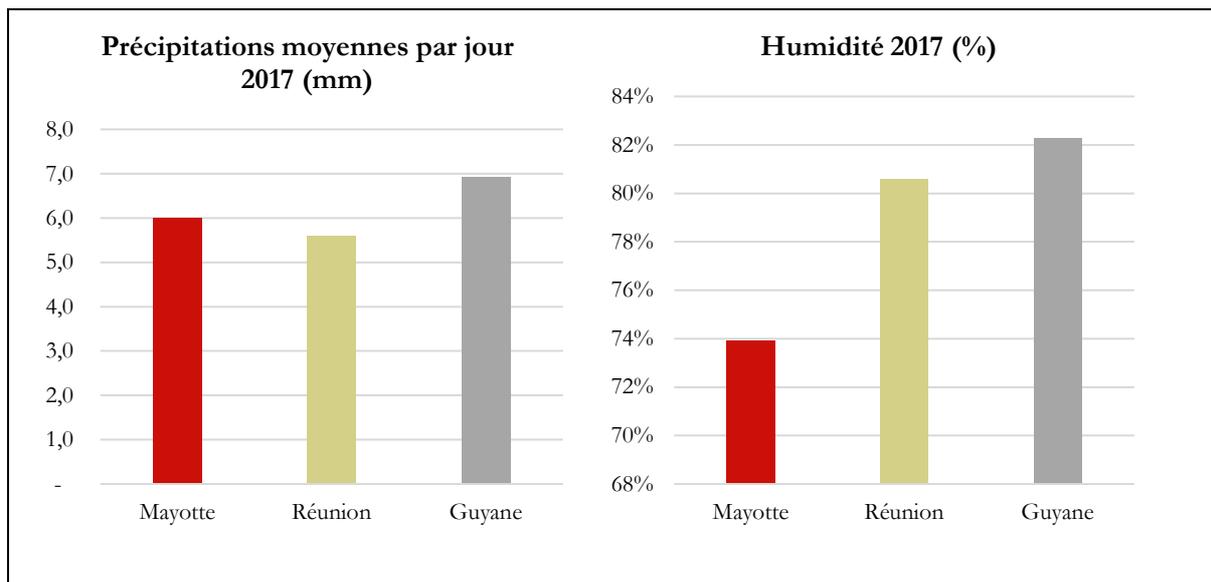
4.1.4. Matériel

Comparaison des conditions climatiques de Mayotte avec la Réunion et la Guyane

Analyse

EDM nous a indiqué que les conditions climatiques de Mayotte étaient particulièrement sévères et difficiles. Par conséquent, EDM retient dans son plan d'affaires plusieurs hypothèses issues de l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI » et calées sur les hypothèses retenues pour la Guyane, qui était le territoire le plus défavorable aux équipements électroniques. Afin d'objectiver l'analyse et de mesurer la pertinence de la comparaison avec les territoires d'EDF SEI, nous avons confronté des conditions météorologiques de Mayotte à celles de la Guyane et de la Réunion (voir ci-dessous). Dans l'analyse, nous nous focalisons sur les données météorologiques les plus susceptibles d'impacter la résilience des appareils, à savoir la température maximale et l'humidité.





Conclusions et hypothèse retenue

Nous constatons que les conditions à Mayotte sont proches de celles en Guyane mais toujours plus favorables. En revanche, la comparaison entre Mayotte et la Réunion est moins concluante. Ne distinguant aucune raison objective de choisir plutôt la Guyane comme territoire de comparaison avec Mayotte, nous proposons de considérer des hypothèses pour Mayotte qui soient à la moyenne des hypothèses prises pour la Guyane et la Réunion, concernant en particulier les durées de vie des équipements et les taux de défaillance.

4.1.4.1. Compteur

4.1.4.1.1. Durée de vie

Durée de vie estimée des compteurs résidentiels historiques sur le parc

La durée de vie telle que définie par EDM est le nombre d'années pendant lesquelles le matériel fonctionne au niveau de performance attendu dans les limites du pourcentage de défaillances annuelles acceptées et définies avec les constructeurs.

Hypothèses d'EDM

A l'heure actuelle le parc de compteurs d'EDM est composé exclusivement de compteurs résidentiels historiques.

EDM estime que la durée de vie pour les compteurs historiques sur le parc est de 30 ans.

Justification : La durée de vie de compteurs historiques à 30 ans découle des pratiques internes relatives à la maîtrise des équipements de mesure. Les compteurs résidentiels historiques sont remplacés tous les 30 ans. La durée de vie des compteurs résidentiels historiques est donc fixée à 30 ans dans le plan d'affaires.

Analyse



EDM nous indique que les procédures internes préconisent une durée de vie à 30 ans pour les compteurs CEM et à 20 ans pour les compteurs CBE. EDM a décidé de ne pas différencier les compteurs CEM et CBE dans le plan d'affaires par souci de simplification et il a pris la valeur de 30 ans pour tous les compteurs résidentiels historiques.

En revanche, la durée de vie de compteurs historiques à 30 ans nous semble élevée et inappropriée pour les compteurs CBE.

Dans le cadre de l'étude du projet de comptage évolué d'EDF SEI, nous avons évalué les durées de vie envisageables pour les compteurs CBE dans les différents territoires insulaires couverts par l'opérateur. Nous nous sommes appuyés sur des études de référence qui se sont penchées sur le sujet, sur les retours d'un ensemble de fabricants de compteurs que nous avons interrogés et sur les études menées au sein d'EDF SEI. Il a été retenu que la durée de vie des compteurs CBE en Guyane était de 13 ans, et en Réunion de 16 ans. Sur cette base, et comme discuté précédemment, nous retenons une durée de vie de 14 ans pour les compteurs CBE à Mayotte, soit la moyenne des valeurs retenues pour la Réunion et la Guyane.

Hypothèse retenue

Nous recommandons de différencier les durées de vie des compteurs CEM et des compteurs CBE. Nous retenons une durée de vie à 30 ans pour les compteurs CEM et proposons de réduire la durée de vie des compteurs CBE à 14 ans.

Durée de vie estimée d'un compteur évolué

La durée de vie telle que définie par EDM est le nombre d'années pendant lesquelles le matériel fonctionne au niveau de performance attendu dans les limites du pourcentage de défaillances annuelles acceptées et définies avec les constructeurs. Cette hypothèse permet d'estimer le nombre de compteurs évolués à remplacer pour fin de vie dans le cas où le projet de comptage évolué a lieu.

Hypothèses d'EDM

EDM estime la durée de vie d'un compteur évolué à 12 ans.

Justification : EDM explique que les spécificités climatiques de Mayotte (climat tropical, salinité, humidité, chaleur, poussière etc.) auront un impact direct sur la durée de vie des matériels installés.

Cette hypothèse a donc été retenue sur la base de différents retours d'expérience de territoires comparables, d'informations récoltées auprès de constructeurs de matériels et sur la base des durées de vie retenue pour les territoires d'EDF SEI. Ces considérations amènent EDM à retenir une durée de vie des compteurs évolués positionnée sur la fourchette basse constatée sur le marché qui s'étend habituellement de 12 à 17 ans et jusqu'à 20 ans pour la France Métropolitaine (projet Linky d'Enedis).

Analyse



La justification fournie par EDM n'est fondée ni sur des informations officielles obtenues de la part des fabricants de compteurs, ni sur des données confirmées dans d'autres territoires non interconnectés.

Dans notre étude précédente pour EDF SEI, nous avons interrogé 5 fabricants 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 (la Corse, la Martinique, la Guyane, la Guadeloupe, et la Réunion). Les retours des fabricants ont conforté notre analyse précédente basée sur l'étude de fiabilité des compteurs CBE. Sur la base des réponses des fabricants, nous avons retenu une durée de vie comprise entre 13 et 17 ans.

De même, comme discuté au début de ce paragraphe, nous proposons de retenir la moyenne des durées de vie retenues pour la Guyane (13 ans) et la Réunion (15 ans) arrondie à la baisse, soit 14 ans.

Hypothèse retenue

Nous retenons une durée de vie des compteurs évolués à 14 ans. Nous proposons de faire un calcul de sensibilité pour une durée de vie des compteurs évolués à 12 ans.



4.1.4.1.2. Taux de défaillance

Taux de défaillance des compteurs résidentiels historiques sur le parc

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'EDM ou peut varier et être une probabilité conditionnelle sur l'âge du compteur comme nous l'avons considéré. Le taux de défaillance des compteurs résidentiels historiques permet d'estimer le nombre de compteurs à remplacer pour défaillance dans le scénario BAU et en tenir compte dans le cas où le projet de comptage évolué a lieu.

Hypothèses d'EDM

EDM indique un taux de défaillance de CONFIDENTIEL par an pour les compteurs existants.

Justification : Ce taux de défaillance correspond aux défaillances de compteurs résidentiels historiques observées sur la période 2011-2017.

Analyse

Sur la base des éléments fournis par EDM, nous avons calculé les taux de défaillance de compteurs résidentiels historiques au cours des 5 dernières années, qui sont exposés dans le tableau ci-après :

	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne
Nombre de compteurs dans le parc	39 484	40 382	41 531	42 582	43 657	-
Nombre de compteurs résidentiels historiques défaillants par an	CONFIDENTIEL					-
Taux de défaillance	CONFIDENTIEL					

Le taux de défaillance avec un ordre de grandeur à CONFIDENTIEL nous semble acceptable pour les compteurs CEM.

Pour les compteurs CBE et afin de conduire une analyse plus fine, nous recommandons une trajectoire de taux de défaillance en fonction de l'âge du compteur. En tenant compte de la comparaison des conditions climatiques présentée au début de cette section, nous proposons de retenir une chronique de taux de défaillance égal à la moyenne du taux de défaillance retenu pour la Guyane et celui retenu pour la Réunion dans le plan d'affaires relatif au projet de comptage évolué d'EDF SEI.

Hypothèse retenue

Les hypothèses de taux de défaillances suivantes sont retenues :



- Compteurs CEM : un taux de défaillance de CONFIDENTIEL fixe sur toute la durée de vie
- Compteurs CBE : voir le tableau ci-après :

Age du compteur	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	6 ans	7 ans	8 ans	9 ans	10 ans	11 ans	12 ans	13 ans	14 ans
Taux de défaillance des compteurs CBE	CONFIDENTIEL													

Taux de défaillance des compteurs évolués

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'EDM

EDM considère un taux de défaillance de CONFIDENTIEL et une garantie du fabricant de 2 ans.

Justification : Ce taux de défaillance est retenu en majorant le taux de défaillance observé par EDM sur les compteurs résidentiels historiques. En outre, EDM explique que cette valeur est en cohérence avec les défaillances observées sur les compteurs évolués du haut de portefeuille (clients ≥ 36 kVA).

EDM retient l'hypothèse que les compteurs effectivement défaillants au-delà du seuil contractuel fixé seront à la charge du constructeur. EDM retient un taux de défaillance en dessous de ce seuil qui serait donc à la charge d'EDM.

En outre, EDM retient une période de garantie de deux ans pour les compteurs évolués. Ainsi, pour les compteurs défaillants dans les deux années après leur pose, le coût d'achat des compteurs n'est pas comptabilisé, seul le coût de la pose est retenu dans ces cas.

Analyse

Dans notre étude précédente pour EDF SEI, nous avons interrogé 5 fabricants du compteur Linky G3. 4 des 5 fabricants ont répondu à notre demande d'information, et il en ressort les éléments clés suivants :

- 1 fabricant indique que les taux de défaillance maximaux en fonction de l'âge de son compteur Linky G3 (version non tropicalisée) seraient identiques à ceux en métropole.



- 1 deuxième fabricant indique que les taux de défaillance de son compteur Linky G3 (version non tropicalisée) seraient CONFIDENTIEL selon l'âge du compteur pour les compteurs au-dessous de 15 ans.
- 1 troisième fabricant indique que son compteur Linky G3 dans sa version actuelle non tropicalisée aurait une durée de vie d'au moins 17 ans en Corse (avec un taux de défaillance inférieur ou égale à CONFIDENTIEL sur les 17 premières années), 13 ans en Martinique, Guadeloupe et Réunion (avec des taux de défaillance respectivement de CONFIDENTIEL pour l'année 13), et 8 ans en Guyane (avec un taux de défaillance CONFIDENTIEL).
- 1 quatrième fabricant s'engage sur des taux de défaillance du compteur Linky G3, dans sa version actuelle non tropicalisée, jusqu'à 10 ans, et donne à titre indicatif des estimations de taux de défaillance des compteurs jusqu'à 20 ans d'âge, atteignant CONFIDENTIEL à 20 ans.

Sur la base des réponses des fournisseurs de compteur Linky G3, nous avons retenu le taux de défaillance moyen issu des réponses des fournisseurs en excluant les deux extrêmes (le plus haut et le plus bas). Cela nous a permis de construire une chronique du taux de défaillance pour la Guyane et la Réunion exposée dans le tableau ci-après :

Taux de défaillance (%)	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	6 ans	7 ans	8 ans	9 ans	10 ans	11 ans	12 ans	13 ans	14 ans	15 ans	16 ans	17 ans
Guyane	CONFIDENTIEL																
Réunion	CONFIDENTIEL																

De même que pour les compteurs CBE et sur la base de l'analyse des conditions climatiques présentée au début de la section, nous proposons un taux de défaillance égal à la moyenne de ceux retenus pour la Guyane et pour la Réunion dans l'étude du projet de comptage évolué d'EDF SEI.

En revanche, nous notons qu'EDM est le seul GRD qui propose de tenir compte d'une garantie fabricants pour les équipements. Après échange avec la CRE, nous proposons de ne pas considérer l'effet de la garantie dans le plan d'affaires afin d'assurer une cohérence avec les autres évaluations de projets de comptage évolué.



Hypothèse retenue														
Age du compteur	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	6 ans	7 ans	8 ans	9 ans	10 ans	11 ans	12 ans	13 ans	14 ans
Taux de défaillance pour les compteurs évolués	CONFIDENTIEL													



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 EDM 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. La durée de vie des concentrateurs permet d'estimer le nombre de concentrateurs à remplacer pour fin de vie dans le cas où le projet de comptage évolué a lieu.
Hypothèses d'EDM
EDM estime une durée de vie des concentrateurs de 10 ans. <u>Justification</u> : Cette hypothèse est identique à celle retenue par EDF SEI dans l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI ». Bien que le modem constitue une pièce « modulable » (i.e. remplaçable) du concentrateur, EDM considère dans le Business Plan qu'ils ont une durée de vie identique notamment pour prendre en compte les chaleurs très élevées observées dans les postes HTA/BT au sol comme en hauteur.
Analyse
Cette hypothèse nous semble raisonnable.
Hypothèse retenue
Nous retenons l'hypothèse d'EDM.

4.1.4.2.2. Taux de défaillance

Taux de défaillance des concentrateurs
Le taux de défaillance des concentrateurs estime la probabilité qu'un concentrateur ne fonctionne plus chaque année. Il prend en compte la défaillance usuelle de ce type de matériel ainsi que l'impact des conditions climatiques de Mayotte. Cette hypothèse permet d'estimer le nombre de concentrateurs à remplacer pour défaillance dans le cas où le projet de comptage évolué a lieu.
Hypothèses d'EDM
EDM indique un taux de défaillance de CONFIDENTIEL et prend en compte une garantie du fabricant de 2 ans. <u>Justification</u> : Ce taux de défaillance est en cohérence avec les retours d'expérience constatés sur des territoires comparables.



En outre, EDM retient une période de garantie de deux ans pour les concentrateurs. Ainsi, pour les CONFIDENTIEL de concentrateurs défaillants dans les deux premières années, le coût d'achat des concentrateurs n'est pas comptabilisé, seul le coût de la pose est retenu dans ces cas.

Analyse

Dans l'étude du projet de comptage évolué d'EDF SEI, suite à l'analyse des réponses des fournisseurs de concentrateurs, nous avons retenu les hypothèses de taux de défaillance en fonction de l'âge du concentrateur correspondant à la moyenne des taux de défaillance des deux fournisseurs de concentrateurs ayant répondu à notre demande.

Taux de défaillance	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	6 ans	7 ans	8 ans	9 ans	10 ans
Guyane	CONFIDENTIEL									
Réunion										

Nous proposons un taux de défaillance égal à la moyenne de ceux retenus pour la Guyane et pour la Réunion exposés dans le tableau ci-dessus.

Hypothèse retenue

Age du concentrateur	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	6 ans	7 ans	8 ans	9 ans	10 ans
Taux de défaillance des concentrateurs	CONFIDENTIEL									

4.2. Coûts d'investissements pour le distributeur

4.2.1. Coût du matériel

4.2.1.1. Compteur

4.2.1.1.1. Coût d'achat d'un compteur évolué

Coût d'achat du compteur évolué

Le coût d'achat d'un compteur évolué correspond au coût auquel EDM achèterait ses compteurs évolués sans prise en compte du coût de transport.

Hypothèses d'EDM

EDM prend les hypothèses suivantes concernant le coût unitaire des compteurs évolués :

- CONFIDENTIEL pour un compteur évolué CPL G3 monophasé
- CONFIDENTIEL pour un compteur évolué G3 triphasé.

Sur la période de déploiement, le taux d'inflation (voir [4.1.2.2](#)) a été pris en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Prix d'achat monophasé	CONFIDENTIEL						
Prix d'achat triphasé							



Justification : Du fait de l'adhésion d'EDM au Groupement d'Intérêt Public (GIP), EDM considère qu'il peut bénéficier de prix d'achats compétitifs.

Analyse

EDM ne nous a pas fourni des documents sources justifiant les hypothèses de prix retenues. EDM nous a aussi confirmé qu'il était en cours de procédure d'inscription au GIP Linky mais qu'il ne disposait pas des cotations prévisionnelles. Nous retenons, dans ce cas, les coûts d'achat du GIP Linky, en notre disposition, exposés dans le tableau ci-après.

Hypothèse retenue

Nous retenons les coûts d'achat du GIP Linky suivants :

Type de compteurs	2019 (€courant)	2020 (€courant)	2021 (€courant)	2022 (€courant)	2023+ (€2022)
Compteurs monophasés	CONFIDENTIEL				
Compteurs triphasés					

4.2.1.1.2. Coût d'achat d'un compteur résidentiel historique

Coût d'achat du compteur résidentiel historique

Le coût d'achat d'un compteur résidentiel historique correspond au coût auquel EDM achète ses compteurs résidentiels historiques sans prise en compte du coût de transport.

Hypothèses d'EDM

EDM prend les hypothèses suivantes concernant le coût unitaire des compteurs résidentiels historiques :

- CONFIDENTIEL pour un compteur monophasé,
- CONFIDENTIEL pour un compteur triphasé.

Sur la période de déploiement, le taux d'inflation (voir [4.1.2.2](#)) a été pris en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Prix d'achat monophasé	CONFIDENTIEL						
Prix d'achat triphasé							

Justification : Ces estimations ont été réalisées à partir des dernières commandes de compteurs résidentiels historiques effectuées par EDM.

Analyse



Les coûts des compteurs historiques proposé par EDM nous semblent élevés. Nous avons demandé à EDM de nous fournir des précisions sur ces coûts. EDM nous a expliqué que le coût d'achat des compteurs historiques monophasés était celui constaté lors de leurs commandes en 2017. A noter qu'en 2017, EDM a privilégié des approvisionnements en local, directement chez un fournisseur à Mayotte (le choix d'un fournisseur local aurait été motivé par des considérations logistiques, notamment une disponibilité rapide des compteurs et la limitation des stocks). Le prix facturé par le fournisseur intégrait donc ses coûts d'import et l'octroi de mer. En 2018, la stratégie d'approvisionnement ayant évolué, EDM a passé commande chez un fournisseur directement en métropole, à un prix moyen de CONFIDENTIEL, hors frais d'octroi de mer et hors frais de transport. Le coût retenu par EDM pour le compteur historique triphasé est bien celui constaté lors de ses commandes en 2017 mais également lors de ses commandes antérieures.

Sur la base de ces éléments, nous ajustons l'hypothèse de coût d'achat des compteurs CBE monophasé pour tenir compte du prix à jour.

Hypothèse retenue

En tenant compte des explications d'EDM, nous proposons de retenir un coût à CONFIDENTIEL pour les compteurs monophasés et un coût à CONFIDENTIEL pour les compteurs triphasés.

4.2.1.1.3. Coût d'acheminement d'un compteur

Coûts d'acheminement du compteur

Il s'agit du coût de transport des compteurs résidentiels historiques et des compteurs évolués. Ce coût comprend tous les coûts induits de l'acheminement du matériel depuis le site du fabricant jusqu'au site d'EDM et inclut les frais d'assurance.

Hypothèses d'EDM

EDM estime un coût de transport unitaire retenu pour les compteurs résidentiels historiques et les compteurs évolués égal à 7% du coût d'achat unitaire de chacun de ces matériels.

Justification : Le transport de compteurs se fait en grande partie par voie maritime. C'est donc le coût de transport par voie maritime qui a été retenu dans le Business Plan.

Ce coût de transport est donc défini à partir des dernières commandes de compteurs résidentiels historiques observées pour lesquels il est observé qu'il correspond en moyenne à 7% du coût d'achat.

Analyse

Nous avons demandé à EDM de nous fournir des données historiques liées au coût d'acheminement des compteurs. Sur la base des éléments disponibles, nous avons calculé le



rapport entre le coût d'acheminement et le coût d'achat unitaire pendant les trois dernière années, exposé dans le tableau ci-après. En tenant compte de la part des compteurs monophasés/triphasés, nous proposons donc la moyenne pondérée du coût d'acheminement, soit 24,2 %.

Coût moyen de transport / Coût moyen hors transport	2015	2016	2017	Moyenne
Compteurs monophasés	4,7 %	44,6 %		24,7 %
Compteurs triphasés	11,8 %	23,0 %	5,4 %	13,4 %

Hypothèse retenue

Au vu de l'historique, nous proposons un coût d'acheminement de 24,2 % du coût d'achat d'un compteur.

4.2.1.1.4. Coût du matériel supplémentaire pour un compteur

Coût du matériel supplémentaire pour un compteur

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

Hypothèses d'EDM

EDM estime que le coût du matériel supplémentaire est de CONFIDENTIEL (coût de transport inclus) pour la pose simple et de CONFIDENTIEL (coût de transport inclus) dans le cas de poses complexes.

Sur la période de déploiement, le taux d'inflation (voir [4.1.2.2](#)) a été pris en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Matériel supplémentaire (pose simple)	CONFIDENTIEL						
Matériel supplémentaire (pose complexe)							

Justification : Pour la pose simple, EDM retient un coût du matériel supplémentaire par compteur identique à celui retenu dans l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI » en estimant que ce coût sera semblable dans le cas d'EDM.

Pour la pose complexe, EDM estime que le coût de matériel supplémentaire dans les cas de pose complexe correspond au coût d'un coffret par simplification. Les dernières commandes de coffrets par EDM ont été réglées au prix unitaire de CONFIDENTIEL €.



Analyse
Le coût du matériel supplémentaire pour une pose simple à CONFIDENTIEL nous semble acceptable. Donc nous retenons cette hypothèse. Les justifications explicitées par EDM semblant raisonnables, nous retenons également le coût du matériel supplémentaire dans le cas de pose complexe.
Hypothèse retenue
Nous retenons le coût du matériel supplémentaire proposé par EDM.

4.2.1.2. Concentrateur

4.2.1.2.1. Coût d'achat d'un concentrateur

Coût d'achat d'un concentrateur																	
Le coût d'achat d'un concentrateur correspond au coût auquel EDM achèterait ses concentrateurs sans prise en compte du coût de transport.																	
Hypothèses d'EDM																	
EDM estime à CONFIDENTIEL le coût d'achat unitaire d'un concentrateur. Sur la période de déploiement, le taux d'inflation (voir 4.1.2.2) a été pris en compte :																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th>€ courants</th> <th>2018</th> <th>2019</th> <th>2020</th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Prix d'achat unitaire d'un concentrateur</td> <td colspan="7">CONFIDENTIEL S</td> </tr> </tbody> </table>	€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Prix d'achat unitaire d'un concentrateur	CONFIDENTIEL S							
€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024										
Prix d'achat unitaire d'un concentrateur	CONFIDENTIEL S																
De plus, EDM estime un coût d'achat d'un Modem à CONFIDENTIEL . En tenant compte du taux d'inflation. La trajectoire du coût d'achat d'un Modem est exposée dans le tableau ci-après :																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th>€ courants</th> <th>2018</th> <th>2019</th> <th>2020</th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Prix d'achat d'un Modem</td> <td colspan="7">CONFIDENTIEL S</td> </tr> </tbody> </table>	€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Prix d'achat d'un Modem	CONFIDENTIEL S							
€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024										
Prix d'achat d'un Modem	CONFIDENTIEL S																
<u>Justification</u> : Estimation des coûts sur la base d'information du Groupement d'Intérêt Public (à confirmer)																	
Analyse																	
Le coût d'achat du concentrateur (en incluant le coût du modem) proposé par EDM nous semble élevé en comparaison avec les coûts prévus ou obtenus par d'autres GRD en France, en particulier les coûts d'achat obtenus par Enedis (CONFIDENTIEL). Nous proposons de retenir la moyenne entre la valeur proposée par EDM (hors coût du modem) et celle retenue dans le plan d'affaires d'EDF SEI, qui s'appuie elle-même sur les prix obtenus par Enedis. Nous retenons en définitive un prix de CONFIDENTIEL .																	



Commentaire d'EDM

Dans sa réponse au projet de rapport final, EDM indique que selon ses retours, les premiers appels d'offres réalisés via le GIP Linky ne comprenaient pas de concentrateurs et que celui-ci ne dispose pas à ce jour de plus de visibilité concernant le contenu des appels d'offres à venir.

EDM estime donc qu'au regard de l'incertitude liée au manque de visibilité relative du sourcing de ces équipements au travers du GIP et de la faible volumétrie de concentrateurs concernés, il convient de maintenir les mêmes coûts que ceux constatés chez les autres GRD hors circuit GIP, soit CONFIDENTIEL .

Réponse de Schwartz and Co

Sur la base des informations les plus récentes émanant d'un échange entre Schwartz and Co et plusieurs représentants des ELD, il nous a été confirmé que le GIP Linky vient de décider qu'il procèdera à un groupement d'achat pour les concentrateurs avec une spécification très proche de celle définie par Enedis dès 2019. Il est alors nécessaire d'estimer le niveau du prix qu'obtiendra le groupement des ELD, en tenant compte du coût de la couche firmware spécifique aux ELD et du coût du GIP Linky. Pour rappel, le prix obtenu par Enedis était de CONFIDENTIEL .

A ce stade, nous proposons de retenir par souci de cohérence avec le plan d'affaires de Gérédis¹¹, une hypothèse de coût du concentrateur de CONFIDENTIEL , correspondant au prix négocié par SRD dans le cadre du groupement d'achat de l'association ELDmetering pour une commande en 2019.

Nous attirons tout de même l'attention de la CRE sur le fait que le prix du concentrateur issu d'un appel d'offres groupé entre l'ensemble des ELD devrait aboutir à un prix proche de celui obtenu par Enedis. Ceci est justifié par le fait que les ELD ont volontairement choisi le même matériel et les mêmes spécifications du firmware qu'Enedis, à l'exception près de la brique « logiciel unique » qui est adaptée en fonction du SI GRD. Nous relevons que les représentants des ELD ont exprimé leur accord avec Schwartz and Co sur le fait que l'écart de prix par rapport aux coûts d'Enedis ne devrait pas dépasser 10 %, ce qui signifie un prix du concentrateur de l'ordre de CONFIDENTIEL .

Nous retenons donc en définitive un coût unitaire du concentrateur de CONFIDENTIEL pour EDM.

Nous ne faisons pas porter de coût de fonctionnement de GIP sur les concentrateurs.

Hypothèse retenue

¹¹ Le plan d'affaires de Gérédis a été analysé en même temps que le plan d'affaires d'EDM, mais les conclusions finales de son analyse ont été déjà remises à la CRE au moment de l'élaboration de la dernière version du présent rapport



Nous retenons l'hypothèse d'un prix du concentrateur (y inclus le coût du modem) de CONFIDENTIEL dans le scénario de référence, et une hypothèse de prix du concentrateur de CONFIDENTIEL en analyse de sensibilité.

4.2.1.2.2. Coût du matériel supplémentaire

Coût du matériel supplémentaire

La notion de « matériel supplémentaire » permet de prendre en compte les matériels connexes à la pose de concentrateurs qui comprend le coût des matériels suivants : antennes selon la réception GPRS au niveau du poste HTA/BT, kits de raccordement, bornes et coffrets CIBE avec platine pour les postes de type H61, platines pour poste cabine pour les postes hors H61, panneaux pour installation de concentrateur pour les postes hors H61, câbles et tubes isolants, fusibles, protecteurs, visserie, l'outillage de pose.

Hypothèses d'EDM

EDM indique prendre en compte un coût de matériel supplémentaire évalué à CONFIDENTIEL en moyenne par concentrateur.

Sur la période de déploiement, le taux d'inflation (voir [4.1.2.2](#)) a été pris en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Matériel supplémentaire (concentrateurs)	CONFIDENTIEL						

Justification : EDM retient ici la même hypothèse qu'EDF SEI dans l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI ».

Analyse

Le coût du matériel supplémentaire proposé par EDM est identique à celui retenu dans l'étude EDF SEI. Cette hypothèse est aussi cohérente avec celle du BP Linky (95 €/concentrateur).

Hypothèse retenue

L'hypothèse d'EDM est retenue.

4.2.1.2.3. Coût d'acheminement

Coût d'acheminement des concentrateurs

Il s'agit du coût de transport des concentrateurs. Ce coût comprend tous les coûts induits de l'acheminement du matériel depuis le site du fabricant jusqu'au site d'EDM et inclut les frais d'assurance.



Hypothèses d'EDM

EDM estime un coût de transport unitaire retenu pour les concentrateurs est égal à 7 % du coût d'achat unitaire de chacun de ces matériels, identique avec celui des compteurs résidentiels historiques et les compteurs évolués.

Justification : Le transport de compteurs se fait en grande partie par voie maritime. C'est donc le coût de transport par voie maritime qui a été retenu dans le Business Plan.

Ce coût de transport est donc défini à partir des dernières commandes de compteurs résidentiels historiques observées pour lesquels EDM évalue le coût en moyenne à 7 % du coût d'achat.

Analyse

Le coût d'acheminement proposé par EDM nous paraît élevé au vu des coûts d'acheminement retenus pour les compteurs et des coûts d'acheminement des concentrateurs retenus dans le plan d'affaires d'EDF SEI pour la Réunion (géographiquement proche de Mayotte). Nous proposons de retenir le même coût d'acheminement retenu pour la Réunion dans l'étude EDF SEI (25 €/concentrateur). Ce coût comprend le coût d'acheminement du concentrateur, le coût d'acheminement du matériel supplémentaire, le coût d'acheminement local ainsi que le coût de stockage des concentrateurs et du matériel.

Commentaire d'EDM

Dans sa réponse au projet de rapport final, EDM souligne que la proximité géographique entre Mayotte et la Réunion reste relative et que la surcharge sur le fret, variable, reste plus élevée pour les marchandises à destination de Mayotte par rapport à la Réunion. L'opérateur souligne également que le trafic maritime à destination de Mayotte est beaucoup moins important par rapport à celui vers la Réunion, engendrant de fait un déficit de concurrence pour obtenir des coûts de fret avantageux. Il propose donc de retenir le même coût d'acheminement que celui retenu pour les compteurs soit 24,2%.

Réponse de Schwartz and Co

Nous comprenons la remarque d'EDM relative aux différences de caractéristiques du transport de fret entre les territoires d'EDF SEI et Mayotte. Toutefois, le fait de retenir un même surcoût d'acheminement de 24,2 % pour les compteurs et les concentrateurs comme le propose EDM nous paraît incohérent, et ce pour plusieurs raisons :

- Le prix du concentrateur retenu est fortement supérieur à celui du compteur notamment à cause de la couche firmware spécifique aux ELD, il semblerait dès lors plus pertinent de baser l'estimation du coût d'acheminement du concentrateur sur des données de poids et de volume plutôt que sur son coût.
- Il existe actuellement une forte incertitude sur le prix des concentrateurs, il ne semble pas pertinent de répercuter cette incertitude sur les coûts d'acheminement dans la mesure où ils sont peu corrélés.



Sur la base des données issues de l'analyse du projet de comptage d'EDF SEI, les coûts unitaires d'acheminement étaient pour la Réunion :

- de 5 €₂₀₁₆ pour le compteur ;
- de 26,3 €₂₀₁₆ pour le concentrateur et le matériel supplémentaire.

Soit un facteur de 5,26 entre les coûts d'acheminement du concentrateur et ceux du compteur. Nous proposons d'évaluer le coût d'acheminement des concentrateurs en appliquant ce ratio à EDM.

Sur cette base, nous aboutissons à un coût d'acheminement du concentrateur et du matériel supplémentaire de CONFIDENTIEL par concentrateur.

Hypothèse retenue

Nous retenons un coût d'acheminement de CONFIDENTIEL.

4.2.2. Pose des compteurs

4.2.2.1. Coût de main d'œuvre interne et externe pour la pose de compteurs

4.2.2.1.1. Coût des intervenants internes EDM pour la pose d'un compteur

Coût des intervenants internes EDM pour la pose de compteurs

Il s'agit du coût d'un ETP EDM de l'équipe « Techniciens Interventions Clientèle » (TIC), toutes charges comprises. Ce sont les intervenants de l'équipe TIC qui sont qualifiés pour effectuer les opérations de dépose et de pose de compteurs.

Hypothèses d'EDM

EDM indique que le coût horaire moyen d'un intervenant interne TIC retenu est CONFIDENTIEL.

Ce coût horaire moyen évolue dans le temps avec l'évolution des salaires (voir [4.1.2.2](#)).

Justification : Ce coût horaire moyen est obtenu à partir de la moyenne des salaires toutes charges comprises des intervenants de l'équipe TIC en 2017.

Analyse

Le coût horaire moyen estimé par EDM découle du ratio de la rémunération totale charges comprise de l'agent par le nombre total d'heures ouvrées de l'année.

CONFIDENTIEL .

Hypothèse retenue

Nous retenons un coût de main d'œuvre interne de CONFIDENTIEL .



4.2.2.1.2. Coût d'une pose effectuée par un prestataire

Coût d'une pose effectuée par un prestataire
Il s'agit du coût de la pose d'un compteur effectuée par un prestataire externe.
Hypothèses d'EDM
EDM estime le coût d'une pose effectuée par un prestataire retenu est CONFIDENTIEL . Ce coût horaire moyen évolué dans le temps avec l'inflation (voir 4.1.2.2). <u>Justification</u> : Ce coût est identique à celui retenu dans le dossier tarifaire communiqué à la CRE en octobre 2017 pour l'estimation du coût d'un prestataire dans le cadre de la dépose/pose des compteurs pour contrôle réglementaire de métrologie.
Analyse
Le coût de main d'œuvre en externe nous paraît acceptable, puisqu'en tenant compte du temps moyen d'intervention considéré par EDM à la fois pour les poses simples et les poses complexes (CONFIDENTIEL), il se traduirait par un coût de main d'œuvre horaire de CONFIDENTIEL . En effet, EDM s'appuie sur les prix pratiqués par les poseurs à qui il sous-traite aujourd'hui la pose dans le cas des nouveaux branchements. Nous pensons tout de même qu'EDM pourrait renégocier les prix à la baisse pour la pose massive des compteurs évolués.
Hypothèse retenue
Nous retenons l'hypothèse d'EDM.

4.2.2.2. Temps de pose des compteurs

4.2.2.2.1. Durée d'une intervention de pose simple d'un compteur résidentiel historique pour un technicien EDM

Durée d'une intervention de pose simple d'un compteur résidentiel historique pour un technicien EDM
Il s'agit du temps nécessaire pour que l'intervenant interne effectue la dépose et la pose d'un compteur résidentiel historique, déplacement compris. La durée d'intervention n'est pas utilisée pour l'estimation d'une pose effectuée par un prestataire dans la mesure où ce coût est estimé de manière forfaitaire par intervention (voir 4.2.2.1.2).



Hypothèses d'EDM
EDM estime la durée d'une intervention de pose d'un compteur résidentiel historique retenue à CONFIDENTIEL . <u>Justification</u> : A partir des observations terrain d'EDM, le temps nécessaire à une opération de dépose et de pose d'un compteur résidentiel historique est estimé à CONFIDENTIEL par compteur. EDM ajoute à cette durée un temps de déplacement de CONFIDENTIEL : <ul style="list-style-type: none">• En moyenne, EDM estime à CONFIDENTIEL la durée de déplacement entre deux compteurs sur la zone d'intervention.• En moyenne, EDM estime que la durée d'un trajet aller-retour entre le siège et la zone d'intervention est de CONFIDENTIEL . Cette hypothèse prend en compte les conditions difficiles de circulation à Mayotte. En prenant l'hypothèse qu'un intervenant interne EDM effectue CONFIDENTIEL par jour, cette durée de trajet aller-retour entre le siège et la zone d'intervention ramenée à un compteur est de CONFIDENTIEL . Ainsi, le temps de déplacement ramené à un compteur est estimé à CONFIDENTIEL .
Analyse
Le temps de pose simple à CONFIDENTIEL estimés par EDM nous semble acceptable. Les temps de déplacements intermédiaires à CONFIDENTIEL en pose diffuse nous semblent faibles. Toutefois, EDM nous a expliqué que cette estimation se base sur un déploiement optimisé des compteurs qui vise à réduire les temps de trajets et donc à allouer les interventions sur les compteurs d'une même zone à un intervenant. Au vu de la forte densité du réseau (ratio du nombre de compteurs bleus ≤ 36 kVA par le nombre de postes HTA/BT est d'environ 90), une telle hypothèse pourrait être acceptable.
Hypothèse retenue
Nous retenons les hypothèses d'EDM, mais proposons un calcul de sensibilité avec une durée de déplacements intermédiaires de CONFIDENTIEL .

4.2.2.2.2. Durée d'une intervention de pose simple d'un compteur évolué pour un technicien EDM

Durée d'une intervention de pose simple d'un compteur évolué pour un technicien
Il s'agit du temps nécessaire pour que l'intervenant interne effectue la dépose et la pose d'un compteur évolué, déplacement compris. La durée d'intervention n'est pas utilisée pour l'estimation d'une pose effectuée par un prestataire dans la mesure où ce coût est estimé de manière forfaitaire par intervention (voir 4.2.2.1.2).
Hypothèses d'EDM



EDM estime que la durée d'une intervention de pose d'un compteur évolué est CONFIDENTIEL .

Justification : la durée d'intervention retenue pour la pose d'un compteur évolué est identique à celle retenue pour un compteur résidentiel historique soit CONFIDENTIEL .

EDM note que dans l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI », le retour d'expérience du déploiement de compteurs Linky dans le Rhône et dans la Touraine fait état d'un temps moyen de pose de CONFIDENTIEL par compteur.

Cependant, considérant que les observations terrains d'EDM rendent compte d'un temps moyen de pose de CONFIDENTIEL par compteurs résidentiels historiques, EDM retient ce même temps de pose pour les compteurs évolués.

EDM ajoute à cette durée un temps de déplacement de CONFIDENTIEL (voir [4.2.2.2.1](#))

Analyse

Le temps de pose estimé par EDM est plus élevé que celui de l'expérimentation Linky à CONFIDENTIEL . EDM nous explique que cette valeur de CONFIDENTIEL s'est basée sur les retours d'expérience et les observations sur le terrain. En outre, les conditions climatiques et les conditions d'accès aux compteurs à Mayotte sont assez contraignantes et ont tendance à rendre les interventions techniques de pose plus lourdes. Cette justification nous semble recevable.

D'autre part les temps de déplacements nous semblent acceptables.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses de temps de pose simple proposées par EDM, mais proposons un calcul de sensibilité avec une durée de déplacements intermédiaires de CONFIDENTIEL .

4.2.2.2.3. Durée supplémentaire nécessaire pour les poses de compteurs complexes

Durée supplémentaire nécessaire pour les poses de compteurs complexes

Il s'agit du temps nécessaire en plus du temps de pose simple afin d'estimer le surcoût engendré par la complexité de certaines poses.

Hypothèses d'EDM

EDM estime la durée supplémentaire nécessaire pour les poses de compteurs complexes à CONFIDENTIEL .

Justification : Par simplification, EDM estime que la durée supplémentaire nécessaire dans les cas de pose complexe correspond au temps nécessaire pour le remplacement d'un coffret, l'hypothèse prise correspond donc au temps observé par EDM pour ce type d'intervention.

Analyse



Sur la base d'information disponible, le temps supplémentaire pour une pose complexe à CONFIDENTIEL nous semble acceptable.

Hypothèse retenue

Nous retenons l'hypothèse d'EDM.

4.2.2.3. Coût de pose des compteurs évolués

4.2.2.3.1. Coût de pose « massive » ou « en massif » d'un compteur évolué

Coût d'une pose simple d'un compteur évolué en pose massive

Il s'agit du coût de pose d'un compteur évolué en pose massive, effectuée par un prestataire externe.

Hypothèses d'EDM

EDM estime le coût retenu pour une pose simple d'un compteur évolué en pose massive à CONFIDENTIEL

Sur la période de déploiement, le taux d'inflation (voir [4.1.2.2](#)) a été prise en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Pose simple compteur évolué (pose massive)	CONFIDENTIEL						

Justification : Le coût retenu correspond au coût d'une pose par un prestataire.

En effet, la stratégie de déploiement prévoit de mobiliser des prestataires pour ces poses afin de pouvoir absorber la volumétrie importante de compteurs à poser pendant la phase de déploiement en pose massive.

Analyse

La pose massive sera effectuée par des prestataires locaux. L'hypothèse de prix sous-jacente nous semble acceptable (voir 4.2.2.1.2).

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses d'EDM.

4.2.2.3.2. Surcoût d'une pose complexe d'un compteur évolué en pose massive

Surcoût d'une pose complexe d'un compteur évolué en pose massive



Il s'agit du surcoût appliqué pour prendre en compte les cas complexes de pose en pose massive.
Hypothèses d'EDM
EDM indique que le surcoût retenu pour une pose complexe d'un compteur évolué en pose massive est de 0 €. <u>Justification</u> : EDM nous a expliqué que les prix pratiqués par les prestataires ne distinguent pas de coût spécifique dans les cas de pose complexe.
Analyse
Aucun surcoût n'est retenu pour une pose complexe d'un compteur évolué en pose massive.
Hypothèse retenue
Nous retenons l'hypothèse d'EDM.

4.2.2.3.3. Coût de pose « diffuse » ou « en diffus » d'un compteur évolué

Coût de pose « diffuse » d'un compteur en diffus							
Il s'agit du coût de pose et de dépose d'un compteur évolué en pose diffuse.							
Hypothèses d'EDM							
EDM estime que le coût retenu pour la pose simple d'un compteur évolué en pose diffuse est CONFIDENTIEL . Sur la période de déploiement, l'évolution des salaires interne d'EDM (voir 4.1.2.2) a été prise en compte :							
€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Pose simple compteur évolué (Pose diffuse)		CONFIDENTIEL					
<u>Justification</u> : Le coût de la pose simple d'un compteur évolué en pose diffuse est déterminé par trois hypothèses sous-jacentes :							
<ol style="list-style-type: none"> 1) La pose effectuée en interne par les agents d'EDM 2) La durée d'une intervention de pose de compteurs évolués (déplacement compris) 3) Le coût moyen horaire d'un intervenant interne TIC 							
Analyse							
Les interventions lors du déploiement diffus seront effectuées par l'équipe TIC d'EDM.							



Ce coût de pose diffuse découle du temps d'une intervention de pose de compteurs évolués et d'un coût horaire de l'équipe TIC.

En tenant compte d'un temps de déplacement intermédiaire à CONFIDENTIEL proposé par EDM, la durée d'une intervention de pose diffuse (en incluant les durées de déplacement) est de CONFIDENTIEL (voir l'hypothèse [4.2.2.2.2](#)).

Nous proposons un coût de pose diffuse corrigé du coût horaire d'un intervenant de l'équipe TIC à CONFIDENTIEL (voir l'hypothèse [4.2.2.1.1](#)).

Hypothèse retenue

Nous retenons un coût de pose simple lors du déploiement diffus de CONFIDENTIEL €₂₀₁₈.

4.2.2.3.4. Surcoût d'une pose complexe d'un compteur évolué en pose diffuse

Surcoût d'une pose complexe d'un compteur évolué en pose diffuse

Il s'agit du surcoût appliqué pour prendre en compte les cas complexes de pose en pose diffuse.

Hypothèses d'EDM

EDM indique que le surcoût retenu pour une pose complexe d'un compteur évolué en pose diffuse est de CONFIDENTIEL.

Sur la période de déploiement, l'évolution des salaires internes d'EDM (voir [4.1.2.2](#)) a été prise en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Surcoût pose complexe compteur évolué (Pose diffuse)	CONFIDENTIEL						

Analyse

Le surcoût d'une pose complexe lors du déploiement diffus se base sur l'hypothèse d'une durée supplémentaire (voir l'hypothèse [4.2.2.2.3](#)) et d'un coût horaire de l'équipe TIC d'EDM (voir l'hypothèse [4.2.2.1.1](#)).

Hypothèse retenue

Nous retenons un surcoût d'une pose complexe en pose diffuse à CONFIDENTIEL après correction du taux horaire de l'équipe TIC (prise en compte du nombre d'heures effectives travaillées).



4.2.2.4. Coût de pose des compteurs résidentiel historiques

4.2.2.4.1. Coût d'une pose simple d'un compteur résidentiel historique

Coût d'une pose simple d'un compteur résidentiel historique

Le coût de pose simple d'un compteur résidentiel historique correspond au coût de pose et de dépose d'un compteur résidentiel historique dans le scénario BAU. Il est obtenu à partir du coût de la main d'œuvre et du temps nécessaire à cette opération.

Hypothèses d'EDM

Le coût retenu pour une pose simple de compteur résidentiel historique est CONFIDENTIEL .

Sur la période de déploiement, le taux d'inflation (voir [4.1.2.2](#)) a été pris en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Pose simple compteur résidentiel historique	CONFIDENTIEL						

Justification : Le remplacement des compteurs résidentiels historiques s'effectue par des intervenants internes EDM de l'équipe TIC. Ainsi, deux hypothèses sous-jacentes déterminent le coût de la pose simple d'un compteur résidentiel historique :

- 1) La durée d'une intervention de pose de compteurs résidentiels historiques (déplacement compris)
- 2) Le coût moyen horaire d'un intervenant interne TIC

Analyse

Le coût d'une pose simple d'un compteur résidentiel historique découle du temps d'intervention pour une pose simple (y inclus le temps de déplacement) et le coût horaire de l'équipe TIC d'EDM.

Hypothèse retenue

Nous retenons un coût de pose simple d'un compteur résidentiel historique corrigé du coût horaire d'un intervenant interne d'EDM, soit CONFIDENTIEL .

4.2.2.4.2. Surcoût dans le cas d'une pose complexe de compteurs résidentiels historiques

Surcoût dans le cas d'une pose complexe de compteurs résidentiels historiques

Il s'agit du surcoût appliqué pour prendre en compte le temps supplémentaire nécessaire aux poses dans les cas complexes dans le scénario BAU.



Hypothèses d'EDM							
EDM estime le surcoût retenu dans le cas d'une pose complexe de compteurs résidentiels historiques de CONFIDENTIEL.							
Sur la période de déploiement, le taux d'inflation (voir 4.1.2.2) a été pris en compte :							
€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Surcoût pose complexe de compteurs historiques	CONFIDENTIEL						
Analyse							
Le surcoût d'une pose complexe lors du déploiement diffus se fonde sur l'hypothèse d'une durée supplémentaire (voir l'hypothèse 4.2.2.2.3) et d'un coût horaire de l'équipe TIC d'EDM (voir l'hypothèse 4.2.2.1.1).							
Hypothèse retenue							
Nous retenons un surcoût d'une pose complexe en pose diffuse à CONFIDENTIEL après correction du taux horaire de l'équipe TIC (prise en compte du nombre d'heures effectives travaillées).							

4.2.2.5. Coût des contrôles qualité et sécurité

Coût des contrôles qualité et sécurité							
Il s'agit du coût associé aux visites effectuées après la pose des compteurs à la fois dans le scénario BAU et dans le cas où le projet de comptage évolué a lieu. Il existe deux types de visites :							
<ul style="list-style-type: none"> • Les visites « qualité travaux et pose » sont effectuées sur 5% des compteurs posés et ont pour objectif de contrôler la qualité des interventions de pose • Les Visites de Prévention et de Sécurité (VPS) sont effectuées sur 5% des compteurs posés et ont pour objectif de s'assurer de la sécurité des installations 							
Ainsi, des visites après les installations de pose sont effectuées sur 10% des compteurs posés.							
Hypothèses d'EDM							
Le coût moyen retenu pour une visite « qualité travaux et pose » est de CONFIDENTIEL. Le coût moyen retenu pour une visite VPS est de CONFIDENTIEL.							
Sur la période de déploiement, l'évolution des salaires interne d'EDM (voir 4.1.2.2) a été prise en compte :							
€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût moyen pour une visite « qualité travaux et pose »	CONFIDENTIEL						
Coût moyen pour une visite VPS	CONFIDENTIEL						



Justification : Le coût des contrôles qualité et sécurité (VPS et visites « qualité travaux et pose ») est obtenu à partir des hypothèses suivantes :

- Les intervenants : 50% des visites sont effectuées par des cadres d'EDM et 50% des visites sont effectuées par des agents de maîtrise
- Le coût moyen horaire suivant des intervenants :
 - Coût moyen horaire des agents de maîtrise : CONFIDENTIEL
 - Coût moyen horaire des cadres : CONFIDENTIEL
- La durée d'un contrôle (VPS et visites « qualité travaux et pose ») : Il est estimé qu'une visite dure autant de temps qu'une prestation de pose simple, soit CONFIDENTIEL (déplacement compris).

Analyse

La méthodologie et les hypothèses sous-jacentes nous semblent raisonnables. Nous ne disposons pas d'informations supplémentaires. Nous retenons donc l'hypothèse proposée par EDM.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses proposées par EDM.

4.2.2.6. Clean up des compteurs

4.2.2.6.1. Taux de clean-up

Hypothèse de taux de clean-up des compteurs évolués installés

Le taux de clean-up correspond à la proportion des compteurs évolués 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 communicants.

Hypothèses d'EDM

EDM estime à 2 % des compteurs posés le nombre d'interventions relatives au « clean-up » des compteurs installés.

Justification : EDM retient la même hypothèse de taux de clean-up retenue dans l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI », c'est-à-dire un taux de clean-up de 2%.

Analyse

Le taux de « clean-up » égal à 2 % des compteurs installés en pose massive et en pose diffuse est identique de celui retenu dans le rapport « 20170706 - CRE - Étude comptage EDFSEI - Rapport final v1.25 ».



Hypothèse retenue
Un taux de clean-up de 2 % est retenu.

4.2.2.6.2. Coût de clean up d'un compteur évolué

Coût de clean-up

Il s'agit du coût associé aux situations de clean-up des compteurs évolués. Deux éléments constituent le coût de clean-up des compteurs électriques :

- Le coût d'une intervention pour analyser les raisons pour lesquelles le compteur ne communique pas et les opérations nécessaires pour faire communiquer le compteur
- Le coût du remplacement des compteurs dans 50% des cas

Hypothèses d'EDM

Le coût retenu pour une intervention de clean-up d'un compteur évolué est CONFIDENTIEL

Sur la période de déploiement, l'évolution des salaires interne d'EDM (voir [4.1.2.2](#)) a été prise en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût pour une intervention clean-up de compteurs	CONFIDENTIEL						

En outre, EDM retient que dans 50% des cas de clean-up, le compteur est remplacé. EDM retient donc le coût d'achat et de pose d'un compteur évolué en intégrant dans la volumétrie ces compteurs posés pour remplacement. Cette hypothèse est alignée sur celle retenue dans l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI ».

Justification : Le coût de clean-up retenu est estimé de la même manière que celui retenu pour EDF SEI dans l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI ».

En effet, le coût d'intervention correspond au coût de pose simple d'un compteur évolué en pose diffuse majoré de CONFIDENTIEL afin de prendre en compte l'intervention d'un profil plus expérimenté dans ces cas.

EDM inclut également dans le coût de clean-up le coût du remplacement des compteurs dans une part des cas de clean-up.

Analyse

L'hypothèse que la moitié de cas « clean-up » nécessite un changement de compteur est cohérente avec le retour d'expérimentation Linky.

Le coût d'intervention estimé par EDM nous semble raisonnable. Nous proposons un coût de clean-up corrigé en conséquence de l'ajustement des coûts de main d'œuvre d'EDM.



Hypothèse retenue

Nous retenons les coûts de clean up de CONFIDENTIEL .

4.2.3. Pose des concentrateurs

4.2.3.1. Coût de l'intervention d'étude technique et sécurité

Coût de l'intervention d'étude technique et sécurité

EDM retient un coût d'intervention préparatoire avant la pose du concentrateur afin d'effectuer une étude technique et de sécurité définie comme l'analyse et préparation du chantier (analyse des solutions de raccordement, mesure de la qualité de réception du signal GPRS, etc.) Ce coût est uniquement retenu pour la pose d'un premier concentrateur dans un poste donné et non dans le cas de remplacement des concentrateurs.

Hypothèses d'EDM

EDM indique que le coût de l'intervention d'étude technique et sécurité retenu est CONFIDENTIEL .

Sur la période de déploiement, l'évolution des salaires interne d'EDM (voir 4.1.2.2) a été prise en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût de l'étude technique et sécurité	CONFIDENTIEL						

Justification : Ce coût est estimé à partir de deux hypothèses sous-jacentes :

- Le coût moyen horaire d'un ETP de l'équipe MSP (voir l'hypothèse 4.2.5.2)
- La durée de l'intervention d'étude technique et sécurité (déplacement compris) : CONFIDENTIEL

EDM retient ici la même hypothèse de durée de l'intervention d'étude technique et sécurité qu'EDF SEI dans l' « Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI ».

Analyse

Les hypothèses sous-jacentes, majoritairement provenant du rapport « 20170706 - CRE - Étude comptage EDFSEI - Rapport final v1.25 », nous semblent appropriées.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses proposées par EDM.



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

Coût des travaux préparatoires des postes HTA/BT

EDM retient un coût pour des travaux préparatoires sur les postes avant la pose des concentrateurs.

Ce coût est uniquement retenu pour la pose d'un premier concentrateur dans un poste donné et non dans le cas de remplacement des concentrateurs.

Hypothèses d'EDM

EDM estime que le coût des travaux préparatoires de poste HTA/BT retenu est CONFIDENTIEL.

Sur la période de déploiement, l'évolution des salaires interne d'EDM (voir [4.1.2.2](#)) a été prise en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût des travaux préparatoires de postes HTA/BT	CONFIDENTIEL						

Justification : Ce coût est estimé à partir de deux hypothèses sous-jacentes :

- 1) Le coût moyen horaire d'un ETP de l'équipe MSP
- 2) La durée de l'intervention de travaux préparatoires de poste HTA/BT (déplacement compris) : CONFIDENTIEL . EDM retient ici l'hypothèse de deux intervenants mobilisés pour une période CONFIDENTIEL .

EDM ne retient pas de distinction en termes de temps d'intervention et de ressources mobilisées entre les travaux préparatoires pour les postes HTA/BT en hauteur et au sol.

Analyse

Les hypothèses sous-jacentes, majoritairement découlant du rapport « 20170706 - CRE - Étude comptage EDFSEI - Rapport final v1.25 », nous semblent appropriées.

Nous avons recalculé les coûts en tenant compte du nombre d'heure effectives travaillées (CONFIDENTIEL) et du salaire d'un ETP MSP, nous obtenons un coût de main d'œuvre de CONFIDENTIEL en interne (voir l'hypothèse [4.2.3.3](#)).

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses proposées par EDM corrigées du coût de main d'œuvre interne après prise en compte du nombre d'heures effectives travaillées.

4.2.3.3. Coût des intervenants internes EDM pour la pose d'un concentrateur

Coût des intervenants internes EDM pour la pose de concentrateurs



Il s'agit du coût d'un ETP interne EDM de l'équipe « Maintenance Spécialisée » (MSP), toutes charges comprises. Ce sont les intervenants de l'équipe MSP qui sont qualifiés pour effectuer les opérations sur les postes HTA/BT. En outre, toutes les interventions en relation avec les postes HTA/BT et les concentrateurs sont effectuées par des ressources internes EDM.

Hypothèses d'EDM

EDM indique le coût horaire moyen d'un intervenant interne MSP pour un ETP retenu est CONFIDENTIEL .

Justification : Ce coût horaire moyen est obtenu à partir de la moyenne des salaires toutes charges comprises des intervenants de l'équipe MSP en 2017.

Analyse

Le coût horaire moyen estimé par EDM découle du ratio de la rémunération totale charges comprise de l'agent par le nombre total d'heures ouvrées de l'année.

Le nombre d'heures totale ouvrées de l'année est de 1 820 h (35 h x 52 semaines). Le nombre d'heures effectives travaillées par an est en fait de 1 696 h (212 jours x 8 heures).

Nous avons recalculé les coûts horaires de l'équipe MSP en tenant compte du nombre d'heures effectives travaillées et du salaire d'un ETP MSP fourni par EDM. Nous obtenons un coût de main d'œuvre de CONFIDENTIEL en interne.

Hypothèse retenue

Nous proposons un coût de main d'œuvre de CONFIDENTIEL pour l'équipe MSP d'EDM.

4.2.3.4. Coût de pose d'un concentrateur

Coût de pose d'un concentrateur

Il s'agit du coût de pose d'un concentrateur.

Hypothèses d'EDM

EDM estime un coût de pose d'un concentrateur de CONFIDENTIEL .

Sur la période de déploiement, l'évolution des salaires interne d'EDM (voir [4.1.2.2](#)) a été prise en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût de pose simple d'un concentrateur	CONFIDENTIEL						

Justification : Ce coût est estimé à partir de deux hypothèses sous-jacentes :



<p>1) Le coût moyen horaire d'un ETP de l'équipe MSP (voir l'hypothèse 4.2.3.3)</p> <p>2) La durée de la pose d'un concentrateur : CONFIDENTIEL</p> <p>EDM retient ici la même hypothèse de temps de pose qu'EDF SEI dans l'« Étude technico - économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI » (CONFIDENTIEL) majorée de CONFIDENTIEL] afin de tenir compte des spécificités de Mayotte – CONFIDENTIEL</p> <p>EDM y ajoute également le double du temps de déplacement retenu pour les compteurs pour tenir compte de l'éloignement plus important entre 2 postes HTA/BT – CONFIDENTIEL</p>
Analyse
Les hypothèses sous-jacentes, majoritairement provenant du rapport « 20170706 - CRE - Étude comptage EDF SEI - Rapport final v1.25 », nous semblent appropriées.
Hypothèse retenue
Nous retenons les hypothèses proposées par EDM corrigées du coût de main d'œuvre interne ajusté.

4.2.3.5. Clean up des concentrateurs

4.2.3.5.1. Taux de clean-up des concentrateurs

Taux de clean-up des concentrateurs
<p>Les cas de clean-up des concentrateurs correspondent aux cas de concentrateurs qui ont été posés mais qui ne communiquent pas pour différentes raisons liées à l'opération de pose du concentrateur (ex : mauvaise configuration, mauvais câblage, etc.) ou à la panne du concentrateur.</p> <p>Le taux de clean-up permet de déterminer la volumétrie des concentrateurs pour laquelle une intervention sera nécessaire pour analyser les raisons de la non communication et effectuer les opérations nécessaires à son rétablissement.</p>
Hypothèses d'EDM
<p>EDM prend une hypothèse de 7 % de taux de clean-up.</p> <p><u>Justification</u> : Cette hypothèse se fonde sur l'hypothèse retenue de 5% dans l' « Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI ». Cette hypothèse est majorée de 2% pour prendre en compte les spécificités de Mayotte.</p> <p>Bien qu'EDM prévoit de mobiliser des ressources internes pour la pose de concentrateurs, les conditions climatiques de Mayotte ainsi qu'une couverture réseau incertaine expliquent cette majoration retenue.</p>
Analyse



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. Le taux de clean-up de 5 % retenu dans l'étude EDF SEI pour des territoires comme la Réunion et la Guyane est très prudent. Au vu des éléments apportés, nous proposons de retenir un taux de clean-up de 5 % des concentrateurs pour EDM également.

Hypothèse retenue

Nous retenons un taux de clean-up des concentrateurs à 5 %.

4.2.3.5.2. Coût de clean-up des concentrateurs

Coût de clean-up des concentrateurs

Il s'agit du coût associé aux situations de clean-up des concentrateurs. Il comprend le coût d'une intervention pour analyser les raisons pour lesquelles le concentrateur ne fonctionne pas et pour effectuer les opérations nécessaires qui en découlent.

Hypothèses d'EDM

EDM estime le coût de clean-up pour le concentrateur à CONFIDENTIEL.
Sur la période de déploiement, l'évolution des salaires internes d'EDM (voir [4.1.2.2](#)) a été prise en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût de l'intervention clean-up de concentrateurs	CONFIDENTIEL						

Justification : Ce coût est estimé à partir de deux hypothèses sous-jacentes :

- 1) Le coût moyen horaire d'un ETP de l'équipe MSP (voir l'hypothèse [4.3.3.3](#))
- 2) La durée de l'intervention de clean-up (déplacement compris) : CONFIDENTIEL
EDM retient ici la même hypothèse qu'EDF SEI dans l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI » soit la mobilisation de deux intervenants pour une période CONFIDENTIEL.

Analyse

Les temps de déplacement et d'intervention relatifs au clean-up d'un concentrateur nous semblent raisonnables compte tenu de ce que nous avons observé dans différents projets de déploiement de compteurs évolués. En cohérence avec les plans d'affaires d'Enedis et EDF SEI, nous retenons une hypothèse de remplacement du concentrateur dans 50 % des cas de clean-up.



Nous proposons un coût d'intervention corrigé en conséquence de l'ajustement des coûts de main d'œuvre d'EDM (prise en compte de 212 jours travaillés par an) et également un remplacement de 50 % des concentrateurs en cas de clean-up.

Hypothèse retenue

Nous retenons un coût d'intervention pour le clean-up des concentrateurs à CONFIDENTIEL, ainsi qu'un remplacement de l'équipement dans 50 % des cas de clean-up.

4.2.4. Recyclage du matériel

4.2.4.1. Coût de recyclage d'un compteur résidentiel historique dans le scénario BAU

Coût de recyclage d'un compteur historique

Le coût de recyclage correspond au coût associé au traitement en fin de cycle (i.e. après dépose) d'un compteur résidentiel historique.

Hypothèses d'EDM

EDM indique que le coût de recyclage d'un compteur résidentiel historique retenu est CONFIDENTIEL .

Sur la période de déploiement, le taux d'inflation (voir [4.1.2.2](#)) a été pris en compte :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Recyclage d'un compteur historique	CONFIDENTIEL						

CONFIDENTIEL

Justification : Les critères de tarification du prestataire actuel de recyclage d'EDM dépendent du poids du matériel et de sa dimension (coût de la collecte de bennes de recyclage de 10 m3 de volume). Par simplification, EDM a retenu un poids moyen des compteurs résidentiels historiques à 1kg et une dimension moyenne de 180x122x62mm.

Analyse

EDM nous indique que les coûts de recyclage en vigueur, négociés avec leur prestataire, s'élèvent à CONFIDENTIEL le Kg pour un déchet de type DEEE, et un coût de ramassage de benne de CONFIDENTIEL en moyenne ; en prenant l'hypothèse qu'un compteur (CBE ou AMM) a un volume de 0,013 m³, une benne peut contenir 770 compteurs. Ainsi, en moyenne, le coût de ramassage d'une benne ramené à 1 compteur est CONFIDENTIEL . En somme, le coût de recyclage d'un compteur est estimé à CONFIDENTIEL. Nous retenons donc les hypothèses proposées par EDM qui semblent fondées.



Nous proposons de classer ce coût de recyclage dans les coûts d'investissements.

Hypothèse retenue

Nous acceptons les hypothèses proposées par EDM et proposons de classer ce coût dans les coûts d'investissements.

4.2.4.2. Coût de recyclage dans le scénario AMM

Coût de recyclage

Le coût de recyclage correspond au coût associé au traitement en fin de cycle (i.e. après dépose) d'un matériel. Ici les coûts de recyclage correspondent au recyclage :

- des compteurs résidentiels historiques remplacés par des compteurs évolués
- des compteurs évolués remplacés par des compteurs évolués
- des concentrateurs remplacés par des concentrateurs

Hypothèses d'EDM

EDM retient le même coût de recyclage pour tous les équipements, égal au coût de recyclage d'un compteur historique dans le scénario BAU (voir 4.2.4.1).

Analyse

EDM nous explique qu'en prenant l'hypothèse que les concentrateurs sont de tailles et de dimensions comparables à celles des compteurs, le coût de recyclage d'un concentrateur est aussi estimé à CONFIDENTIEL . Nous retenons donc les hypothèses proposées par EDM.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses proposées par EDM et proposons de classer ce coût dans les coûts d'investissements.

4.2.5. SI et télécom relatifs au comptage

Coûts du SI et télécoms relatifs au comptage

Il s'agit de tous les coûts correspondants au :

- coût induit par l'achat d'un SI AMM
- coût associé à l'achat de tablettes ou PDA pour assister le déploiement
- coût lié à la mise en place des modules pour le SI clientèle

Hypothèses d'EDM



La trajectoire de coûts SI et télécoms relatifs au comptage est détaillée dans le tableau ci-dessous sur la période déploiement.

(€ courants)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coûts de SI AMM								
Coûts de PDA/Tablettes								
Coûts de SI Clientèle								

Analyse

Nous avons demandé à EDM de préciser les éditeurs interrogés et les hypothèses sous-jacentes à l'élaboration de la trajectoire de ces coûts. EDM nous a expliqué que les éditeurs Smartside et Atos ont été rencontrés à différentes reprises pour estimer les coûts SI du projet et le coût clientèle a été estimé après différents échanges avec l'éditeur é-Gée. Pour des raisons de confidentialité, les hypothèses sous-jacentes ne nous ont pas été communiquées.

L'analyse du ratio des investissements SI (sur la période 2017-2040) par le nombre de compteurs évolués du parc à terme (en 2040) conduit à un ratio d'environ CONFIDENTIEL pour EDM. Cette valeur est cohérente avec le ratio pour EDF SEI, soit CONFIDENTIEL, ainsi que les références dont nous avons connaissance.

Sur la base des éléments disponibles, les trajectoires d'investissements relatifs aux SI et télécoms proposées par EDM nous semblent raisonnables.

Hypothèse retenue

Nous proposons de retenir les hypothèses prises par EDM.

4.2.5.1. Coûts de SI AAM

Coûts du SI AAM

Il s'agit de tous les coûts induits par l'achat d'un SI AMM dont la fonction est d'administrer les données reçues des concentrateurs et les différents services (clientèle, réseau...).

Hypothèses d'EDM

La trajectoire de coût pour le SI AMM est détaillée dans le tableau ci-dessous pour un total de CONFIDENTIEL sur la période déploiement.

(€ courants)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coûts de SI AMM								

Après le déploiement, les CAPEX SI sont de l'ordre de CONFIDENTIEL par an (coût annuel de licence du SI AMM de l'ordre de CONFIDENTIEL par nouveau compteur posé).

Justification : Les CAPEX SI AMM se décomposent en 6 coûts sous-jacents :

- 1) Les coûts de licence du SI AMM



Les coûts de licence du SI AMM ont été estimés à partir de discussions avec des éditeurs proposant une solution SI AMM.

Le coût moyen des licences des solutions étudiées était de CONFIDENTIEL pour 50 000 compteurs.

EDM a ventilé ce coût à part égale pendant la phase de déploiement. Post-déploiement, nous avons ramené ce coût à l'échelle d'un compteur (CONFIDENTIEL) afin d'estimer le coût des licences chaque année en fonction des nouveaux compteurs sur le parc.

2) Le coût de l'architecture technique

Le coût de l'architecture technique correspond au coût associé à l'achat des serveurs ainsi que des machines virtuelles supplémentaires (le système informatique d'EDM étant basé sur la virtualisation) nécessaires au bon fonctionnement du SI AMM.

Par expertise et sur la base des retours d'expériences observées ainsi que des discussions avec les fournisseurs, nous avons estimé le coût de l'architecture technique à CONFIDENTIEL .

3) Le coût du connecteur avec le SI client

Il s'agit du coût associé à la mise en place d'une interface avec le SI de gestion clientèle d'EDM.

4) Le coût du projet AMOE

Il s'agit du coût associé à la mise en œuvre de la solution SI AMM chez EDM.

Ce projet est effectué par l'éditeur. A partir des discussions avec des éditeurs nous avons estimé ce coût à CONFIDENTIEL. Ce coût est ventilé à part égale sur les 2 premières années du déploiement.

5) Le coût d'AMOA

Il s'agit du coût associé à l'assistance à maîtrise d'ouvrage pour la mise en place du SI AMM chez EDM.

Ce coût est estimé avec l'hypothèse d'un recours à un prestataire externe. Par expertise et retours d'expérience observés, nous avons estimé ce coût à CONFIDENTIEL ventilé sur la période 2019-2023.

6) Le coût de Pilote

Il s'agit du coût associé à la phase Pilote du SI AMM afin qu'EDM puisse expérimenter la solution préconisée.

Ce coût est estimé à [CONFIDENTIEL à partir de discussions avec les éditeurs en prenant le coût du SI AMM en mode SaaS.

Analyse

Sur la base des éléments disponibles, la trajectoire du coût de SI AMM proposée par EDM nous semble raisonnable.

Hypothèse retenue

Nous proposons de retenir les hypothèses prises par EDM.



4.2.5.2. Coûts des PDA/Tablettes

Coûts des PDA/Tablettes								
Il s'agit du coût associé à l'achat de tablettes ou PDA pour équiper les intervenants pour la pose des compteurs et des concentrateurs (ex : paramétrage des matériels, récupération de données, géolocalisation, photos, etc.) dans le scénario AMM.								
Hypothèses d'EDM								
Le coût des PDA /Tablettes retenu par EDM est CONFIDENTIEL sur la période de déploiement :								
(€ courants)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coûts de PDA/Tablettes	CONFIDENTIEL							
<u>Justification</u> : A partir des discussions avec les éditeurs SI, EDM estime le coût d'un PDA/Tablette à CONFIDENTIEL en 2017. EDM estime ainsi que 20 PDA/Tablettes seront achetés par EDM en 2019 (CONFIDENTIEL en euros actualisés). Au-delà, nous estimons que 20 % des PDA/Tablettes sont renouvelés chaque année								
Analyse								
Sur la base des éléments disponibles, la trajectoire du coût de SI AMM proposée par EDM nous semble raisonnable.								
Hypothèse retenue								
Nous proposons de retenir les hypothèses prises par EDM.								

4.2.5.3. Coûts de SI clientèle

Coûts du SI clientèle
<p>Ce coût correspond à la mise en place des modules pour le SI clientèle pour permettre les nouvelles fonctionnalités possibles avec le déploiement des compteurs évolués.</p> <p>Ces modules sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> • AEL (Agence En Ligne) et Portail de Suivi des Consommations : pour permettre aux clients de suivre leurs consommations • M&AC : pour gérer le référentiel de comptage • MIXT et le SI Mobilité : pour suivre et gérer les interventions mobiles



- Connecteur avec le SI AMM (MDC) : pour transmettre les données de consommation du réseau au SI Clientèle
- Les e-Services : pour gérer automatiquement les campagnes marketing

EDM indique que la solution clientèle comprend également une solution pour les compteurs évolués en prépaiement.

Hypothèses d'EDM

La trajectoire de coût pour le SI clientèle est détaillée dans le tableau ci-dessous pour un total de CONFIDENTIEL sur la période de déploiement :

(€ courants)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coûts de SI Clientèle								

Justification : Les CAPEX SI clientèle se décomposent en 4 coûts sous-jacents :

- 1) Les coûts des licences
 Les coûts de licence du SI clientèle ont été estimés à partir de discussions avec un éditeur. Le coût moyen des licences des solutions étudiées était de CONFIDENTIEL entre 2018-2019.
- 2) Le coût du projet AMOE
 Il s'agit du coût associé à la mise en œuvre des modules mentionnés ci-dessus dans le SI Clientèle.
 Ce projet est effectué par l'éditeur. A partir des discussions avec un éditeur EDM a estimé ce coût à CONFIDENTIEL .Ce coût est ventilé sur la période 2018-2019.
- 3) Le coût de l'architecture technique du SI clientèle
 Le coût de l'architecture technique correspond au coût associé à l'achat des serveurs nécessaires au bon fonctionnement des modules mentionnés ci-dessus
 Par expertise et sur la base des retours d'expériences observées ainsi que des discussions avec les fournisseurs, nous avons estimé le coût de l'architecture technique à [CONFIDENTIEL.
- 4) Le coût d'AMOA
 EDM retient que l'assistance à maîtrise d'ouvrage se ferait par un ETP interne de la DSI d'EDM. EDM estime la charge associée à 0,8 ETP mobilisé sur 4 mois en 2018 et sur 5 mois en 2019. A partir du coût moyen annuel d'un ETP de la DSI estimé à CONFIDENTIEL toutes charges comprises (moyenne observée des ETP de l'équipe SI chez EDM), nous estimons ce coût à CONFIDENTIEL (CONFIDENTIEL en 2018 et [CONFIDENTIEL en 2019).
 Ce coût est estimé avec l'hypothèse d'un recours à un prestataire externe. Par expertise et retours d'expérience observés, nous avons estimé ce coût à CONFIDENTIEL ventilé sur la période 2019-2023.

Analyse



Sur la base des éléments disponibles, la trajectoire du coût de SI AMM proposée par EDM nous semble raisonnable.

Cependant, nous notons que le compteur Linky déployé par Enedis, ne dispose pas de fonctionnalité de prépaiement.

Hypothèse retenue

Nous proposons de retenir les hypothèses prises par EDM.

4.2.6. Pilotage du déploiement

Coûts de pilotage du déploiement

Les coûts de pilotage du projet correspondent aux coûts induits par l’encadrement et la gestion du projet, en considérant la gestion et l’encadrement du projet nécessaire jusqu’à la fin de la période de déploiement.

Hypothèses d’EDM

EDM estime un coût total de pilotage du déploiement de CONFIDENTIEL sur la période de déploiement 2018-2024. La trajectoire du coût de pilotage est exposée dans le tableau ci-après :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Pilotage du projet	CONFIDENTIEL						

Justification : Les coûts de pilotage projet se décomposent en 2 coûts sous-jacents :

- 1) Coûts des pré-études :
EDM estime ce coût aux prestations externes commissionnées pour effectuer des études préalables au projet, notamment l’étude initiale sur le comptage communicant à Mayotte et le cadrage stratégique du projet de déploiement de compteurs évolués à Mayotte.
EDM évalue ce coût à CONFIDENTIEL. EDM a inclut ce coût en totalité en 2018, bien qu’une partie de ces études ait eu lieu en 2017.
- 2) Coûts de pilotage du projet
EDM estime ce coût sur la base des ressources nécessaires à l’encadrement et la gestion du projet lors de la phase préparatoire, de la phase de Pilote et de déploiement, notamment le coût des chefs de projet, du référent chaîne communicante ainsi que d’un appui PMO externe.
 - Coût chef de projet (encadrement du projet) : lors de la phase préparatoire, EDM estime la charge à celle d’un ETP chef de projet. Lors de la phase Pilote et la phase de déploiement, EDM estime la charge à 1,5 ETP chef de projet. Le coût annuel moyen d’un chef de projet communiqué par les ressources humaines d’EDM est CONFIDENTIEL en 2017.



- Coût référent chaîne communicante : EDM estime la charge à 1 ETP pendant la phase de déploiement. Le coût annuel correspond à CONFIDENTIEL du coût annuel d'un chef de projet, soit CONFIDENTIEL en 2017.
- Coût PMO : EDM estime la charge associée à l'accompagnement du projet à 0,5 ETP externe lors de la phase Pilote et à 1 ETP externe lors des trois premières années de la phase de déploiement. EDM estime le coût annuel de la prestation de PMO par un ETP externe à CONFIDENTIEL en 2017.

Profil	Salaire annuel par ETP (k€ ₂₀₁₇)	Nombre d'ETP							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Chef de projet		1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	10,0
Référent chaîne communicante		0	1	1	1	1	1	1	6,0
ETP externe pour PMO		0,5	1	1	1	1	0	0	4,5
Total		1,5	3,5	3,5	3,5	3,5	2,5	2,5	20,5

Analyse

Les coûts de pilotage du déploiement devraient s'éteindre à partir de 2025.

Nous avons comparé le nombre d'ETP mobilisé par EDM et par EDF SEI par rapport au nombre de compteurs posés par an :

Nb poses de compteurs / nb d'ETP de pilotage	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
EDF SEI	1 086	4 028	5 435	5 758	6 075	5 472	3 853	3 707	4 625
EDM	-	-	114	2 340	3 691	4 249	6 675	3 862	3 060

Le rythme d'ETP mobilisé pour le pilotage du déploiement estimé par EDM nous semble raisonnable.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses proposées par EDM mais nous proposons de classer ce coût dans les investissements.

4.2.7. Gains sur les investissements

Investissements évités

Ce poste de gains correspond aux investissements qui auraient eu lieu dans le scénario BAU en cas de non réalisation du projet de déploiement des compteurs évolués. En effet, la mise en place du projet AMM permet d'éviter certains investissements.

Ces investissements évités correspondent donc aux investissements calculés dans le scénario BAU. Il s'agit du coût de remplacement des compteurs résidentiels historiques par des compteurs résidentiels historiques occasionnés par les remplacements usuels (défaillances, fin de vie...).



Hypothèses d'EDM

La trajectoire des investissements évités est exposée dans le tableau ci-dessous sur la période de déploiement :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
CAPEX et charges évités	0	0	543 656	672 237	660 401	959 068	578 786

Justification : Ces CAPEX et charges évités correspondent aux CAPEX d'achat et de pose des compteurs résidentiels historiques dans le scénario BAU.

Analyse

Afin d'évaluer les gains sur les investissements relatifs aux compteurs, EDM considère l'évitement des coûts d'investissements du scénario BAU :

- Coût d'achat des compteurs historiques
- Coût de transport des compteurs historiques
- Coût de pose des compteurs historiques
- Coût de contrôle qualité et sécurité

EDM considère que le coût de recyclage de matériels parmi des OPEX. Nous proposons de le classer dans les CAPEX. Donc nous proposons d'ajouter ce coût évité pour calculer les gains sur les investissements.

Comme indiqué dans la section 4.1.1.3.3, nous tenons compte dans le scénario BAU des conséquences de l'arrêt métrologie en prévoyant un remplacement de tous les compteurs CEM avant 2022. Les coûts de ce remplacement sont pris en compte dans les coûts évités.

Hypothèse retenue

Les gains sur les investissements relatifs aux compteurs correspondent aux investissements pour l'achat, l'acheminement, le matériel supplémentaire, la pose, le coût de contrôle qualité et sécurité et le recyclage des compteurs dans le scénario BAU.

4.3. Charges d'exploitation du distributeur

4.3.1. Relève et Interventions techniques dans le scénario BAU

Coût de relève et d'intervention dans le scénario BAU

Il s'agit du coût associé aux interventions semi-annuelles pour la relève des compteurs ainsi que de toutes les interventions techniques en lien avec les compteurs et les concentrateurs, dont l'intervention clientèle comprend :

- Relèves semi-annuelles
- Intervention dépannage
- Intervention MES



- Intervention Coupure pour impayé
- Intervention Enquête et Contrôle
- Intervention Rétablissement suite à coupure
- Intervention MHS
- Intervention changement de vitre compteur
- Intervention Changement de puissance
- Intervention Changement de puissance avec changement de disjoncteur
- Intervention Passage en prépaiement
- Intervention relève index
- Interventions non réalisées (déplacement vain)

Hypothèses d'EDM

Le coût des interventions techniques de CONFIDENTIEL . EDM estime la trajectoire du coût des relèves et des interventions techniques dans le tableau ci-après :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût des relèves et des interventions techniques							

Justification : Le coût des relèves et interventions techniques est estimé à partir de 2 hypothèses sous-jacentes :

- 1) Le nombre d'ETP de l'équipe TIC
Les relèves ainsi que les interventions techniques sont actuellement effectuées par les 14 ETP de l'équipe TIC. Afin de prendre en compte l'accroissement de l'activité due à l'augmentation de la clientèle, EDM prend l'hypothèse que les effectifs évoluent au rythme de l'accroissement de la clientèle soit 2,8% par an à partir de 2022.
- 2) Le coût moyen annuel d'un ETP clientèle de l'équipe TIC : CONFIDENTIEL
Le coût moyen annuel d'un ETP évolue dans le temps avec l'évolution des salaires. Le coût moyen annuel des ETP est multiplié par le nombre d'ETP de l'équipe TIC qui réalisent les relèves et les interventions techniques pour obtenir le coût annuel de ces interventions.

Hypothèse EDM	2018	2020	2022	2024	2026	2028
Nombre d'ETP de l'équipe TIC dans le scénario BAU	14,00	14,00	14,39	15,21	16,07	16,99
	2030	2032	2034	2036	2038	2040
	17,95	18,97	20,05	21,18	22,39	23,66

Analyse

Nous retenons l'approche proposée par EDM ainsi que les hypothèses relatives aux volumes et temps des interventions qu'il nous a fournies. Cependant, nous recalculons le nombre d'ETP nécessaires en prenant l'hypothèse de 1450 heures travaillées par ETP, puisque le calcul du nombre d'ETP d'EDM nous semble incohérent. Nous obtenons donc un total de 10,26 ETP en 2017.



Nous appliquons ensuite une évolution des effectifs similaire à celle proposée par EDM, c-à-d constante entre 2018 et 2021, puis indexée sur le nombre de clients ≤ 36 kVA.

Hypothèse retenue	2018	2020	2022	2024	2026	2028
Nombre d'ETP de l'équipe TIC dans le scénario BAU	10,26	10,26	12,58	13,69	14,84	15,76
	2030	2032	2034	2036	2038	2040
	16,71	17,30	17,75	18,22	18,70	19,19

Commentaire d'EDM

Dans sa réponse au projet de rapport final, EDM apporte des informations complémentaires permettant d'affiner l'évaluation de la charge des Interventions Techniques Clientèle et précise que certaines informations n'ont pas été prises en compte dans l'analyse initiale :

- Temps de solde des Bons d'Intervention (CONFIDENTIEL par BI) soit un CONFIDENTIEL si on additionne l'ensemble des interventions 2017
- Fonctions administratives (appel des clients, annulation de rendez-vous, report de rendez-vous... appui au TIC pour solde des BI) (CONFIDENTIEL)
- Un temps de trajet aller/retour vers le secteur d'intervention de CONFIDENTIEL en moyenne qui réduit le temps de travail effectif sur le terrain de CONFIDENTIEL, ce que nous n'avons pas pris en compte.

Pour EDM, le calcul initial avait été le suivant : EDM comptabilise un temps d'interventions effectif sur le terrain de CONFIDENTIEL correspondant aux CONFIDENTIEL de travail quotidien (Journée de travail tronquée des CONFIDENTIEL de pause méridienne) et du temps de trajet aller/retour vers le secteur d'intervention (CONFIDENTIEL en moyenne). Le Tableau 3 présente le détail du calcul réalisé par EDM pour évaluer la charge des Interventions Techniques Clientèle pour l'année 2017.

Tableau 3. Calcul de nombre d'ETP en 2017 par EDM

Intervention	Nombre d'interventions	Temps d'intervention	2017 yc temps solde BI	En ETP yc temps solde BI
Relève	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL
Intervention dépannage avec changement de compteur				
Intervention MES avec pose compteur				
Intervention - Dépannage sans changement de compteur				
Intervention Coupure pour impayé				
Intervention Enquête et Contrôle				
Intervention Rétablissement suite à coupure				
Intervention MHS avec dépose compteur				
MES standard				
Intervention MHS sans dépose compteur				
Intervention changement de vitre compteur				



Intervention Changement de puissance	CONFIDENTIEL
Intervention Passage à ANKIBA	
Intervention Changement de puissance avec changement de compteur	
Intervention Changement de puissance avec chgt de disjoncteur	
Intervention relève index	
Interventions non réalisées	
1 agent administratif GIS	

Réponse de Schwartz and Co

En tenant compte des précisions supplémentaires fournies par EDM, nous révisons notre analyse des trajectoires d'effectifs relatives à l'équipe « Techniciens Interventions Clientèle » (TIC). En effet, nous avons considéré la durée de déplacement comprise dans le temps d'intervention ce qui s'avère incorrect, et nous n'avions pas tenu compte du temps de solde des Bons d'Intervention, ni de la charge administrative en appui à l'équipe TIC.

Après prise en compte de ces nouveaux éléments, nous réévaluons le nombre d'ETP de l'équipe TIC en 2017 à 13,7 ETP, qui est cohérent avec la valeur initialement proposée par EDM et rappelée dans son commentaire au projet de rapport final.

Par ailleurs, nous notons qu'EDM retient un nombre de jours travaillés par an de 212 en moyenne. Nous ajustons donc notre hypothèse de 1450 heures travaillées par an (prise par défaut dans notre projet de rapport final) pour tenir compte de l'hypothèse d'EDM de 212 jours de travail effectif par an, soit 1696 heures par an.

Nous tenons donc compte des éléments complémentaires apportés par EDM pour réévaluer le nombre d'ETP de l'équipe TIC en 2017 à 13,7. Cette valeur sera prise en compte dans le scénario BAU et le scénario AMM.

Par ailleurs, nous retenons dans l'ensemble du plan d'affaires l'hypothèse de 212 jours de travail effectif par an, apportée par EDM dans son commentaire.

Hypothèse retenue	2018	2020	2022	2024	2026	2028
Nombre d'ETP de l'équipe TIC dans le scénario BAU	13,68	13,68	16,76	18,25	19,78	21,01
	2030	2032	2034	2036	2038	2040
	22,28	23,06	23,66	24,28	24,93	25,59

Hypothèse retenue

(€ courants)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût des relèves et des interventions techniques	CONFIDENTIEL						

4.3.2. SI et télécom relatifs au comptage évolué

OPEX SI

Les OPEX SI correspondent aux :

- OPEX SI AMM associés aux coûts de maintenance, de gestion et de sécurité du SI AMM
- OPEX SI Clientèle correspondant aux coûts de maintenance des modules AMM du SI clientèle
- Coûts de télécommunication

Hypothèses d'EDM

La trajectoire des OPEX SI estimée par EDM est exposée dans le tableau ci-après :

(k€ courants)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
OPEX SI AMM												
OPEX SI Clientèle												
Coût de télécommunication												
Total	27	71	244	264	288	310	329	341	353	367	380	395
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
OPEX SI AMM												
OPEX SI Clientèle												
Coût de télécommunication												
Total	410	425	442	461	481	502	524	547	572	597	623	

CONFIDENTIEL

Analyse

Nous avons comparé le ratio de la moyenne des OPEX SI par rapport au nombre de compteurs évolués moyen du parc d'EDM et celui d'EDF SEI.

Le calcul du ratio de la moyenne des OPEX SI (sur la période 2017-2040) / nombre de compteurs évolués moyen du parc (sur la même période) conduit à un ratio de CONFIDENTIEL pour EDM. Cette valeur est cohérente avec le ratio obtenu avec les coûts retenus dans l'étude EDF SEI calculé sur une période équivalente, soit CONFIDENTIEL.

Par ailleurs, le ratio des coûts totaux de SI et Télécom (CAPEX + OPEX sur 20 ans) divisés par le nombre de compteurs évolués à terme dans le parc pour EDM (CONFIDENTIEL) reste cohérent avec les données dont nous disposons pour certains projets européens qui font état d'un ratio CONFIDENTIEL.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses d'EDM liées aux OPEX SI.



4.3.2.1. OPEX SI AMM

OPEX du SI AMM							
Les OPEX SI AMM correspondent aux coûts de maintenance, de gestion et de sécurité du SI AMM.							
Hypothèses d'EDM							
La trajectoire des OPEX du SI AMM estimée par EDM sur la période de déploiement est exposée dans le tableau ci-après :							
€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
OPEX SI AMM							
<p><u>Justification</u> : Les OPEX du SI AMM reposent sur deux coûts sous-jacents :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les coûts de maintenance du SI AMM estimés à partir d'échanges avec les éditeurs. • Les coûts de gestion et de sécurité du SI AMM : la charge associée à la gestion du SI AMM est estimée à 0,5 ETP de l'équipe SI d'EDM lors de la phase Pilote et 1 ETP par la suite, selon les échanges avec les éditeurs. Cette charge est valorisée avec le coût annuel moyen d'un ETP DSI égal à CONFIDENTIEL . 							
Analyse							
Sur la base des éléments disponibles, la trajectoire du coût de SI AMM proposée par EDM nous semble raisonnable.							
Hypothèse retenue							
Nous proposons de retenir les hypothèses prises par EDM.							

4.3.2.2. OPEX SI Clientèle

OPEX du SI Clientèle							
Les OPEX SI Clientèle correspondent aux coûts de maintenance des modules AMM du SI clientèle.							
Hypothèses d'EDM							
La trajectoire des OPEX du SI Clientèle estimée par EDM sur la période de déploiement est exposée dans le tableau ci-après :							
€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
OPEX SI AMM							



Justification : Les coûts de maintenance des modules AMM du SI Clientèle sont estimés à partir d'échanges avec les éditeurs SI.

Analyse

Sur la base des éléments disponibles, la trajectoire du coût de SI AMM proposée par EDM nous semble raisonnable.

Hypothèse retenue

Nous proposons de retenir les hypothèses prises par EDM.

4.3.2.3. Coût de télécommunication

Coûts de télécommunication

Les coûts de télécommunications correspondent aux coûts des abonnements des opérateurs télécom pour la transmission des données entre les concentrateurs et le SI central.

Hypothèses d'EDM

EDM a retenu un coût annuel de télécommunication de CONFIDENTIEL .

La trajectoire des coûts de télécommunication estimée par EDM sur la période de déploiement est exposée dans le tableau ci-après :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
OPEX SI AMM							

Justification : Le coût de télécom retenu par concentrateur a été estimé à partir des offres des opérateurs télécom à Mayotte. Ce coût prend en compte le coût télécom associé aux liaisons avec le SCADA.

Analyse

Sur la base des éléments disponibles, la trajectoire du coût de SI AMM proposée par EDM nous semble raisonnable.

Hypothèse retenue

Nous proposons de retenir les hypothèses prises par EDM.

4.3.3. Pertes

4.3.3.1. 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'EDM

EDM n'a pas pris en compte d'hypothèses liées aux pertes techniques.

Analyse

Nous recommandons tout d'abord de prendre une hypothèse relative à la part des pertes techniques dues aux compteurs. La perte technique due aux compteurs est exposée dans le tableau ci-après, qui nous permet de calculer les écarts entre les coûts des pertes liées à la consommation de compteurs dans les deux scénarios BAU et AMM.

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 évolué monophasé	13 140
Compteur évolué triphasé	15 768

Par ailleurs, nous avons demandé à EDM de nous fournir l'historique des pertes. Nous avons calculé le taux moyen de pertes techniques à travers les 5 dernières années, exposé dans le tableau ci-après :

	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne
Volume d'énergie injectée (MWh)	285 014	299 298	315 986	327 579	340 798	-
Volume des pertes techniques (MWh)	17 072	20 536	16 396	18 980	20 312	-
Taux de pertes techniques (%)	5,99%	6,86%	5,19%	5,79%	5,96%	5,96%

Nous proposons d'appliquer un taux constant de pertes techniques à 5,96 % afin de calculer les volumes des pertes techniques dans le scénario BAU et dans le scénario AMM. Le gain des pertes techniques est déterminé par l'écart des volumes dans les deux scénarios (grâce à la réduction de la consommation sous l'effet de la MDE – voir 4.1.3.3), multiplié par le coût marginal de production fourni par EDM exposé dans le tableau ci-après.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Coût marginal de production	240	243	246	249	251	254	257	260	263	265	268	271
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	



(€courant/MWh)	274	277	279	282	285	288	291	293	296	299	302
Hypothèse retenue											
Nous avons retenu la trajectoire des gains des pertes techniques sur la période du plan d'affaire exposée dans le tableau ci-après :											
€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025			
Gains PT liés à la MDE pour EDM		320	5 998	15 920	27 265	38 686	49 814	52 203			
Gain PT liés à la consommation des compteurs	-103	-3 569	-12 373	-24 464	-37 614	-50 697	-60 852	-64 073			
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033			
Gains PT liés à la MDE pour EDM	54 524	56 758	58 885	60 888	62 747	64 655	66 616	68 628			
Gain PT liés à la consommation des compteurs	-67 384	-70 195	-73 088	-76 066	-79 131	-81 668	-83 564	-85 499			
	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040				
Gains PT liés à la MDE pour EDM	106 042	109 224	112 492	115 846	119 290	122 825	126 453				
Gain PT liés à la consommation des compteurs	70 695	72 816	74 994	77 231	79 526	81 883	84 302				

4.3.3.2. Pertes non-techniques

Pertes non-techniques dans le scénario de BAU							
Les pertes non techniques incluent principalement le coût de la fraude pour EDM et les montants non facturés pour cause de sous-comptage.							
Hypothèses d'EDM							
La trajectoire du coût des pertes non-techniques sur la période de déploiement dans le scénario BAU est exposée dans le tableau ci-après :							
€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Pertes non techniques	559 851	591 108	621 710	650 512	680 727	709 825	738 152
Justification : Le coût des pertes retenues est obtenu à partir de 3 hypothèses sous-jacentes :							
1) L'évolution du volume d'énergie injectée sur le réseau							
MWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024



Énergie injectée sur le réseau	377 719	396 549	415 127	433 330	451 032	468 103	377 719
--------------------------------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

- 2) Le taux de pertes non techniques et le volume de perte non technique de 2,6%
Ce taux de pertes non-techniques a été estimé par le pôle Réseau et reflète le taux observé en 2017. Ainsi le volume de pertes non techniques est obtenu sur la période de déploiement :

MWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Volume de PNT	9 328	9 821	10 310	10 793	11 267	11 727	12 171

- 3) La part de production du tarif de vente
La part production retenue est identique à celle communiquée à la CRE par EDM dans son dossier tarifaire d'octobre 2017.

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Part production du tarif de vente	60,0	60,2	60,3	60,3	60,4	60,5	60,7

Analyse

Nous proposons de retenir le même taux de croissance de la consommation d'électricité des sites bleus (voir paragraphe [4.1.3.1](#)) pour l'évolution du volume d'énergie injectée sur le réseau. Nous avons demandé à EDM de fournir de l'historique des pertes qui nous permet d'analyser le taux moyen de pertes non-techniques dans les cinq dernières années, exposé dans le tableau ci-après :

	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne
Volume d'énergie injectée (MWh)	285 014	299 298	315 986	327 579	340 798	-
Volume des pertes non-techniques (MWh)	7 474	5 059	10 648	6 846	9 025	
Taux de pertes non-techniques	2,62%	1,69%	3,37%	2,09%	2,65%	2,48%

Nous proposons de retenir le taux moyen de pertes non-techniques à 2,48 % et un taux de réduction de pertes non-techniques à 20 % (identique à celui retenu dans l'étude d'EDF SEI) afin de calcul le volume de pertes non-techniques. Les trajectoires de l'énergie injectée et du volume de pertes non-techniques sont exposées dans le tableau ci-après :

MWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Énergie injectée sur le réseau	361 246	381 716	402 075	422 178	441 880	461 028	479 469	497 050
Réduction de PNT	-	16	300	787	1 333	1 870	2 382	2 469
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Énergie injectée sur le réseau	513 618	529 027	543 134	555 807	566 923	578 262	589 827	601 624
Réduction de PNT	2 552	2 628	2 698	2 761	2 817	2 873	2 930	2 989
	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Énergie injectée sur le réseau	613 656	625 929	638 448	651 217	664 241	677 526	691 076	



Réduction de PNT	3 049	3 110	3 172	3 235	3 300	3 366	3 433
------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Le gain pour le client d'EDM suite à une baisse de sa consommation est donc uniquement lié à la partie fourniture du tarif bleu. Nous prenons la composante énergie du tarif bleu à 42,8 €/MWh et l'hypothèse d'une hausse annuelle moyenne de cette composante de 2,4 %, de la même manière que le marché de l'électricité en métropole.

Commentaire d'EDM

Dans sa réponse au projet de rapport final, EDM formule le souhait de maintenir un taux de pertes non-techniques à 10 %, il le justifie par le fait que Mayotte présente le taux de PNT le plus faible des territoires français et que par conséquent le diminuer de 20 % lui paraît trop ambitieux.

Par ailleurs, EDM propose de remplacer la part fourniture du TRV dans les calculs par la « part production » du tarif de vente de l'électricité à Mayotte pour 2018, qui est de 60,0 €/MWh¹².

Réponse de Schwartz and Co

Réduction des PNT

L'hypothèse de réduction des PNT est un pourcentage, qui prend donc mécaniquement déjà en compte le faible taux des PNT d'EDM. Nous notons que pour les autres GRD français ayant soumis un projet de comptage évolué, le taux de réduction des PNT retenu dans leurs plans d'affaires était indépendant du taux de PNT constaté et était toujours pris à 20 % dans le scénario de référence.

Sur cette base, nous maintenons donc le taux de réduction des PNT à 20 % tel que présenté dans le projet de rapport final.

Part fourniture du TRV à Mayotte

Il est important de noter que la « part production du tarif de vente de l'électricité » évoquée par EDM est à dissocier de la « part énergie des TRV » considérée dans le plan d'affaires, qui correspond quant à elle à la moyenne des composantes liées à l'énergie dans les TRV pour un client Bleu résidentiel.

La « part production du tarif de vente de l'électricité » est calculée *a posteriori* par le CRE comme le ratio des recettes de production par les volumes livrés. Les recettes de production sont, quant à elles, obtenues en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité aux TRV et corrigé de l'effet du tarif agent, les recettes de distribution et les recettes relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

¹² Source : Annexe 1 de la délibération CRE du 21 décembre 2017 portant correction d'erreurs figurant dans la délibération n°2017-169 du 13 juillet 2017 elle-même relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018



Équation 1. Principe de calcul de la part énergie des TRV

$$\begin{aligned}
 \text{Part Energie des TRV} &= \text{Coûts d'approvisionnement en Energie} \\
 &+ \text{Coûts d'approvisionnement en Capacité} \\
 &+ \text{Frais associés à l'activité d'approvisionnement}
 \end{aligned}$$

Équation 2. Principe de calcul des recettes de production

$$\begin{aligned}
 \text{Recettes de production} &= \text{chiffre d'affaires issu de la vente aux TRV} \\
 &- \text{recettes de distribution} \\
 &- \text{recettes relatives à la gestion de la clientèle} \\
 &+ \text{recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes}
 \end{aligned}$$

Parmi les éléments qui peuvent expliquer l'écart entre ces deux valeurs :

- l'effet de périmètre : la marge de fourniture est comprise dans la « part production » mais pas dans la « part énergie » ;
- l'effet d'assiette : la part énergie que nous considérons ne prend en compte que les sites résidentiels Bleu contrairement à la part production qui est calculée sur l'ensemble des clients finals ;
- l'effet décalage de la facturation : les volumes livrés au client final sur une année N ne correspondent pas aux volumes facturés à ce même client final sur cette même année N. Ceci est dû notamment au décalage temporel entre la période de livraison et la date d'encaissement de la facture.

Nous proposons donc en définitive de baser l'estimation de la réduction des PNT sur la valeur de la part d'énergie des TRV des clients résidentiels Bleu, en ligne avec la méthode retenue pour l'analyse du projet de comptage évolué d'EDF SEI, à savoir 42,8€/2018/MWh.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses d'EDM en corrigeant le taux de croissance du volume d'énergie injectée, le taux et la réduction des pertes non-techniques, et la composante énergie du tarif bleu. La trajectoire des gains de pertes non-techniques est exposée dans le tableau ci-après :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	-	710	13 457	36 167	62 721	90 127	117 544	124 779
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Gain PNT	132 033	139 258	146 402	153 414	160 238	167 365	174 810	182 585
	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
	190 707	199 189	208 049	217 303	226 969	237 064	247 609	

4.3.4. Autres coûts

4.3.4.1. Front et back office

4.3.4.1.1. Front et Back office dans le scénario de BAU

Coûts de front office et de back office dans le scénario de BAU

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 et la gestion des contentieux.
Front et back office sont communs aux activités de distribution et de fourniture.
Ce coût correspond aux coûts de Clientèle pour les activités de front office et de back office impactées par le projet AMM.

Hypothèses d'EDM

EDM indique que le coût de clientèle retenu est CONFIDENTIEL. EDM estime la trajectoire du coût de front office et de back office dans le scénario de BAU dans le tableau ci-après :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût de clientèle (Front et Back office)	CONFIDENTIEL						

Justification : Le coût de clientèle est estimé à partir de 2 hypothèses sous-jacentes :

- 1) Le nombre d'ETP de l'équipe clientèle GAG :
L'équipe d'EDM qui effectue les activités front et back office est l'équipe « Groupe Accueil Gestion » (GAG). Cette équipe est composée de 14 ETP (12 gestionnaires clientèle et 2 conseillers clientèle) en 2017 et de 15 ETP en 2019 après l'embauche d'un gestionnaire clientèle (prévu dans le PMT EDM communiqué à la CRE).
Afin de prendre en compte l'accroissement de l'activité due à l'augmentation de la clientèle, EDM prend l'hypothèse que les effectifs évoluent au rythme de l'accroissement de la clientèle soit 2,8 % par an à partir de 2022.
- 2) Le coût annuel moyen d'un ETP GAG : CONFIDENTIEL
Le coût moyen annuel d'un ETP GAG évolue dans le temps avec l'évolution des salaires. Le coût moyen annuel des ETP GAG est multiplié par le nombre d'ETP GAG pour obtenir le coût annuel de clientèle dans le scénario BAU. CONFIDENTIEL

Hypothèse EDM	2018	2020	2022	2024	2026	2028
Nombre d'ETP de l'équipe GAG dans le scénario BAU	14,00	15,00	15,42	16,30	17,22	18,20
	2030	2032	2034	2036	2038	2040
	19,23	20,32	21,48	22,70	23,99	25,35

Analyse

Les hypothèses sous-jacentes nous semblent raisonnables.
Nous avons demandé à EDM des précisions sur le nombre d'ETP mobilisés pour chaque opération de Front et Back office en 2017.

CONFIDENTIEL

Sur la base des éléments fournis par EDM, nous recalculons le nombre d'ETP nécessaires en 2017 avec une hypothèse de nombre d'heures travaillées par agent EDM par an de 1696 heures (sur la base de 212 jours travaillés par an). Nous obtenons un total de 11,53 ETP pour 2017. Nous appliquons ensuite l'évolution de la trajectoire du nombre d'ETP entre 2018 et 2021 tel que proposé par EDM, et indexons le nombre d'ETP sur le nombre de clients ≤ 36 kVA, entre 2022 et 2040.

Nous ajustons également le taux de croissance des clients (≤ 36 kVA) (voir paragraphe [4.1.1.3.1](#)).

Hypothèses retenues

Nous retenons les hypothèses proposées par EDM en ajustant le nombre d'ETP initial et le taux de croissance des clients.

Hypothèse retenue	2018	2020	2022	2024	2026	2028
Nombre d'ETP de l'équipe GAG dans le scénario BAU	11,53	12,53	14,43	15,38	16,67	17,71
	2030	2032	2034	2036	2038	2040
	18,78	19,43	19,94	20,47	21,01	21,57

4.3.4.1.2. Front et Back office dans le scénario AMM

Surcoût de front office et de back office dans le scénario AMM

La même définition de coût de clientèle de l'hypothèse [4.3.6.1.1](#) est retenue ici. Dans le scénario AMM, le coût additionnel de clientèle est estimé. Pendant la phase de déploiement, il est anticipé une charge plus importante sur les activités front et back office du pôle Clientèle due à l'augmentation des appels clients pour des interrogations diverses sur les compteurs évolués et/ou réclamations.

Hypothèses d'EDM

Sur la période de déploiement, EDM retient les coûts de clientèle, dus au projet, détaillés dans le tableau ci-dessous. Ils correspondent au coût d'un ETP clientèle additionnel :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Surcoût de clientèle (Front et Back office)	CONFIDENTIEL						

Justification : EDM estime que la surcharge due au projet AMM correspond à environ un ETP additionnel. Cela légitime l'ajout d'un ETP aux effectifs de l'équipe clientèle GAG d'EDM à partir du début de la période de déploiement des compteurs évolués en plus des embauches



prévues dans le scénario BAU. En outre, afin de prendre en compte l'accroissement de l'activité due à l'augmentation de la clientèle sur la période, EDM prend l'hypothèse que les effectifs évoluent au rythme de l'accroissement de la clientèle soit 2,8 % par an à partir de 2022 (période non couverte dans le dossier tarifaire communiqué à la CRE).

Les ETP additionnels par rapport à l'effectif dans le scénario BAU sont valorisés au coût annuel moyen des ETP de l'équipe GAG.

Hypothèse EDM	2018	2020	2022	2024	2026	2028
Nombre d'ETP de l'équipe GAG dans le scénario AMM	14,00	16,00	16,45	16,38	17,31	18,30
	2030	2032	2034	2036	2038	2040
	19,33	19,40	19,48	20,58	19,72	20,84

Analyse

Nous avons demandé à EDM des précisions sur le nombre d'ETP mobilisé pour chaque opération de Front et Back office en 2017.

Sur la base des éléments fournis par EDM, nous recalculons le nombre d'ETP nécessaire en 2017 avec une hypothèse de nombre d'heures travaillées par un agent EDM par an de 1696 heures. Nous utilisons ensuite les hypothèses de réduction de la charge dans un scénario 100 % de compteurs évolués (avec le même volume de compteurs du parc en 2017) qui ont été proposées par EDM. Nous obtenons les résultats du tableau ci-dessous.

Hypothèses retenues par Schwartz and Co	Nombre ETP (2017)	% de réduction scénario 100 % AMM	Nombre ETP (100 % AMM)
Total Fichiers contrôles BO	CONFIDENTIEL		
Traitement Rétablissement suite à coupure			
Création des affaires de coupure			
Courriers ordinaires			
RECLA - Interventions techniques			
RECLA - Qualité de fourniture et réseau			
RECLA - Raccordement			
RECLA - Recouvrement			
RECLA - Relevé et factures			
RECLA - Vente, conseils et services			
RECLA - Suite 1ere rép.			
Accueil physique/Pré accueil/BRT			
Accueil Pro			
Caisse			
Téléphone			
Rejets de prélèvement			
Chèques et VAD			



Facturation PART			
Facturation PRO			
Avancement du contentieux			
Intégration règlements BIP			
Intégration Paybox			
Remboursement Mwezi/Résilié			
Total			

Nous considérons en 2017 un nombre d'ETP de CONFIDENTIEL . Nous appliquons ensuite l'évolution de la trajectoire du nombre d'ETP entre 2018 et 2025 tel que proposé par EDM. A partir de 2026, nous tenons compte pour les effectifs FO-BO des gains liés au développement des compteurs évolués et la réduction de charge engendrée. Nous utilisons alors le résultat ci-dessus (CONFIDENTIEL ETP pour un périmètre 2017) que nous indexons sur le nombre de clients dans le parc. La trajectoire ainsi obtenue constitue notre trajectoire d'effectifs dans le scénario AMM.

Hypothèses retenues

Nous retenons une trajectoire de nombre d'ETP pour l'équipe FO-BO qui tient compte dès 2026 de 100 % de la réduction de charge permise par le projet de comptage évolué.

Hypothèse retenue	2018	2020	2022	2024	2026	2028
Nombre d'ETP de l'équipe GAG dans le scénario AMM (scénario de référence)						
	2030	2032	2034	2036	2038	2040

4.3.4.2. Coût d'exploitation des données

Coût de gestion du parc AMM

Le coût de gestion du parc AMM correspond au coût associé au traitement et à l'exploitation des données reçues du parc de compteurs évolués.

Hypothèses d'EDM

La trajectoire du coût de gestion estimé par EDM sur la période de déploiement est exposée ci-après :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût de gestion du parc AMM	CONFIDENTIEL						

Justification : CONFIDENTIEL Le coût de gestion du parc est obtenu en multipliant chaque année le nombre d'ETP mobilisés pour la gestion du parc par le coût de ces ETP.



Analyse
Les hypothèses proposées par EDM sont cohérentes avec les hypothèses retenues dans d'autres projets.
Hypothèses retenues
Nous retenons les hypothèses proposées par EDM.

4.3.4.3. Coûts de RH

4.3.4.3.1. Formation

Coûts de formation							
Le coût des formations correspond au coût associé aux formations nécessaires pour la montée en compétences des équipes sur les activités impactées par le projet AMM. Les formations nécessaires seraient les suivantes :							
<ul style="list-style-type: none"> • Formations SI : Formations SI AMM • Formations techniques : <ul style="list-style-type: none"> ○ Formation Compteurs évolués ○ Formation Concentrateurs ○ Formation pose des compteurs évolués ○ Formation pose des concentrateurs ○ Formation aux outils PDA et tablettes ○ Formation pré-visite de sécurité des postes ○ Formation aux travaux préparatoires des concentrateurs 							
Hypothèses d'EDM							
La trajectoire du coût des formations estimées par EDM sur la période de déploiement est exposée dans le tableau ci-après :							
€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût des formations							
<u>Justification</u> :							
CONFIDENTIEL							
Analyse							
Les hypothèses sous-jacentes proposées par EDM nous semblent raisonnables.							
Hypothèse retenue							
Les hypothèses d'EDM sont retenues.							



4.3.4.3.2. Change management

Coûts de change management

Le coût de change management correspond au coût associé aux activités d’accompagnement des différentes transformations en interne générées par le projet AMM. Cela comprend la communication en interne du projet, la mise en place de formations pour informer et communiquer sur ces transformations, la gestion et l’organisation des formations techniques et SI, etc.

Hypothèses d’EDM

La trajectoire des coûts de change management estimée par EDM sur la période de déploiement est exposée dans le tableau ci-après :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût des formations							

Justification :

Le coût de change management est estimé à partir de la charge associée aux activités de change management. EDM estime que les activités de change management justifient l’ajout d’un ETP Cadre RH aux équipes EDM à partir de la phase pilote du projet. Cet ETP additionnel sera présent dans les effectifs d’EDM sur la durée du plan d’affaires.

Il pourra prendre en charge à mi-temps des activités de change management et à mi-temps les activités de communication (décrites dans l’hypothèse [4.3.4.4](#)) associés au projet.

Les coûts alloués aux activités correspondent donc à la moitié du coût annuel moyen d’un cadre des ressources humaines d’EDM. Le coût moyen annuel d’un cadre des ressources humaines est : CONFIDENTIEL .

Analyse

Le coût de change management estimé par EDM est égal à la moitié du coût moyen annuel d’un cadre des ressources humaines, soit CONFIDENTIEL . Cette hypothèse nous semble acceptable.

EDM prend en compte le coût de change management jusqu’à 2040. Nous proposons de limiter la prise en compte de ce coût jusqu’à un an après la fin du déploiement, soit jusqu’à 2025.

Hypothèse retenue

Nous retenons les hypothèses liées au coût de change management mais proposons de limiter la prise en compte de ce coût jusqu’à un an après la fin de la durée de déploiement.

4.3.4.4. Communication

Coûts de communication



Le coût de communication correspond au coût associé aux activités de communication autour du déploiement des compteurs évolués à Mayotte.

Hypothèses d'EDM

La trajectoire des coûts de communication estimée par EDM sur la période de déploiement est exposée dans le tableau ci-après :

€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût des formations							

Justification : Le coût de communication lié au projet AMM est estimé en prenant compte des éléments suivants :

- 1) L'envoi d'un courrier à tous les clients pour informer et communiquer sur la mise en place des compteurs évolués :
EDM estime qu'un courrier sera envoyé à tous les clients pour lesquels le compteur résidentiel historique sera remplacé par un compteur évolué et pour tous les nouveaux clients sur la période de déploiement.
Le coût d'envoi d'un pli est estimé à CONFIDENTIEL .
- 2) La mise en place de campagnes de sensibilisation accompagnant le déploiement des compteurs évolués :
A partir du coût des campagnes de communication observé par EDM, EDM estime le coût des campagnes de sensibilisation sur le projet AMM à CONFIDENTIEL. Ce coût est appliqué à 40% pour la phase de Pilote et préparation de la Généralisation, 25% pour la première année du déploiement, 20% pour la deuxième année du déploiement et 15% pour la troisième année du déploiement.
- 3) Le coût de la charge associée aux activités de communication :
La charge des activités de communication autour du projet AMM seront prise en charge à mi-temps par l'ETP additionnel Cadre RH (mobilisé à mi-temps sur les activités de change management associés au projet – Voir l'hypothèse [4.3.6.3.2](#)).

Analyse

Le coût de communication comprenant le coût d'envoi, le coût de la mise en place des campagnes de sensibilisation et le coût de la moitié du coût moyen annuel d'un cadre des ressources humaines nous semble raisonnable.

EDM prend en compte le coût de communication jusqu'à 2040. Nous proposons de limiter la prise en compte de ce coût à un an après la fin du déploiement, soit jusqu'à 2025.

Hypothèse retenue

Nous retenons le coût de communication proposé par EDM mais proposons de limiter la prise en compte de ce coût à un an après la fin de la durée de déploiement.



4.3.4.5. Coût de l'adhésion au Groupement d'Intérêt Public (GIP)

Coût de l'adhésion au Groupement d'Intérêt Public (GIP)
EDM a fait le choix d'adhérer au GIP afin de sécuriser ses achats de compteurs évolués et de concentrateurs ainsi que du matériel supplémentaire associé. Ainsi, EDM doit supporter des coûts d'adhésion au GIP.
Hypothèses d'EDM
Les coûts d'adhésion au GIP retenus sont 40 k€ annuels sur la période 2019-2023. <u>Justification</u> : Le processus d'adhésion au GIP étant en cours, les coûts d'adhésion n'ont pas été déterminés. EDM a estimé ce coût à 40 k€ annuels du début de la période de déploiement à un an avant la fin de cette période, ce qui correspond à la période de commandes massives de matériels.
Analyse
EDM nous a confirmé qu'il était en cours d'inscription au GIP Linky mais qu'il ne disposait pas encore à ce stade des coûts relatifs à l'adhésion. L'hypothèse retenue est donc une estimation basée sur peu d'éléments tangibles. Nous disposons des coûts de fonctionnement prévisionnels du GIP Linky, à partir desquels nous avons évalué les coûts susceptibles d'être portés par ses membres sur les prochaines années. En définitive, nous retenons une hypothèse de coût par unité de compteur commandée via le GIP de : CONFIDENTIEL .
Hypothèse retenue
Nous proposons un coût d'adhésion au GIP Linky à CONFIDENTIEL .

4.3.5. Gain sur les charges d'exploitation du distributeur

4.3.5.1. Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : relève et interventions techniques

Gain sur les charges d'exploitation : relève et interventions techniques
Le projet AMM permet d'effectuer les opérations de relèves ainsi qu'un certain nombre d'opérations sur les compteurs évolués à distance telles que la mise en service, la coupure, le changement de puissance souscrite, etc.



Ainsi, un certain nombre des interventions physiques sur les compteurs sont rendues non nécessaires avec le projet AMM.

Le projet AMM permet donc d'effectuer des gains sur le coût de ces interventions.

Hypothèses d'EDM

Les gains sur les interventions techniques sont retenus par calcul d'écart entre le coût des interventions techniques dans le scénario BAU et celui dans le scénario AMM.

Le coût des relèves et interventions techniques dans le scénario AMM est estimé à partir de 2 hypothèses sous-jacentes :

1) Le nombre d'ETP de l'équipe TIC

Étant donné que la charge associée aux relèves et interventions techniques diminue grâce au projet AMM, EDM considère qu'il n'est pas justifié économiquement de remplacer les départs à la retraite après la période de déploiement. EDM estime en outre que dans un scénario avec 100% de compteurs évolués sur le parc, 8 ETP sont nécessaires pour réaliser les interventions. Cette hypothèse prend en compte la charge associée à la relève manuelle effectuée sur 1% des compteurs évolués dont la fonction télérelève ne fonctionnerait pas. Ce taux est aligné sur le taux de performance des compteurs évolués pour la télérelève de 99% retenu dans l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI ». Ainsi, les départs à la retraite sont remplacés au-delà du seuil de 8 ETP.

L'effectif de l'équipe TIC suit donc l'évolution suivante avec la mise en place du projet AMM :

€ courants	2018	2024	2025	2026	2030	2031
Départs à la retraite (non-remplacés)						
Effectifs TIC scénario AMM						

2) Le coût moyen annuel d'un ETP clientèle de l'équipe TIC : CONFIDENTIEL

Le coût moyen annuel d'un ETP évolue dans le temps avec l'évolution des salaires.

Le coût moyen annuel des ETP est multiplié par le nombre d'ETP de l'équipe TIC qui réalisent les relèves et les interventions techniques pour obtenir le coût annuel de ces interventions.

Hypothèse EDM	2018	2020	2022	2024	2026	2028
Nombre d'ETP de l'équipe TIC dans le scénario AMM						
	2030	2032	2034	2036	2038	2040

Analyse

Nous avons demandé à EDM sur les justifications des hypothèses sous-jacentes à la charge de l'équipe TIC. EDM nous a expliqué qu'une erreur s'était glissée dans le plan d'affaire, et que l'hypothèse à retenir est 5 ETP et non 8 ETP (pour un scénario 100 % de compteur évolué).

Nous avons ensuite demandé à EDM des précisions sur les interventions résiduelles.



Nous avons analysé les informations fournies par EDM liées à la charge des agents de l'équipe TIC en 2017. Ces éléments nous semblaient manquer de cohérence.

Nous avons alors calculé le nombre d'ETP nécessaire en 2017 avec une hypothèse de nombre d'heures travaillées par un agent EDM par an de CONFIDENTIEL . Nous utilisons ensuite les hypothèses de réduction de la charge dans un scénario 100 % de compteurs évolués (avec le même volume de compteurs du parc en 2017) qui ont été proposées par EDM. Nous obtenons les résultats du tableau ci-dessous. Nous notons que nous avons ajusté le pourcentage de réduction des interventions de type « interventions non réalisées » en calculant la moyenne des taux de réduction moyen des interventions techniques pondérée par le volume des interventions. Nous obtenons un taux de réduction de 71 %, différent du taux de 85 % proposé par EDM.

Hypothèses retenues par Schwartz and Co	Nombre ETP (2017)	% de réduction scénario 100 % AMM	Nombre ETP (100 % AMM)
Relève			
Intervention dépannage avec changement de compteur			
Intervention MES avec pose compteur			
Intervention - Depannage sans changement de compteur			
Intervention Coupure pour impayé			
Intervention Enquête et Contrôle			
Intervention Rétablissement suite à coupure			
Intervention MHS avec dépose compteur			
MES standard			
Intervention MHS sans dépose compteur			
Intervention changement de vitre compteur			
Intervention Changement de puissance			
Intervention Passage en Prépaiement			
Intervention Changement de puissance avec chgt de compteur			
Intervention Changement de puissance avec chgt de disjoncteur			
Intervention relève index			
Interventions non réalisées			
Total			

Nous considérons en 2017 un nombre d'ETP de CONFIDENTIEL . Nous appliquons ensuite l'évolution de la trajectoire du nombre d'ETP entre 2018 et 2025 tel que proposée par EDM. A partir de 2026, nous tenons compte pour les effectifs de l'équipe TIC des gains liés au développement des compteurs évolués et la réduction de charge engendrée. Nous utilisons alors le résultat ci-dessus (CONFIDENTIEL) que nous indexons sur le nombre de clients dans le parc. La trajectoire ainsi obtenue constitue notre trajectoire d'effectifs dans le scénario AMM.



Afin d'évaluer l'impact de l'évolution des départs à la retraite, nous proposons également un calcul de sensibilité sur l'évolution du nombre d'ETP de l'équipe TIC en tenant compte de la trajectoire des départs à la retraite proposée par EDM.

Commentaire d'EDM

Comme expliqué au paragraphe 4.3.1, dans sa réponse au projet de rapport final, EDM apporte des informations complémentaires permettant d'affiner l'évaluation de la charge des Interventions Techniques Clientèle et précise que certaines informations n'ont pas été prises en compte. Le temps de trajet aller/retour vers le secteur d'intervention de CONFIDENTIEL en moyenne n'avait notamment pas été considéré. Il réduit le temps de travail effectif sur le terrain de CONFIDENTIEL .

Réponse de Schwartz and Co

En tenant compte des précisions supplémentaires fournies par EDM dans son commentaire sur le projet de rapport final, nous révisons notre analyse des trajectoires d'effectifs relatives à l'équipe « Techniciens Interventions Clientèle ». Après prise en compte de ces nouveaux éléments, nous réévaluons le nombre d'ETP de l'équipe TIC en 2017 à CONFIDENTIEL , qui est cohérent avec la valeur initialement proposée par EDM et rappelée dans son commentaire au projet de rapport final.

Nous modifions en conséquence la trajectoire de nombre d'ETP de l'équipe TIC dans le scénario AMM et donc les hypothèses de gains sur les charges d'exploitation du distributeur en conséquence. Les hypothèses de réduction de la charge dans un scénario 100 % de compteurs évolués (avec le même volume de compteurs du parc en 2017) sont mises à jour ci-dessous, suite à la prise en compte des informations complémentaires apportées par EDM.

Hypothèses retenues par Schwartz and Co	Nombre ETP (2017)	% de réduction du volume d'interventions dans le scénario 100 % AMM	Nombre ETP (100 % AMM)
Relève Intervention dépannage avec changement de compteur Intervention MES avec pose compteur Intervention - Depannage sans changement de compteur Intervention Coupure pour impaye Intervention Enquête et Contrôle Intervention Retablisement suite à coupure Intervention MHS avec depose compteur MES standard Intervention MHS sans depose compteur Intervention changement de vitre compteur Intervention Changement de puissance Intervention Passage en Prepaiement			CONFIDENTIEL



Intervention Changement de puissance avec chgt de compteur	
Intervention Changement de puissance avec chgt de disjoncteur	
Intervention relève index	
Interventions non réalisées	
1 agent administratif GIS	
Total	

Hypothèse retenue	
Nous retenons en 2017 un nombre d'ETP de CONFIDENTIEL . Nous appliquons ensuite une trajectoire de nombre d'ETP pour l'équipe TIC qui tient compte dès 2026 de 100 % de la réduction de charge permise par le projet de comptage évolué.	

Hypothèse retenue	2018	2020	2022	2024	2026	2028
Nombre d'ETP de l'équipe TIC dans le scénario AMM (scénario de référence)	13,68	13,68	13,68	12,68	10,86	11,86
	2030	2032	2034	2036	2038	2040
	12,24	12,66	12,99	13,34	13,69	14,05

4.3.5.2. 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 évolués 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, l'écart étant principalement dû à la différence entre les consommations propres des compteurs. Les données de pertes techniques et non techniques ainsi que les coûts/gains correspondants sont décrits au paragraphe 4.3.3.1.

Gain sur les charges d'exploitation : pertes non-techniques							
Le projet AMM permet d'effectuer des gains sur les PNT notamment grâce à une limitation (due à la conception même des matériels) et une détection facilitée des fraudes. Le projet AMM permet également d'avoir une estimation plus précise des pertes non-techniques.							
Hypothèses d'EDM							
La trajectoire des gains sur les pertes non-techniques sur la période de déploiement dans le scénario AMM est exposées dans le tableau ci-dessous :							
€ courants	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024



Gains sur les pertes non techniques		501	11 000	26 969	44 751	63 944	73 815
<p>Les gains sur les pertes non techniques sont retenus par calcul d'écart entre le coût des pertes non techniques dans le scénario BAU et celui dans le scénario AMM.</p> <p>Le coût des pertes non techniques dans le scénario de la mise en place des compteurs évolués est retenu à partir des trois hypothèses sous-jacentes :</p> <ol style="list-style-type: none">1) Un taux de réduction du volume des PNT : 10 %, selon EDM Ce taux est le même que celui retenu dans l'« Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI ».2) Une trajectoire de coûts dans un scénario 100 % de compteurs évolués posés est obtenue en valorisant le volume des PNT réduit avec la Part Production du Tarif de Vente (PPTV), communiquée par la Finance.3) Pour obtenir le coût des PNT dans le scénario de mise en place des compteurs évolués, cette trajectoire de coûts est appliquée chaque année au prorata des compteurs évolués sur le parc et le coût des PNT dans le scénario BAU au prorata des compteurs résidentiels historiques résiduels sur le parc.							
Analyse							
<p>La méthodologie du calcul nous semble raisonnable. En revanche, le taux de réduction du volume des PNT à 10 % est mal interprété. La réduction des PNT réellement retenue dans l'étude EDF SEI est de 20%, correspondant à une diminution des pertes totales d'environ 10 % ce qui est assez proche de la cible pour Enedis. Nous proposons donc une réduction des PNT corrigée sur la base d'un taux de réduction des pertes non techniques de 20 %.</p>							
Hypothèse retenue							
<p>Nous proposons de retenir une réduction des PNT de 20 % avec une analyse de sensibilité pour une réduction des PNT de 30 %.</p>							

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

Gain sur les charges d'exploitation : Clientèle – Front et Back office (BP AMM)

Le projet AMM devrait permettre à terme de réduire la charge sur les activités de clientèle. En effet, les compteurs évolués devraient permettre de réduire la charge liée aux activités de facturation grâce à une facturation à la consommation réelle et une relève automatisée et fiable. Le projet devrait également permettre de réduire les réclamations des clients. EDM estime que ces gains auront lieu après la stabilisation du projet AMM, c'est-à-dire à partir d'un an après la phase de déploiement.



Hypothèses d'EDM
<p>Les gains sur les coûts de clientèle (front et back office) sont comptabilisés à partir de la fin de la phase de déploiement. Ces gains sont retenus par calcul d'écart avec les coûts de clientèle dans le scénario BAU sur chaque année de la période post-déploiement.</p> <p>Le coût de clientèle dans le scénario AMM est estimé à partir de 2 hypothèses sous-jacentes :</p> <ol style="list-style-type: none">1) Le nombre d'ETP de l'équipe clientèle : Étant donné que la charge liée aux activités de front et back office diminuent grâce au projet AMM, EDM considère qu'il n'est pas justifié économiquement de remplacer les départs à la retraite à partir de la fin de la période de déploiement. EDM estime en outre que dans un scénario avec 100% de compteurs évolués sur le parc 12 ETP sont nécessaires pour réaliser les activités front et back office. Ainsi, les départs à la retraite sont remplacés en-deçà du seuil de 12 ETP. En outre, afin de prendre en compte l'accroissement de l'activité due à l'augmentation de la clientèle, nous prenons l'hypothèse que les effectifs évoluent au rythme de l'accroissement de la clientèle soit 2,8 % par an à partir de 2022 (période non couverte dans le dossier tarifaire communiqué à la CRE). Ainsi, sur la période du projet, l'évolution totale des effectifs de client évolue à un rythme moins soutenu dans le scénario AMM que dans le scénario BAU occasionnant un gain pour EDM en tant que distributeur.2) Le coût moyen annuel d'un ETP clientèle de l'équipe GAG : CONFIDENTIEL Le coût moyen annuel d'un ETP évolue dans le temps avec l'évolution des salaires. Le coût moyen annuel des ETP est multiplié par le nombre d'ETP de l'équipe GAG.
Analyse
<p>Nous avons demandé à EDM des précisions sur les actions réduites. Sur la base des informations fournies, nous avons évalué la réduction de charge de l'équipe FO-BO et la baisse des effectifs induites à partir de 2026 tel que décrit dans la section « Charges d'exploitation du distributeur » (voir 4.3.4.1.2).</p>
Hypothèse retenue
<p>Nous retenons une trajectoire de nombre d'ETP pour l'équipe FO-BO qui tient compte dès 2026 de 100 % de la réduction de charge permise par le projet de comptage évolué (voir 4.3.4.1.2).</p>

4.3.5.4. 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. EDM



explique qu'il n'a pas de vision sur les impacts de l'arrêté métrologie car il considère que l'arrêté métrologie et l'envoi en métropole des échantillons de ses compteurs pour contrôle sont indépendants du projet de comptage évolué. De plus, EDM n'a pas encore de retour d'expérience sur la conformité d'échantillons de compteurs actuellement aux contrôles réglementaires. Cependant, EDM nous a indiqué que dans le cadre du plan d'affaires fourni à la CRE pour le calcul des dotations FPE, il a estimé les lots à constituer en fonction des modèles et le nombre de compteurs à envoyer en métropole pour effectuer les contrôles réglementaires de métrologie. Il a ainsi évalué à 3 655 compteurs le nombre de compteurs à envoyer, dont 50 % en 2019 (soit 1 827), 25 % en 2020 (soit 914) et 25 % en 2021 (soit 914).

Les coûts retenus se décomposent comme suit :

- compteur à remplacer y compris la sous-traitance de la dépose et repose : CONFIDENTIEL en 2019 inflaté chaque année ;
- contrôle en métropole y compris les frais d'envoi : CONFIDENTIEL en 2019, inflaté chaque année.

Ces hypothèses conduisent à un coût total par compteur de CONFIDENTIEL , soit CONFIDENTIEL pour le nombre de compteurs envisagé. Il s'agit ainsi d'un coût extrêmement élevé. Au vu de ce coût, nous considérons qu'il est plus pertinent de considérer dans le scénario BAU un remplacement de 100 % des compteurs.

Etant donné que nous prenons en compte le remplacement de l'ensemble des compteurs CEM dans le scénario BAU entre 2019 et 2023, le parc sera fortement renouvelé sur cette période, tout comme le scénario AMM où le parc sera renouvelé grâce à la pose des compteurs évolués. En conséquence, l'âge du parc sera relativement proche entre les scénarios BAU et AMM. Il en découle que les charges liées au dispositif de vérification périodique des compteurs (tous les 10 ans d'après l'arrêté métrologie) suivront un rythme relativement similaire et seront donc relativement proches dans les deux scénarios. Par ailleurs, nous ne disposons pas d'éléments précis sur les coûts éventuels qui seraient générés par l'échantillonnage et le contrôle dans le cadre du décret métrologie.

Au vu des différents éléments fournis ci-dessus, nous proposons de ne pas tenir compte des différences de coûts liés à l'obligation de vérification périodique, entre les scénarios BAU et AMM.

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'EDM
EDM 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 couverts au titre des charges de service public. Ainsi, tout gain pour les activités de production se retrouve en gain sur les charges de service public, voir ci-dessous.
Hypothèse retenue
Pas de coûts ni de gains à considérer hors charges de service public.

4.4.2. Coûts et gains pour les activités fourniture d'EDM

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'EDM.
Hypothèses d'EDM
EDM ne propose pas d'hypothèse sur ce sujet.
Analyse
<p>EDM 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'investissements en SI• Coûts opérationnels en SI• Évolution du volume de contestations et autres sollicitations du client• Coût d'exploitation des données <p>Ces coûts et gains sont partagés entre le distributeur et le fournisseur mais, EDM 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).</p> <p>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, 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

Gains liés à la MDE pour les clients

La mise en place du projet AMM devrait permettre aux clients finaux de mieux maîtriser leur consommation d'électricité grâce à une information plus précise sur leur consommation et ainsi de baisser la consommation totale d'électricité.

Hypothèses d'EDM

EDM estime un gain total actualisé de 1,91 M€ sur la période 2018-2040.

Justification: EDM retient une diminution de la consommation d'électricité de 1% dans un scénario de 100% des compteurs évolués posés. Cette diminution liée à la MDE est alignée avec l'hypothèse présentée dans la « Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 30 avril 2014 sur le cadre de régulation du projet de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT \leq 36 kVA ».

Cette diminution de 1 % de l'énergie consommée est valorisée avec la part « Production » du tarif de vente communiquée par la Direction Finance.

La trajectoire de gains obtenue est appliquée chaque année au prorata des compteurs évolués sur le parc.

Analyse

Les clients d'EDM paient l'électricité au prix du tarif, comme en métropole, décomposé en 3 composantes :

- Partie fourniture d'électricité (coûts de l'énergie et de la fourniture)
- Partie accès au réseau (coûts liés à l'acheminement)
- Partie taxes

Les revenus liés aux parties accès au réseau et taxes, doivent être garantis. Si une partie de la population paie moins, une autre partie doit payer plus pour compenser. Il ne s'agit pas d'un gain mais d'un transfert.

Nous retenons une diminution de la consommation d'électricité de 1 % (voir 4.1.3.3) proportionnellement au nombre de compteurs évolués posés dans le parc.

Le gain pour le client d'EDM suite à une baisse de sa consommation est donc uniquement lié à la partie fourniture du tarif bleu.

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 prenons l'hypothèse d'une hausse annuelle moyenne de cette composante de 2,4 % soit une faible remontée du prix réel de l'énergie sur 10 ans et une quasi stabilisation au-delà en termes réels.

Hypothèse retenue

La composante énergie du tarif bleu à 42,8 €/MWh suivant une indexation à 2,4 % par an est le montant utilisé pour valoriser une baisse de consommation pour le client d'EDM.



4.4.3.2. MDE pour la collectivité

Gains liés à la MDE pour la collectivité

La maîtrise de la demande d'énergie due à la mise en place du projet AMM et amenant une baisse de la consommation totale d'électricité permet également une baisse de la part subventionnée du tarif de vente par la collectivité.

Hypothèses d'EDM

EDM estime un gain total actualisé de 6,77 M€ sur la période 2018-2040.

Justification : EDM calcule ces gains en valorisant la baisse de la consommation totale d'électricité grâce à la MDE avec la part non-subventionnée du tarif de vente soit la différence entre le coût marginal de production de l'électricité à Mayotte et la part production du tarif de vente.

Le coût marginal de production retenu chaque année est calculé à partir des moyennes de coûts marginaux de production en 2022 et en 2032 à Mayotte, présentés dans la « Délibération de la commission de régulation de l'énergie du 9 mai 2017 portant communication relative à la publication des coûts marginaux prévisionnels de production d'électricité dans les zones non interconnectées aux horizons 2022 et 2032 ». Une extrapolation linéaire est effectuée afin d'obtenir les coûts marginaux de production sur toute la période 2018-2031.

La trajectoire de gains obtenue est appliquée chaque année au prorata des compteurs évolués posés sur le parc afin d'obtenir les gains liés à la MDE pour la collectivité.

Analyse

Nous approuvons le calcul des gains liés à la valorisation de la baisse de la consommation totale d'électricité grâce à la MDE

Par ailleurs, EDM ne prend aucune hypothèse relative à la baisse de la pointe. Nous avons demandé les données relatives à la pointe d'électricité en 2017 et la consommation totale. 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 coût auquel la pointe effaçable doit être valorisée reste à évaluer.

2017	Parc total	Sites bleus
Pointe (MW)	54,0	34,4
Puissance moyenne appelée du mois relatif à la pointe (MW)	40,9	
Energie livrée totale (MWh)	340 798	217 363
Part des sites bleus dans la consommation totale		64%
Pointe effaçable (MW)	13,1	8,4



Pour valoriser la baisse de la pointe, nous nous appuyons sur les coûts d'investissements de deux projets de centrales thermiques de production d'électricité prévus par EDM :

- Badamiers 3 (48 MW) mise en service en 2031 : CONFIDENTIEL
- Longoni 3 (72 MW) mise en service en 2037 : CONFIDENTIEL

En considérant une durée de vie à 30 ans et le coût moyen d'investissement des deux projets ci-dessus, nous obtenons une valorisation du coût de la capacité électrique à CONFIDENTIEL. Nous réaliserons une analyse de sensibilité avec un coût 50 % plus faible.

Commentaire d'EDM

Dans sa réponse au projet de rapport final, EDM indique que les hypothèses de coût marginal de production sont identiques pour le BP d'EDM comme pour le BP de Schwartz and Co, à savoir une moyenne des valeurs 2022 et 2032 présentées dans la délibération de la CRE du 9 mai 2017.

Cependant, d'une année à l'autre, EDM constate que, dans la trajectoire présentée dans la délibération de la CRE, la baisse du coût marginal est très significative, de l'ordre de 200 €/MWh sur de la prospective à 15 ans. Ce qui laisse présumer de l'incertitude de ces valeurs.

EDM note que la délibération de la CRE du 9 mars 2016 présentait un coût marginal de production en 2030 de 580 €/MWh à la pointe (et de 450 €/MWh en heures creuses) mais que l'année suivante, la délibération de la CRE du 9 mai 2017 (utilisée comme base de l'hypothèse retenue dans le plan d'affaires) présente des coûts marginaux de production :

- à la pointe de 350 €/MWh et 370 €/MWh respectivement pour 2022 et 2032 (soit une moyenne de 360 €/MWh),
- et en heures creuses de 240 €/MWh et 270 €/MWh (soit une moyenne de 255 €/MWh).

EDM propose donc de réaliser une étude de sensibilité sur la valeur du coût marginal de production.

D'autre part, EDM note que la part énergie du tarif de vente utilisée dans les calculs du projet de rapport final est de 42,8€/MWh, et la met en opposition à la « part production » du tarif de vente de l'électricité à Mayotte pour 2018 de 60,0 €/MWh¹³.

Réponse de Schwartz and Co

L'analyse d'EDM concernant la forte variabilité du coût marginal de production nous semble recevable. En effet, la méthodologie retenue par la CRE dans l'évaluation des coûts de production prévisionnels dans les ZNI s'appuient notamment sur les objectifs de

¹³ Source : Annexe 1 de la délibération CRE du 21 décembre 2017 portant correction d'erreurs figurant dans la délibération n°2017-169 du 13 juillet 2017 elle-même relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018



développement des différentes filières de production fixés par les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE), en particulier celui de Mayotte pour EDM. La publication de la version de mars 2017 de la PPE de Mayotte peut expliquer la variation du coût de production obtenu par la CRE dans sa délibération du 9 mai 2017 par rapport à celle du 9 mars 2016.

Au vu de l'incertitude sur les filières qui composeront le parc de production mahorais à moyen terme, il nous semble pertinent de réaliser une analyse de sensibilité sur la valeur du coût de production en 2040 avec une hypothèse à la hausse (+100 €/MWh) et à la baisse (-100 €/MWh).

Concernant la part énergie du TRV utilisée et comme indiqué précédemment (voir 4.3.3.2), il est important de noter que la « part production du tarif de vente de l'électricité » évoquée par EDM est à dissocier de la « part énergie des TRV » considérée dans le plan d'affaires, qui correspond à la moyenne des composantes liées à l'énergie dans les TRV pour un client Bleu résidentiel.

Nous proposons donc de baser l'estimation de la réduction des PNT sur la valeur de la part d'énergie des TRV des clients Bleus résidentiels, en ligne avec la méthode retenue pour l'analyse du projet de comptage évolué d'EDF SEI, à savoir 42,8 €₂₀₁₈/MWh. Nous proposons également de faire un calcul de sensibilité sur le coût marginal de production en 2040 à la hausse (+100 €/MWh) et à la baisse (-100 €/MWh).

Hypothèse retenue

Les gains liés à la MDE pour la collectivité se manifestent d'un côté par la baisse de la consommation et d'autre côté par la baisse de la pointe (voir paragraphe 4.1.3.3). La trajectoire des gains retenue pour la collectivité est exposée dans le tableau ci-après :

(€courant)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gains liés à la baisse de consommation	-	912	17 276	46 431	80 520	115 704	150 901	160 189
Gains liés à la pointe effaçable	-	-	178	3 281	8 636	14 716	20 846	26 885
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Gains liés à la baisse de consommation	169 501	178 776	187 949	196 950	205 710	214 860	224 417	234 399
Gains liés à la pointe effaçable	28 314	29 819	31 404	33 073	34 831	36 682	38 632	40 685
	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Gains liés à la baisse de consommation	244 826	255 715	267 090	278 970	291 378	304 339	317 876	
Gains liés à la pointe effaçable	42 848	45 125	47 524	50 049	52 710	55 511	58 462	

Nous réalisons un calcul de sensibilité sur le coût marginal de production en 2040 à la hausse (+100 €/MWh) et à la baisse (-100 €/MWh).



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 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'EDM

EDM n'a pris aucune hypothèse liée à la non-présence du client pour la relève et les interventions.

Analyse

Nous ne disposons pas de données précises permettant d'aboutir à une hypothèse spécifique pour Mayotte. Par souci de cohérence, nous proposons donc d'utiliser la même valeur que celle calculée pour les clients d'Enedis en métropole, tout en retraitant la différence de niveau de vie.

Aujourd'hui nous ne disposons pas d'éléments supplémentaires par rapport à l'analyse faite dans le cadre du BP Linky, toutefois nous tenons à préciser que cette analyse est basée sur un calcul théorique.

La valeur utilisée dans le BP Linky est de 3,70 €₂₀₀₇. Nous estimons qu'en lien avec la méthode de calcul utilisée, il convient de l'inflater de l'évolution des salaires, nous proposons donc de retenir 4,53 €₂₀₁₈ (en métropole). Pour tenir compte du contexte mahorais, nous appliquons à cette valeur le ratio entre le PIB par habitant à Mayotte et celui en métropole.

2015	Mayotte	Métropole
PIB par habitant (€)	8 661	33 409

Source : INSEE

Enfin, pour tenir compte des délais avant de bénéficier pleinement de cette amélioration de la qualité de service, les consommateurs profitant de ce gain sont les clients équipés en compteur évolué depuis 1 an.

Commentaire d'EDM

Dans sa réponse au projet de rapport final, EDM signale que la quasi-totalité des compteurs bleus résidentiels sont posés en limite de propriété et sont donc relativement accessibles. Dans le cadre des relèves et petites interventions, sur le territoire mahorais, deux zones résidentielles seulement nécessitent une prise de rendez-vous (Trevani et Les Hauts Vallons), ce qui représente un volume d'environ 500 compteurs. Pour le reste du territoire, EDM réalise les campagnes de relève sans prise de rendez-vous et affiche néanmoins un taux de 98,8 % en 2017 (99,2 % en 2018) de compteurs relevés au moins une fois dans l'année.



EDM indique donc que la méthode de valorisation de la non-présence du client ne lui semble pas adaptée à son cas de figure.

Réponse de Schwartz and Co

Compte tenu des nouvelles informations apportées par EDM, la prise en compte des gains liés à la non-présence du client est mise à jour sur la base d'un taux de sites inaccessibles de 1,2 % à Mayotte.

Nous estimons qu'un volume de 1,2 % de compteurs inaccessibles représente un gain lié à la non-présence du client de 16 951 €₂₀₁₈ en valeur actualisée nette sur la durée du plan d'affaires.

Hypothèse retenue

La valeur retenue est de 1,2 € par compteur inaccessible et par an en 2018 à Mayotte, soit un gain lié à la non-présence du client de 16 951 €₂₀₁₈ en valeur actualisée nette sur la durée du plan d'affaires.



5. Plan d'affaires

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

Au total, la VAN du projet est positive à hauteur de +11,86 M€.

La VAN au périmètre du GRD est négative à -3,13 M€. Grâce au projet de comptage évolué, les clients d'EDM dégagent une VAN de plus de 3,09 M€ et l'ensemble des clients du système électrique dégagent, via la CSPE une VAN de 11,90 M€.

Tableau 4. Coûts et bénéfices totaux du projet dans le scénario de référence

Périmètre	Coûts - Gains	VAN en M€
GRD	CAPEX	-17,59
	OPEX	-8,87
	Economies	23,32
	Solde	-3,13
Clients	CAPEX	0,00
	Economies	3,09
	Solde	3,09
CSPE	CAPEX	0,00
	Economies	11,90
	Solde	11,90
Total	Solde	11,86

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 17,59 M€. Les deux premiers postes de coûts sont l'achat et l'installation des compteurs (en incluant les coûts de pose complexe et de clean-up), représentant chacun respectivement une VAN de 8,18 M€ et 8,89 M€.

Les bénéfices liés aux coûts d'investissements représentent une VAN de 8,83 M€, du fait du non remplacement de l'ancien matériel, de la non installation des compteurs historiques liés à l'augmentation du parc.



Figure 4. Coûts et bénéfices d'investissement au périmètre d'EDM

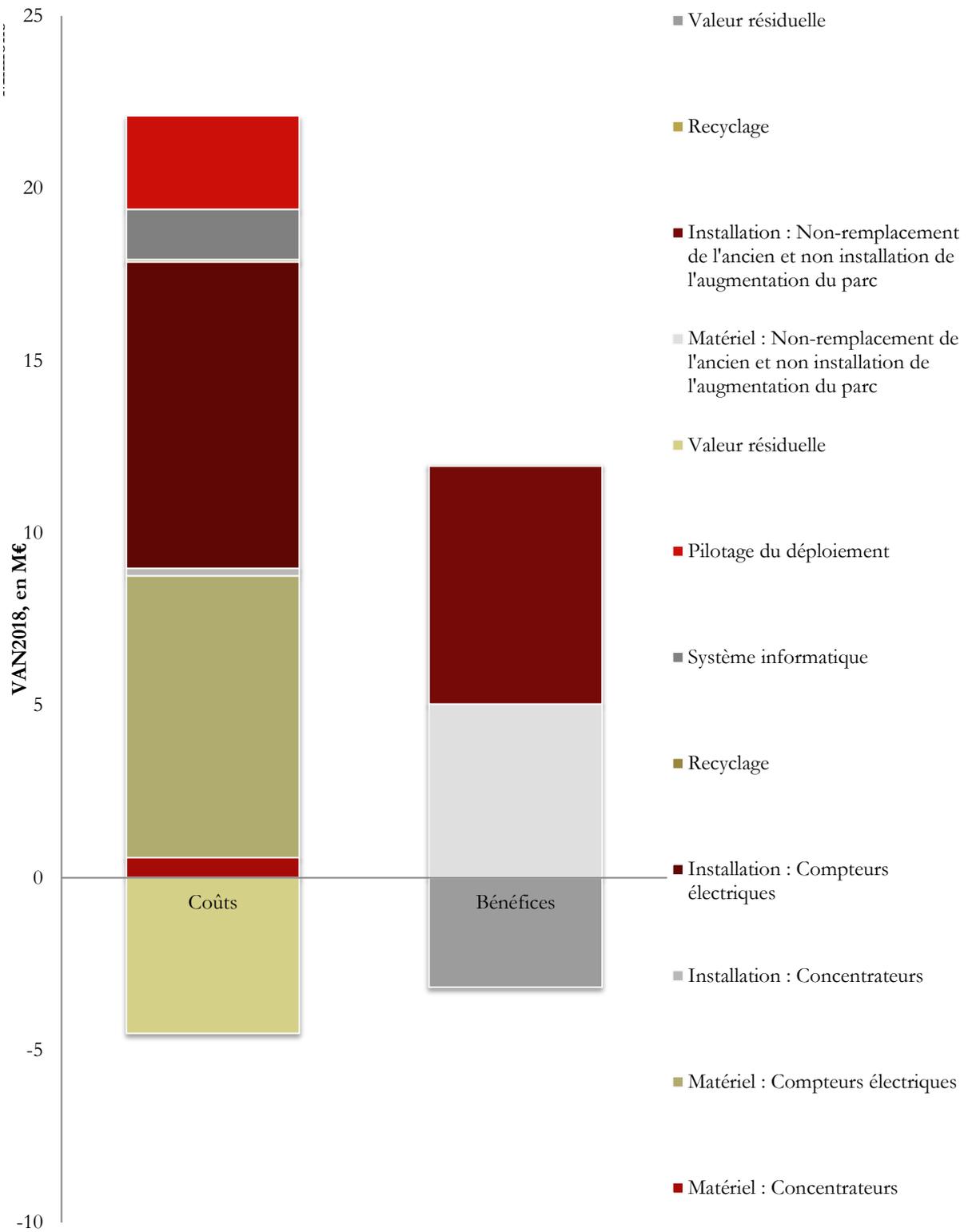




Tableau 5. Coûts et bénéfices d'investissement au périmètre d'EDM (VAN en M€)

Postes de coûts et bénéfices	Coûts	Bénéfices
Matériel : Concentrateurs		
Matériel : Compteurs électriques		
Installation : Concentrateurs		
Installation : Compteurs électriques		
Recyclage		
Système informatique		
Pilotage du déploiement		
Valeur résiduelle		
Matériel : Non-remplacement de l'ancien et non installation de l'augmentation du parc		
Installation : Non-remplacement de l'ancien et non installation de l'augmentation du parc		
Recyclage		
Valeur résiduelle des compteurs évolués à fin 2040		
Total Coûts		
Total Bénéfices		

CONFIDENTIEL

5.2.1.2. Coûts et bénéfices opérationnels

Le déploiement des compteurs évolués implique des économies importantes sur les relèves et interventions, qui comptent pour une VAN de 11,52 M€. Les surcoûts 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 respectivement de 4,81 M€ et 2,82 M€).



Figure 5. Coûts et bénéfices opérationnels au périmètre d'EDM

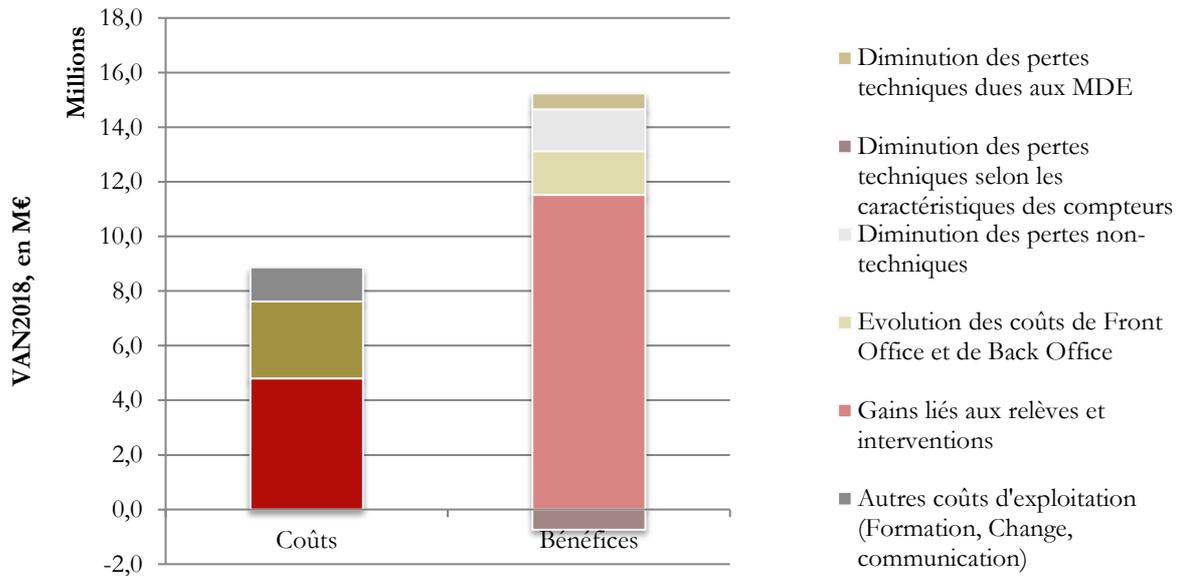


Tableau 6. Coûts et bénéfices opérationnels des GRD (VAN en M€)

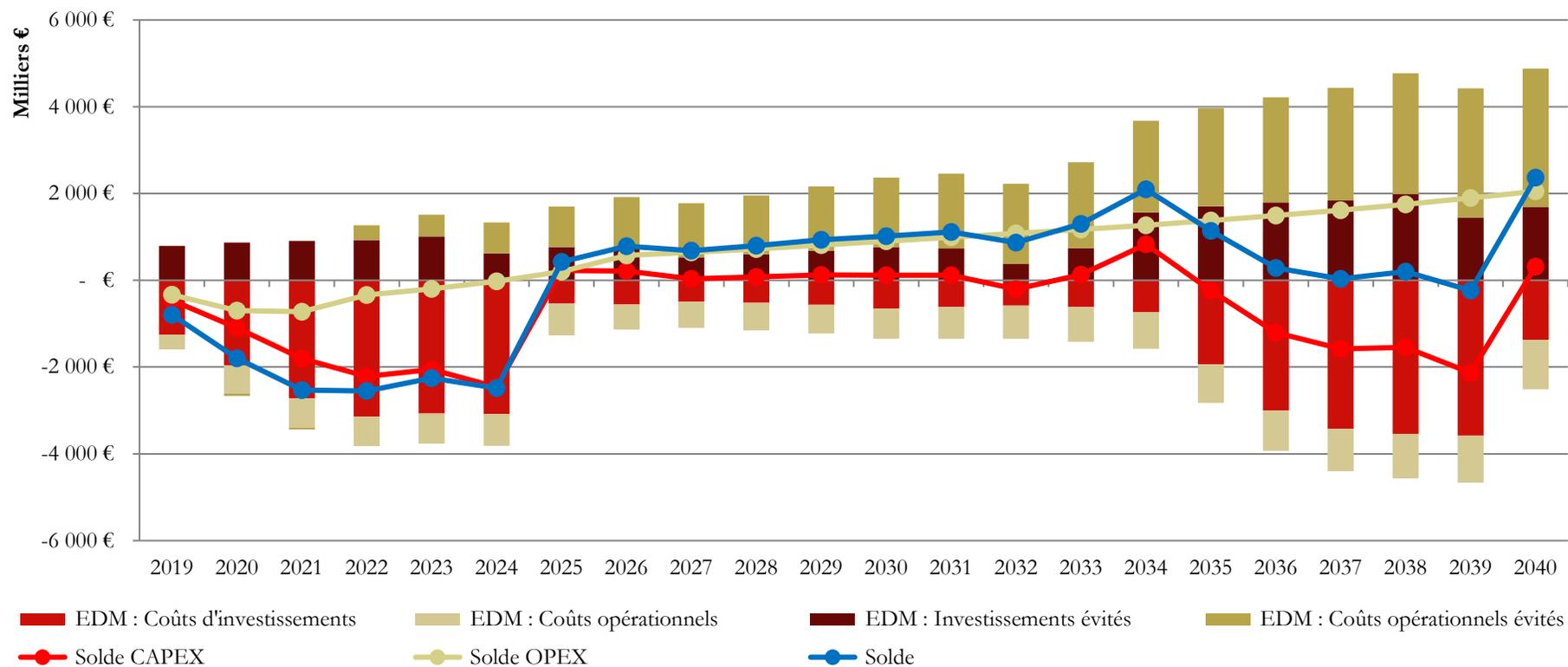
Postes de coûts et bénéfices	Coûts	Bénéfices
Système informatique et télécoms		
Exploitation des données collectées		
Autres coûts d'exploitation (Formation, Change, communication)		
Gains liés aux relèves et interventions		
Evolution des coûts de Front Office et de Back Office		
Diminution des pertes non-techniques		
Diminution des pertes techniques selon les caractéristiques des compteurs		
Diminution des pertes techniques dues à la MDE		
Total Coûts		
Total Bénéfices		



5.2.2. Profil de cash-flow d'EDM

Le déploiement du comptage évolué représente un coût d'investissement important les premières années, mais qui sera compensé progressivement par les gains opérationnels à partir de la fin du déploiement massif en 2024. Une deuxième vague d'investissement important commence en 2034 du fait du remplacement des premiers compteurs évolués du parc qui auront atteint la durée de vie, soit 14 ans.

Figure 6. Profil de cash-flow non actualisé d'EDM

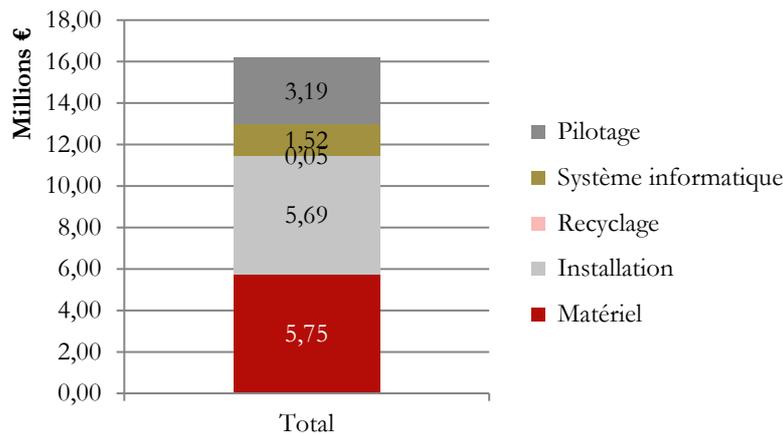




5.2.3. Profil d'investissement du déploiement

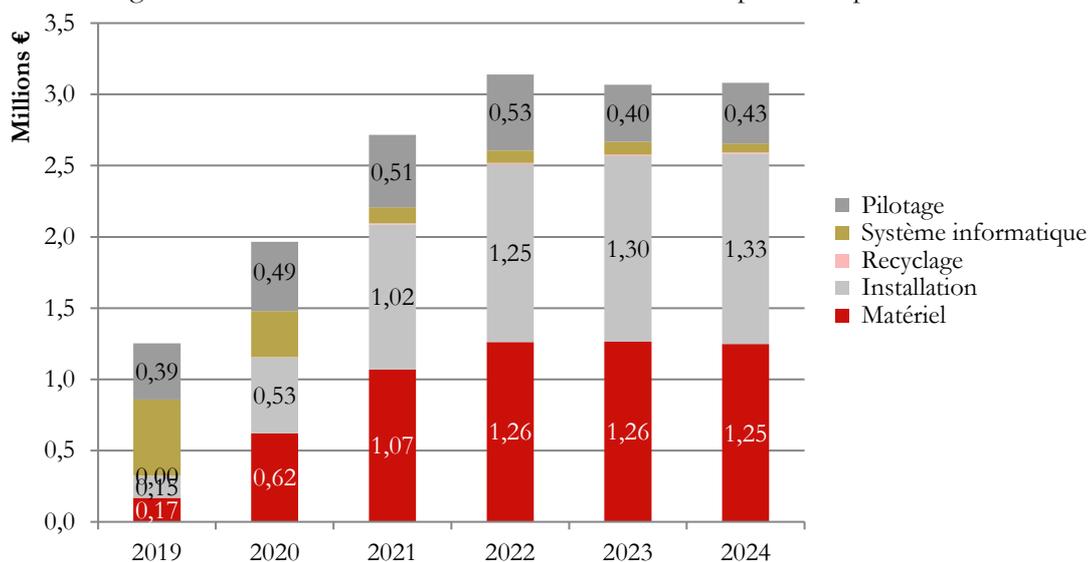
Au total, le déploiement visant à remplacer le parc actuel des compteurs (jusqu'à 2024) nécessite un investissement de 16,18 M€ en valeur non actualisée, majoritairement pour l'achat et l'installation du matériel (compteurs et concentrateurs) qui représentent plus de 71 % des investissements totaux sur cette période.

Figure 7. Investissements nécessaires au déploiement



Le pic des investissements nécessaires se situe en 2022, au cœur du déploiement. Il atteint 3,14 M€_{courants}.

Figure 8. Investissements annuels du GRD nécessaires pour le déploiement





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 respectivement 3,07 M€ et 0,02 M€ de VAN en étant dans le scénario de référence de réduction de consommation.

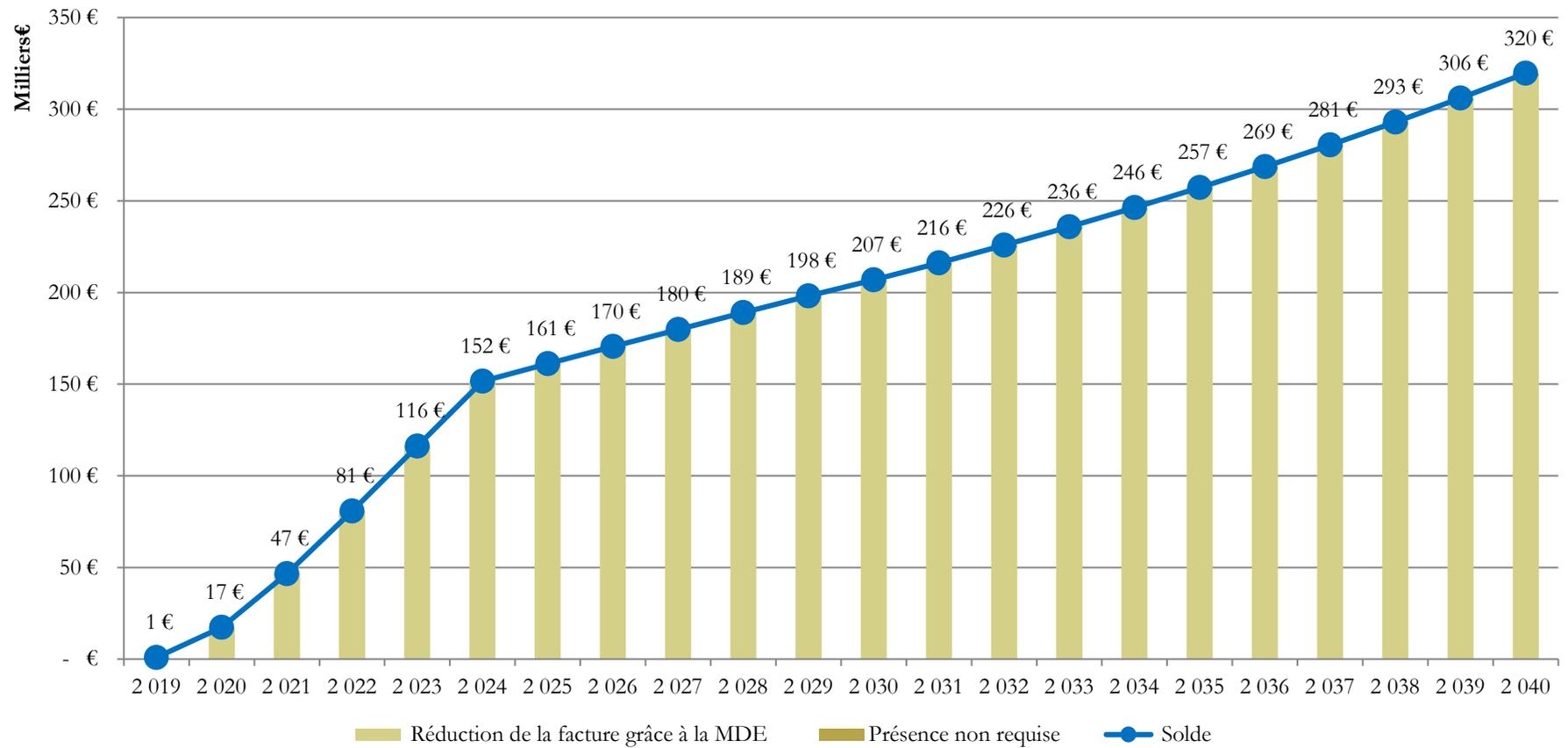
Tableau 7. Coûts et bénéfices pour les clients

Postes de coûts et bénéfices	Coûts	Bénéfices
Réduction de la facture grâce à la MDE		3,07
Présence non requise lors des relèves et des interventions		0,02
Total Coûts	0,00	
Total Bénéfices		3,09



5.3.2. Profil de cash-flow des impacts sur les clients finals

Figure 9. Profil de cash-flow des clients finals





5.4. Bénéfices relatifs aux charges de service public dans le scénario de référence

Ce chapitre présente les bénéfices relatifs aux charges de service public 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 aux charges de service public, cumulant respectivement 11,39 M€ et 0,51 M€ de VAN, en étant dans un scénario de référence de réduction de consommation. Cet impact fortement positif est dû au fait que le coût marginal de production électrique et les coûts d'investissement dans les actifs de production sont significativement élevés à Mayotte.

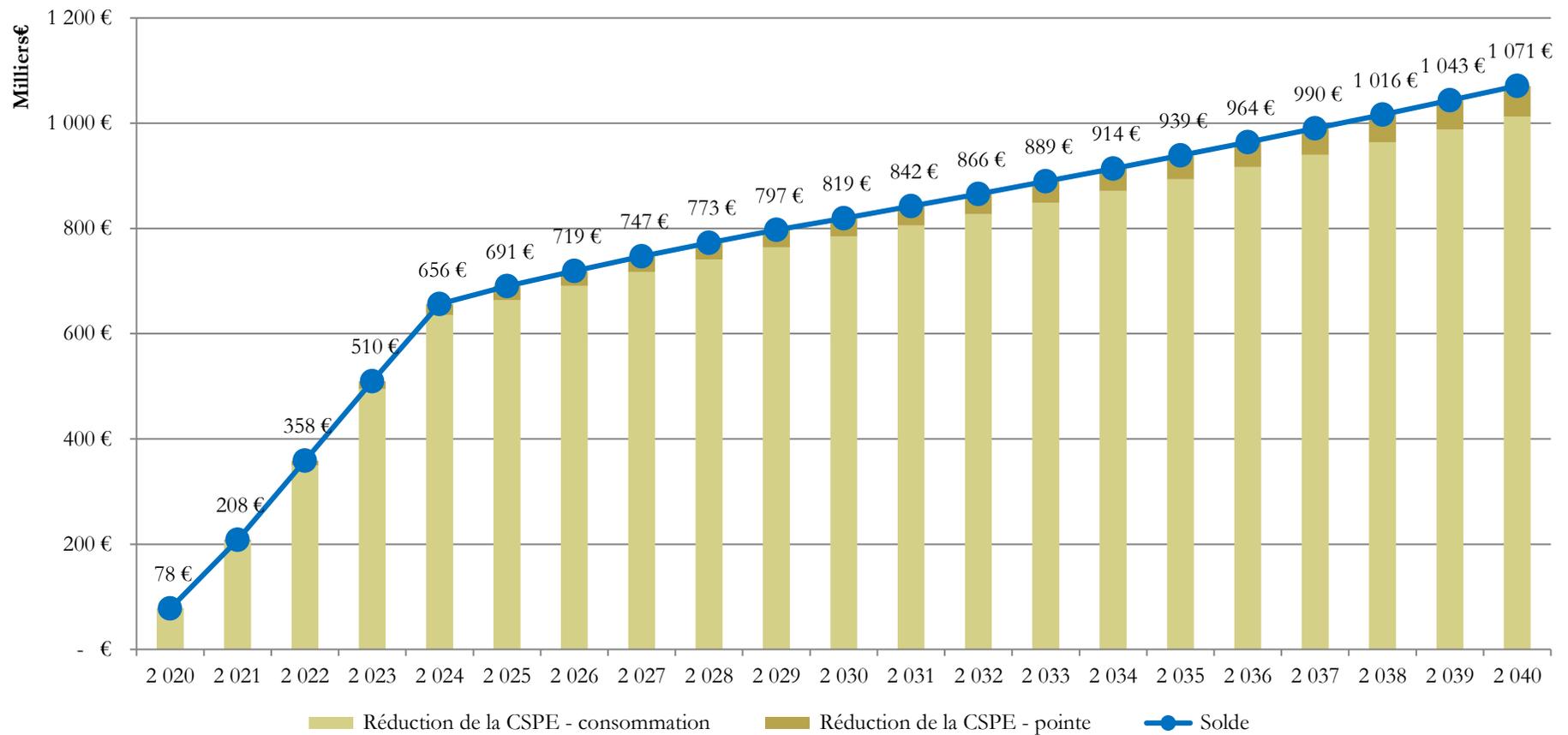
Figure 10. Bénéfices relatifs à la CSPE

Postes de coûts et bénéfices	Coûts	Bénéfices
Réduction des charges de SP – consommation		11,39
Réduction des charges de SP – pointe		0,51
Total Coûts	0,00	
Total Bénéfices		11,90



5.4.2. Profil de cash-flow des impacts sur la CSPE

Figure 11. Profil de cash-flow CSPE





5.5. Analyse de sensibilité

Certains paramètres impactant les coûts et les bénéfices des différents acteurs tels que la durée de vie des compteurs évolués et des compteurs CBE, le taux de croissance de la clientèle, l'impact de l'arrêt métrologie, les coûts d'achat des concentrateurs et des compteurs CBE, le temps de déplacement intermédiaire en pose diffuse ou encore les hypothèses de réduction de la consommation et de la pointe grâce à la MDE et leur prix de valorisation ont été fixés dans le scénario de référence. Ce paragraphe présente l'impact de leur changement, en particulier pour prendre en compte certaines hypothèses proposées par EDM mais non retenues dans le scénario de référence.

5.5.1. Durée de vie des compteurs

Le tableau suivant présente l'impact des durées de vie des compteurs évolués et des compteurs CBE sur la VAN du projet et les charges induites pour EDM. 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 du fait d'un renouvellement plus fréquent des actifs). Notons tout d'abord que la durée de vie des compteurs CEM a peu d'impacts, puisque ceux-ci sont remplacés par anticipation dans le scénario AMM pour poser des compteurs évolués, et également par anticipation dans le scénario BAU sous l'impact de l'arrêt métrologie.

Dans le scénario d'EDM avec une durée de vie identique pour les compteurs CEM et CBE à 30 ans et une durée de vie des CE à 12 ans, les coûts d'achat et d'installation sont plus importants que ceux dans les deux autres scénarios, principalement sous l'effet de la faible durée de vie des compteurs évolués. Cependant, même dans ce scénario, la VAN reste positive à 8,83 M€. Enfin, la réduction de la durée de vie des compteurs CBE à 12 ans a un impact minime sur la VAN.

Tableau 8. Analyse de sensibilité relative à la durée de vie des compteurs

Durée de vie		Scénario de référence	Sensibilité : Hyp. EDM	Sensibilité : Hyp. Basse
Durée de vie des CEM		30 ans	30 ans	30 ans
Durée de vie des CBE		14 ans	30 ans	14 ans
Durée de vie des compteurs évolués		14 ans	12 ans	12 ans
GRD	CAPEX	-17,59	-18,88	-18,92
	OPEX	-8,87	-8,87	-8,87
	Economies	23,32	21,59	23,32
	Solde	-3,13	-6,16	-4,47
Clients	CAPEX	0,00	0,00	0,00
	Economies	3,09	3,09	3,09
	Solde	3,09	3,09	3,09
CSPE	CAPEX	0,00	0,00	0,00
	Economies	11,90	11,90	11,90
	Solde	11,90	11,90	11,90
Total	Solde	11,86	8,83	10,52



5.5.2. Taux de croissance du nombre de clients

Le tableau suivant présente l'impact du taux de croissance du nombre de clients sur la VAN du projet et les charges induites pour EDM. Il est possible de constater qu'un taux de croissance plus fort a un impact favorable sur la VAN du projet. Cet impact est cependant limité à moins de 1 M€.

Tableau 9. Analyse de sensibilité relative au taux de croissance du nombre de clients

Taux de croissance du nombre de clients		Scénario de référence	Sensibilité : Hyp. EDM
Taux de croissance annuelle du nombre de clients ≤ 36 kVA		<ul style="list-style-type: none"> 2018-2030 : +2,54 % 2031-2040 : +1,52 % 	2,8 % sur toute la période
GRD	CAPEX	-17,59	-18,25
	OPEX	-8,87	-8,87
	Economies	23,32	24,66
	Solde	-3,13	-2,45
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	3,09	3,09
	Solde	3,09	3,09
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	11,90	11,90
	Solde	11,90	11,90
Total	Solde	11,86	12,54

5.5.3. Impact de l'arrêt métrologie

Le tableau suivant présente l'impact de la non prise en compte de l'arrêt métrologie dans le scénario BAU sur la VAN du projet et les charges induites pour EDM. Il est possible de constater que l'arrêt métrologie n'a un impact que sur les bénéfices d'investissement d'EDM. Dans le scénario sans prise en compte de l'arrêt métrologie, les bénéfices du fait du non remplacement de l'ancien matériel sont considérablement réduits (-1,7 M€).

Tableau 10. Analyse de sensibilité relative à l'impact de l'arrêt métrologie

Impact de l'arrêt métrologie		Scénario de référence	Sensibilité : Sans impact de l'arrêt métrologie
GRD	CAPEX	-17,59	-17,59
	OPEX	-8,87	-8,87
	Economies	23,32	21,65
	Solde	-3,13	-4,80
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	3,09	3,09
	Solde	3,09	3,09
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	11,90	11,90
	Solde	11,90	11,90



Total	Solde	11,86	10,18
--------------	--------------	--------------	--------------

5.5.4. Coût d'achat des concentrateurs

Le tableau suivant présente l'impact du coût d'achat des concentrateurs sur la VAN du projet et les charges induites pour EDM. Il est possible de constater que l'impact du coût d'achat des concentrateurs est minime, notamment du fait du faible nombre de concentrateurs.

Tableau 11. Analyse de sensibilité relative au coût d'achat des concentrateurs

Coût d'achat concentrateurs		Scénario de référence	Sensibilité
Coût du concentrateur		CONFIDENTIEL	
GRD	CAPEX	-17,59	-17,48
	OPEX	-8,87	-8,87
	Economies	23,32	23,32
	Solde	-3,13	-3,02
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	3,09	3,09
	Solde	3,09	3,09
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	11,90	11,90
	Solde	11,90	11,90
Total	Solde	11,86	11,97

5.5.5. Taux de pose complexe

Le tableau suivant présente l'impact du taux de pose complexe sur la VAN du projet et les charges induites pour EDM. Il est possible de constater que le taux de pose complexe a un impact assez limité sur les coûts et les bénéfices d'investissement.

Tableau 12. Analyse de sensibilité relative au taux de pose complexe

Taux de pose complexe		Scénario de référence	Sensibilité
Taux de pose complexe		30 %	20 %
GRD	CAPEX	-17,59	-16,72
	OPEX	-8,87	-8,87
	Economies	23,32	22,42
	Solde	-3,13	-3,17
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	3,09	3,09
	Solde	3,09	3,09
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	11,90	11,90
	Solde	11,90	11,90
Total	Solde	11,86	11,82



5.5.6. Temps de déplacement intermédiaire en pose diffuse

Le tableau suivant présente l'impact du temps de déplacement intermédiaire en pose diffuse sur la VAN du projet et les charges induites pour EDM. Il est possible de constater que le temps de déplacement en pose diffuse a un impact assez limité sur les coûts et les bénéfices d'investissement. Le temps de déplacement intermédiaire a un effet uniquement sur la pose en interne qui concerne la pose diffuse dans le scénario AMM et 100 % des poses dans le scénario BAU, la pose externe étant prise forfaitaire en CONFIDENTIEL. L'impact d'une hausse du temps de déplacement intermédiaire améliore légèrement la VAN puisque la hausse des coûts d'installation est plus élevée dans le scénario BAU que dans le scénario AMM.

Tableau 13. Analyse de sensibilité relative au temps de déplacement intermédiaire

Temps de déplacement intermédiaire		Scénario de référence	Sensibilité
Temps de déplacement intermédiaire en pose diffuse		CONFIDENTIEL	
GRD	CAPEX	-17,59	-17,88
	OPEX	-8,87	-8,87
	Economies	23,32	23,77
	Solde	-3,13	-2,98
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	3,09	3,09
	Solde	3,09	3,09
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	11,90	11,90
	Solde	11,90	11,90
Total	Solde	11,86	12,01

5.5.7. Réduction de PNT

Le tableau suivant présente l'impact du taux de réduction de PNT sur la VAN du projet et les charges induites. 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 charge pour EDM. Dans le scénario de sensibilité, le bénéfice lié à la diminution des pertes non techniques est augmenté avec un taux de réduction de PNT plus élevé. En revanche, au vu d'un ratio faible de PNT par rapport au volume total d'énergie injectée, le taux de réduction de PNT n'a pas un impact considérable pour la VAN du projet.

Tableau 14. Analyse de sensibilité relative à la réduction de PNT

Taux de réduction de PNT		Scénario de référence	Sensibilité
Taux de réduction des pertes non techniques		20 %	30 %
GRD	CAPEX	-17,59	-17,59
	OPEX	-8,87	-8,87
	Economies	23,32	24,08
	Solde	-3,13	-2,37
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	3,09	3,09



	Solde	3,09	3,09
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	11,90	11,90
	Solde	11,90	11,90
Total	Solde	11,86	12,62

5.5.8. Réduction de la pointe

Le tableau suivant présente l'impact du taux de réduction de la pointe sur la VAN du projet et les charges induites pour EDM. Il est possible de constater que le taux de réduction de la pointe n'a un impact que sur les charges de service public. Dans le scénario de sensibilité, le bénéfice lié à une réduction plus forte de la pointe induit une hausse de la VAN au périmètre des charges de service public de moins de 0,2 M€.

Tableau 15. Analyse de sensibilité relative à la réduction de la pointe

Taux de réduction de la pointe		Scénario de référence	Sensibilité
Taux de réduction de la « pointe effaçable » (écart entre la pointe et la puissance moyenne)		2,05 %	1,5 %
GRD	CAPEX	-17,59	-17,59
	OPEX	-8,87	-8,87
	Economies	23,32	23,32
	Solde	-3,13	-3,13
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	3,09	3,09
	Solde	3,09	3,09
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	11,90	11,76
	Solde	11,90	11,76
Total	Solde	11,86	11,72

5.5.9. Prix de valorisation de la capacité (pointe)

Le tableau suivant présente l'impact du prix de valorisation de la capacité sur la VAN du projet et les charges induites pour EDM. Pour rappel, ce prix est utilisé pour valoriser la réduction de la pointe dans le cadre de la MDE. Il est possible de constater que le prix de valorisation de la capacité n'a un impact que sur les charges de service public. Dans le scénario de sensibilité, l'impact lié à une valorisation de la puissance à 54,8 k€/MW/an, plutôt que 109,6 k€/MW/an, se traduit par une baisse de la VAN d'environ 257 k€.

Tableau 16. Analyse de sensibilité relative au prix de valorisation de la capacité

Prix de valorisation de la capacité		Scénario de référence	Sensibilité
Coût de la puissance (€/MW/an)		109 600	54 800
GRD	CAPEX	-17,59	-17,59
	OPEX	-8,87	-8,87



	Economies	23,32	23,32
	Solde	-3,13	-3,13
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	3,09	3,09
	Solde	3,09	3,09
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	11,90	11,64
	Solde	11,90	11,64
Total	Solde	11,86	11,60

5.5.10. Réduction de la consommation (MDE)

Le tableau suivant présente l'impact du taux de réduction de la consommation sous l'effet de la MDE sur la VAN du projet et les charges induites pour EDM. Il est possible de constater que la réduction de la consommation a un impact très important sur les charges de service public. En effet, un taux de réduction de la consommation à 0,5 %, se traduit par une baisse des gains de 7,5 M€ en comparaison avec le scénario de référence où le taux de réduction est de la consommation est de 1 %.

Tableau 17. Analyse de sensibilité relative au taux de réduction de la consommation

Taux de réduction de la consommation		Scénario de référence	Sensibilité
Taux de réduction de la consommation des clients		1 %	0,5 %
GRD	CAPEX	-17,59	-17,59
	OPEX	-8,87	-8,87
	Economies	23,32	23,03
	Solde	-3,13	-3,43
Clients	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	3,09	1,55
	Solde	3,09	1,55
CSPE	CAPEX	0,00	0,00
	Economies	11,90	6,21
	Solde	11,90	6,21
Total	Solde	11,86	4,33

5.5.11. Coût marginal de production

Le tableau suivant présente l'impact du coût marginal de production sur la VAN globale du projet. Il est possible de constater que le coût marginal de production a un impact principalement sur les charges de service public. :

- une hausse de 100 €/2040/MWh du coût marginal de production en 2040 engendre une baisse de la VAN totale du projet à la hauteur de -3 M€ ;
- une baisse de 100€/2040/MWh du coût marginal de production en 2040 engendre une baisse de la VAN totale du projet à la hauteur de 3 M€.



Tableau 18. Analyse de sensibilité relative au coût de production marginal

Coût marginal de production		Scénario de référence	Sensibilité basse	Sensibilité haute
Taux de réduction de la consommation des clients		302 €/2040/MWh en 2040	202 €/2040/MWh en 2040	402 €/2040/MWh en 2040
GRD	CAPEX	-17,59	-17,59	-17,59
	OPEX	-8,87	-8,87	-8,87
	Economies	23,32	23,35	23,30
	Solde	-3,13	-3,10	-3,16
Clients	CAPEX	0,00	0,00	0,00
	Economies	3,09	3,09	3,09
	Solde	3,09	3,09	3,09
CSPE	CAPEX	0,00	0,00	0,00
	Economies	11,90	8,80	15,00
	Solde	11,90	8,80	15,00
Total	Solde	11,86	8,79	14,93



6. Annexe

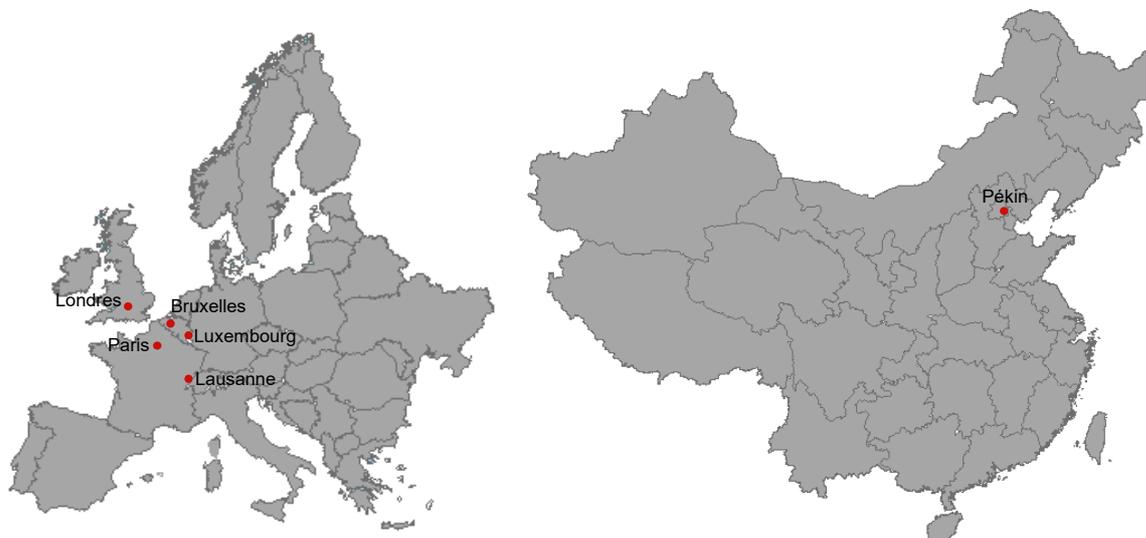
Tableau 19. Catégorie de situations de pose complexe

Catégorie de situations de pose complexe	Fréquence d'occurrence	Temps de pose supplémentaire par rapport à une pose simple (min)
C-1.1. CCPI inaccessible	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-1.2. Présence de trace d'amorçage au CCPI	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-1.3. Trace d'amorçage au compteur	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-1.4. Tableau de comptage suspendu (avec banderole "Danger")	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-1.5. Coffret "mise en sécurité" ou présentant un risque	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-1.6. EP avec CCPI dans le poste HTA BT	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-2.1. Compteur dans un local interdit (à moins de 60 cm d'un point d'eau)	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-2.2. Compteur encastré et inaccessible sans travaux	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-2.3. Câbles apparents sur tableau de comptage	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-2.4. Accès aux ouvrages difficile ou présentant un risque	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-2.5. Nécessité de refaire le branchement pour réinstaller le panneau de comptage	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-2.6. Panneau de comptage BOIS (à changer)	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-2.7. Présomption de déplacement illégal de compteur	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-2.8. Comptage posé à plus 30m du lieu de d'utilisation (Avec nouveau Réseau à proximité)	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-2.9. Comptage posé à plus 30m du lieu de d'utilisation (Sans nouveau Réseau à proximité)	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-2.9.1. Hauteur Comptage non conforme (trop haut ou trop bas)	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-2.9.2. Support (poteau) défectueux	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-2.9.3. Branchement surplombant une habitation ou une parcelle	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-3.1. Compteur CEM blocage du disque	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-3.2. Branchement en amont du compteur (piquage ou shunt)	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-3.3. Fraude au CCPI	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-3.4. Rétrocession d'énergie	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-3.5. Présence de situation dangereuse	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation



C-4.1. Compteur Tri ou Mono mal qualifié	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation
C-4.2. Puissance souscrite différente de la puissance observée sur le terrain	En cours d'inventaire	En cours d'évaluation

Source : Informations fournies par EDM



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, 85
Great Portland Street
London W1W 7LT
Tel : +44 (0)20 3879 4232

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