

République du Cameroun
Paix - Travail - Patrie

Republic of Cameroon
Peace - Work - Fatherland

Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité



Electricity Sector Regulatory Agency

**ÉTUDES DE FAISABILITÉ SUR LA FILIALISATION
DES SERVICES DE COMPTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ AU CAMEROUN**

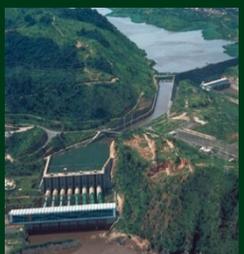
**ÉTUDE No. 3 :
ÉTUDE TECHNICO-ÉCONOMIQUE
ANALYSE COÛTS – BÉNÉFICES**

Août 2021



Dev2E
INTERNATIONAL
7087225 Canada Inc.

Projet 110CM085



Références du contrat Projet BAD ID N° P-CM-FA0-009
 Contrat No. 001 – ARSEL du 29/01/2021

Client ARSEL - Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité
 Yaoundé, Cameroun.

Consultant



888, Rue De Villers - bureau 302
 Québec, QC Canada G1V 5B5
 Tel : +1 418 614 2225
 Email: dev2e@dev2e-international.org
 Web: www.dev2e-international.org

Jeanne-Adèle NGAN Vice-Présidente Finances & Développement Durable
 Directrice du Projet

Aristide Dibongue KOUO Chef d'équipe, Économiste Principal de l'Énergie
Jean-Calvin BALENG Expert en Services Publics - Commercial & Services à la clientèle
Albert CHEHADE Expert Sr, Analyse & Modélisation financière
Pierre-Achille KINGUE ELESSA Expert Ingénieur Électricien
Jacques LEPAGE Expert Économiste-Financier
Bérenger Yves MEUKE Avocat, Expert Juriste de l'énergie
Nestor SINKO Expert en Services Publics - Comptage
Emmanuel Olivier ZENGUE Expert Analyse & Modélisation financière

Rédaction du document

	VERSION 1	VERSION 2
Date	26 juillet 2021	17 août 2021
Rédaction	JCB / AKE / DK / BYM / NS / EOZ	JCB / AKE / DK / BYM / NS / EOZ
Relecture	JL / DK	JL / DK
Validation	NJA	NJA

Le présent document présente une analyse coûts/bénéfices, réalisée par Dev2E International à la demande de l'ARSEL dans l'optique de juger de la pertinence du déploiement de compteurs intelligents/prépayés au Cameroun. Le document ne reflète pas nécessairement l'avis de l'ARSEL sur la question et son contenu est entièrement de la responsabilité de ses auteurs. Dans la mesure où certaines analyses et réflexions ont dû être faites sur la base d'hypothèses découlant d'un benchmarking avec d'autres pays similaires d'Afrique subsaharienne, L'ARSEL ne peut garantir ni l'exhaustivité ni l'exactitude des données reprises dans ce document.

Table des matières

1.	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE L'ÉTUDE TECHNICO-ÉCONOMIQUE	11
2.	OBJECTIF DE L'ÉTUDE	17
2.1	LES COMPTEURS : DE QUOI PARLE-T-ON ?	17
2.1.1	COMPTEURS ÉLECTROMÉCANIQUES ET COMPTEURS ÉLECTRONIQUES POST PAYÉS	18
2.1.2	COMPTEURS INTELLIGENTS / COMMUNICANTS	18
2.1.3	COMPTEURS PRÉPAYÉS	19
2.1.4	COMPTEURS DE TRANSFORMATEURS VS CONCENTRATEURS	21
2.2	OBJECTIF DES SCÉNARIOS.....	23
2.2.1	DESCRIPTION DU SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE « BUSINESS AS USUAL ».....	23
2.2.2	DESCRIPTION DU SCÉNARIO ALTERNATIF « OPTIMISTE »	23
3.	MÉTHODOLOGIE ET CONSTRUCTION DES HYPOTHÈSES	24
3.1	MÉTHODE GÉNÉRALE, CONTEXTE ET APPROCHE	24
3.1.1	MÉTHODE GÉNÉRALE	24
3.1.2	CONTEXTE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ CAMEROUNAIS	25
3.1.3	APPROCHE.....	26
3.2	CONSTRUCTION DES HYPOTHÈSES.....	27
3.2.1	PRÉSENTATION DES SCÉNARIOS DE L'ÉTUDE :	27
3.2.2	PRÉSENTATION EN COMPRÉHENSION DES COÛTS ET DES BÉNÉFICES.....	28
3.2.2.1	LES DISPOSITIFS DE MESURE DES BÉNÉFICES	28
3.2.2.2	POSTES DE COÛTS.....	30
3.3	HYPOTHÈSES PRÉALABLES AUX CARACTÉRISTIQUES DES MODÈLES DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS	31
3.3.1	HYPOTHÈSES GÉNÉRALES DE L'ANALYSE QUANTITATIVE.....	32
3.3.1.1	LA PÉRIODE TEMPORELLE DE L'ÉTUDE : 2021 - 2031.....	32
3.3.1.2	FISCALITÉ : LE TAUX D'ACTUALISATION	32
3.3.1.3	INFLATION ET ÉVOLUTION DES SALAIRES :	34
3.3.1.4	L'ÉVOLUTION DU PRIX DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE :.....	34
3.3.1.5	LE PARC ACTUEL DE COMPTEURS ET SON ÉVOLUTION :.....	34
3.3.1.6	TRAJECTOIRE DE POSE DES COMPTEURS :.....	40
3.3.2	CONSOMMATION ACTUELLE ET ÉVOLUTIONS PRÉVISIONNELLES DES CONSOMMATIONS D'ÉLECTRICITÉ	42
3.3.3	MDE INDUITE PAR LE COMPTAGE ÉVOLUÉ.....	44
3.3.4	MATÉRIELS : LES COMPTEURS.....	45
3.4	COÛTS D'INVESTISSEMENTS POUR LE DISTRIBUTEUR.....	45

3.4.1	COÛT DU MATÉRIEL.....	45
3.4.2	POSE DES COMPTEURS, DURÉE ET COÛT D'INTERVENTION	46
3.4.3	RECYCLAGE DES MATÉRIELS ÉLECTRIQUES ET ÉLECTRONIQUES	47
3.4.4	SYSTÈME D'INFORMATION ET TÉLÉCOMMUNICATIONS LIÉS AU COMPTAGE	48
3.4.5	PILOTAGE DU DÉPLOIEMENT	49
3.5	CHARGES D'EXPLOITATION DU DISTRIBUTEUR.....	49
3.5.1	RELÈVE ET INTERVENTIONS TECHNIQUES DANS LE SCÉNARIO BAU	49
3.5.2	SYSTÈME D'INFORMATION, TÉLÉCOMMUNICATIONS ET FRAIS D'ADMINISTRATION RELATIFS À L'ICA.....	49
3.5.3	PERTES NON TECHNIQUES	50
3.5.4	GAIN SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION DU DISTRIBUTEUR	51
3.5.5	LES GAINS SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION DU FAIT DE LA BAISSSE DES PERTES NON-TECHNIQUES	52
3.5.6	GAIN SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION DU DISTRIBUTEUR : COÛTS DE GESTION/SUIVI DE LA CLIENTÈLE	53
3.5.7	GAIN SUR LE RECYCLAGE DES MATÉRIELS	53
3.6	IMPACT SUR LES AUTRES SEGMENTS DE L'INDUSTRIE ÉLECTRIQUE.....	54
3.6.1	COÛTS ET GAINS POUR LES ACTIVITÉS PRODUCTION	54
3.6.2	COÛTS ET GAINS POUR LES ACTIVITÉS DE COMMERCIALISATION	54
3.6.3	COÛTS ET GAINS POUR LES AUTRES ACTEURS	55
4.	DÉROULEMENT DU BUSINESS PLAN : L'ANALYSE COÛTS - BÉNÉFICES	57
4.1	COÛTS ET BÉNÉFICES TOTAUX DU PROJET DANS LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE « BAU »	57
4.2	COÛTS ET BÉNÉFICES PORTÉS PAR LE GRD DANS LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE « BAU »	57
4.2.1	COÛTS ET BÉNÉFICES ACTUALISÉS DU GRD.....	57
4.2.1.1	COÛTS ET BÉNÉFICES D'INVESTISSEMENTS	57
4.2.1.2	COÛTS ET BÉNÉFICES OPÉRATIONNELS	58
4.3	COÛTS ET BÉNÉFICES TOTAUX DU PROJET DANS LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE « OPT ».....	59
4.4	COÛTS ET BÉNÉFICES PORTÉS PAR LE GRD DANS LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE « OPT »	60
4.4.1	COÛTS ET BÉNÉFICES ACTUALISÉS DU GRD.....	60
4.4.1.1	COÛTS ET BÉNÉFICES D'INVESTISSEMENTS	60
4.4.1.2	COÛTS ET BÉNÉFICES OPÉRATIONNELS	60
4.5	COÛTS ET BÉNÉFICES PORTÉS PAR LES CLIENTS FINALS DANS LES 2 SCÉNARIOS « BAU » ET « OPT »	61
4.6	COÛTS ET BÉNÉFICES PORTÉS PAR LES FOURNISSEURS / LA COLLECTIVITÉ DANS LES 2 SCÉNARIOS « BAU » ET « OPT »	61
4.7	ANALYSE DE SENSIBILITÉ	62
4.7.1	DURÉE DE VIE DES COMPTEURS.....	62
4.7.2	RÉDUCTION DES PNT ET DES FRAUDES.....	63
5.	RÉCAPITULATION	65
6.	ÉCLAIRAGES SUR L'OUTIL DE MODÉLISATION FINANCIÈRE : ARSEL - MISSONGUI	66
6.1	LA DÉTERMINATION DU COUT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL (CMPC).....	66

6.2	LA PRISE EN COMPTE DE L'INFLATION	67
6.3	LA MODÉLISATION DE L'ÉVOLUTION DU PARC D'ABONNÉS ET DES COMPTEURS	67
6.4	LES TAUX DE PERTES	68
6.5	LE TRAITEMENT DU TRANSFERT DE LA SCISSION ENTRE LES ACTIVITÉS DE PRODUCTION (GENCO) ET LES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION/COMMERCIALISATION.....	68
6.6	LA REDEVANCE SONATREL	69
6.7	LES CHARGES DU PERSONNEL.....	70
6.8	LES CHARGES ET INVESTISSEMENTS ADDITIONNELS.....	70
6.9	LES DÉPENSES D'INVESTISSEMENTS (CAPEX).....	70
6.10	LE REVENU MAXIMUM AUTORISÉ.....	71
6.11	LA POLITIQUE DE DIVIDENDES	71
6.12	LA SIMULATION DU FINANCEMENT	72
6.13	SYNTHÈSE DES DEUX SCÉNARIOS	72
7.	RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES	74
8.	ANNEXES	75
8.1	COEFFICIENT β ET COÛT DU CAPITAL	75

Table des Illustrations

Figure 1: Coûts et Bénéfices pour l'ensemble des acteurs – Scénario « BAU »	11
Figure 2 : Coûts et Bénéfices pour l'ensemble des acteurs – Scénario « OPT ».....	12
Figure 3 : Chronique d'investissements en Millions FCFA courant.....	13
Figure 4 : Compteur prépayé de type « SPLIT » choisi par ENEO.	20
Figure 5 : Compteur prépayé triphasé intelligent DLMS DTSY1598	21
Figure 6 : Séparation fonctionnelle et chaîne de valeur de l'électricité au Cameroun.....	25
Figure 7 : Séquences de la méthodologie	26
Figure 8 : Utilisation rationnelle de l'énergie	29
Figure 9 : Bénéfices de la télé-intervention	30
Figure 10 : Bénéfices découlant des pertes non techniques	30
Figure 11 : Postes de coûts : uniques et récurrents.....	31
Figure 12 : Scénario "BAU" Besoins en compteurs horizon 2031.....	38
Figure 13 : Scénario "OPT" Besoins en compteurs horizon 2031	38
Figure 15 : Chronique d'investissements en Millions FCFA courant.....	58
Figure 15 : Chronique d'investissements en Millions FCFA courant.....	60
Tableau 1 : caractéristiques des compteurs électroniques du parc d'ENEO.....	22
Tableau 2 : Les acteurs de la chaîne de valeur	25
Tableau 3 : Catégories de compteurs actifs et consommations associées	26
Tableau 4 : Dispositifs de mesure des bénéfices	28
Tableau 5 – Évolution des KPIs intervenant dans le calcul du CMPC comme taux d'actualisation	33
Tableau 6 : Procédure de détermination du WACC (millions de FCFA et %).....	33
Tableau 7 : Évolution de l'inflation locale et importée sur la période d'analyse	34
Tableau 8 : Historique du parc des compteurs	35
Tableau 9 : Évolution prévue du parc sur la période d'analyse – Scénario « BAU »	35
Tableau 10 : Évolution prévue du parc sur la période d'analyse – Scénario « OPT »	35
Tableau 11 : Caractéristiques du parc des compteurs.....	36
Tableau 12 : Données historiques sur l'évolution des branchements.....	36
Tableau 13 : Objectifs globaux du taux d'accès à l'électricité	37
Tableau 14 : Stratégie de suppression des CEM du parc des compteurs.....	37
Tableau 15 : Composition du parc de compteurs – Monophasés et triphasés.....	39
Tableau 16 : Trajectoires de déploiement des compteurs de l'ICA – Horizon 2031	41
Tableau 17 : Coûts des prestations des sous-traitants d'ENEO	42
Tableau 18 : évolutions prévisionnelles des catégories BT1 et BT2	43
Tableau 19 : Évaluation du taux de défaillance des compteurs d'ENEO	45
Tableau 20 : Coût unitaire des compteurs en Fcfa	46
Tableau 21 : Trajectoire des coûts de recyclage des matériels	48
Tableau 22 : Trajectoire des OPEX du segment Commercialisation	50
Tableau 23 : Trajectoire d'estimation des coûts liés à la formation.....	51
Tableau 24 : Trajectoire des gains d'intervention.....	52

Tableau 25 : Trajectoires des gains sur les PNT -0 Scénario « BAU »	52
Tableau 26 : Trajectoires des gains sur les PNT -0 Scénario « OPT ».....	53
Tableau 27 : Trajectoire des gains découlant du recyclage des matériels	54
Tableau 28 : Trajectoire des gains MDE pour les clients	55
Tableau 29 : Coûts et bénéfices totaux du projet dans le scénario de référence « BAU ».....	57
Tableau 30 : Coûts et bénéfices d'investissement pour le GRD - VAN en millions FCFA	58
Tableau 31 : Coûts et bénéfices opérationnels pour le GRD – VAN en millions FCFA	59
Tableau 32 : Coûts et bénéfices totaux du projet dans le scénario « OPT »	59
Tableau 33 : Coûts et bénéfices d'investissement pour le GRD - VAN en millions FCFA	60
Tableau 34 : Coûts et bénéfices opérationnels pour le GRD – VAN en millions FCFA	61
Tableau 35 : Coûts et bénéfices pour les clients finals – VAN en millions FCFA	61
Tableau 36 : Coûts et bénéfices pour les fournisseurs / la collectivité – VAN en millions FCFA.....	62
Tableau 37 : Analyse de sensibilité relative à la durée de vie des compteurs	63
Tableau 38 : Procédure de détermination du WACC (millions de FCFA et %)	67
Tableau 39 : Taux de recouvrement par type de compteur	68
Tableau 40 : Taux de PNT & PTD	68
Tableau 41 : Synthèse des résultats des 2 scénarios	73

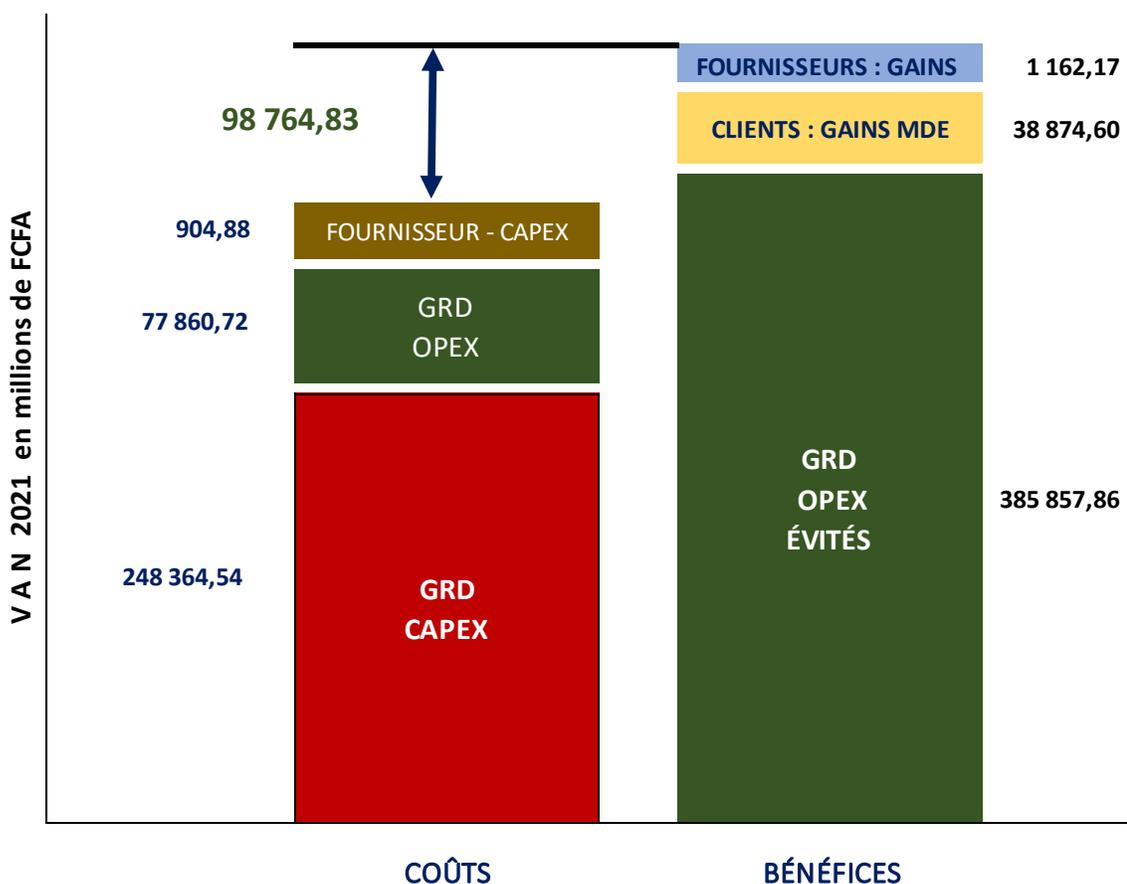
1. Synthèse des résultats de l'Étude technico-économique

Le déploiement d'une ICA composée entièrement de compteurs électroniques, avec une prépondérance de compteurs électroniques prépayés pour le comptage de l'électricité au Cameroun, présente un intérêt économique à long terme dans les deux scénarios testés ici, c'est-à-dire « BAU » et « OPT ».

Dans l'un et l'autre cas, la VAN totale du projet ICA est positive :

- Très largement, et de plus de 88 milliards FCFA dans le scénario de référence « BAU », et
- Convenablement, de plus de 31 milliards FCFA dans le scénario « OPT ».

Figure 1: Coûts et Bénéfices pour l'ensemble des acteurs – Scénario « BAU »

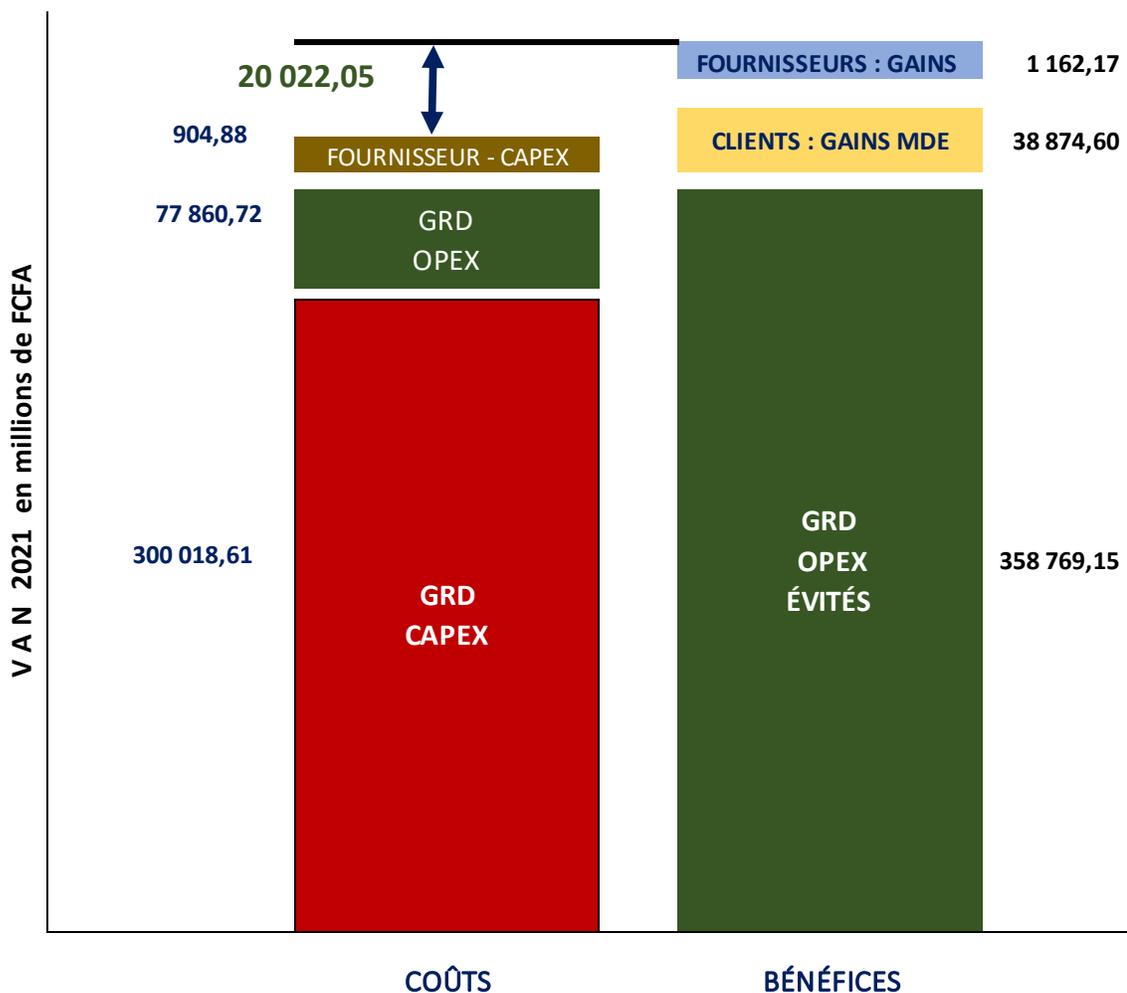


À l'échelle des activités du segment de la Distribution / Commercialisation du GRD uniquement,

- le projet se révèle viable économiquement puisque la VAN dans notre scénario de référence « BAU », culmine à 82 699 millions FCFA 2021.
- Il en va toutefois différemment du scénario « OPT » au sein duquel à l'échelle des activités du segment de la Distribution / Commercialisation du GRD uniquement, le projet affiche une VAN négative de - 19 110,19 millions FCFA. Cette valeur résulte principalement du renchérissement du coût des compteurs du fait de la hausse de 5% à 20% de la proportion de compteurs intelligents, toutes choses étant égales par ailleurs.

À l'échelle des autres acteurs que sont les clients finals et la collectivité, le projet ICA montre clairement que ces deux catégories sont bénéficiaires des retombées du projet avec des VAN positives nettes de près de 39 milliards pour les clients finals, et de 257 millions pour la collectivité (les fournisseurs). Ces résultats restent identiques dans les deux scénarios testés.

Figure 2 : Coûts et Bénéfices pour l'ensemble des acteurs – Scénario « OPT »



Pour les activités du segment de la Distribution / Commercialisation de l'électricité du GRD ENEO, le projet de déploiement d'une ICA génère certes des investissements importants, mais il ressort des calculs effectués que ces investissements sont plus que compensés sur la période d'analyse 2021 – 2031 par les gains sur les charges d'exploitation :

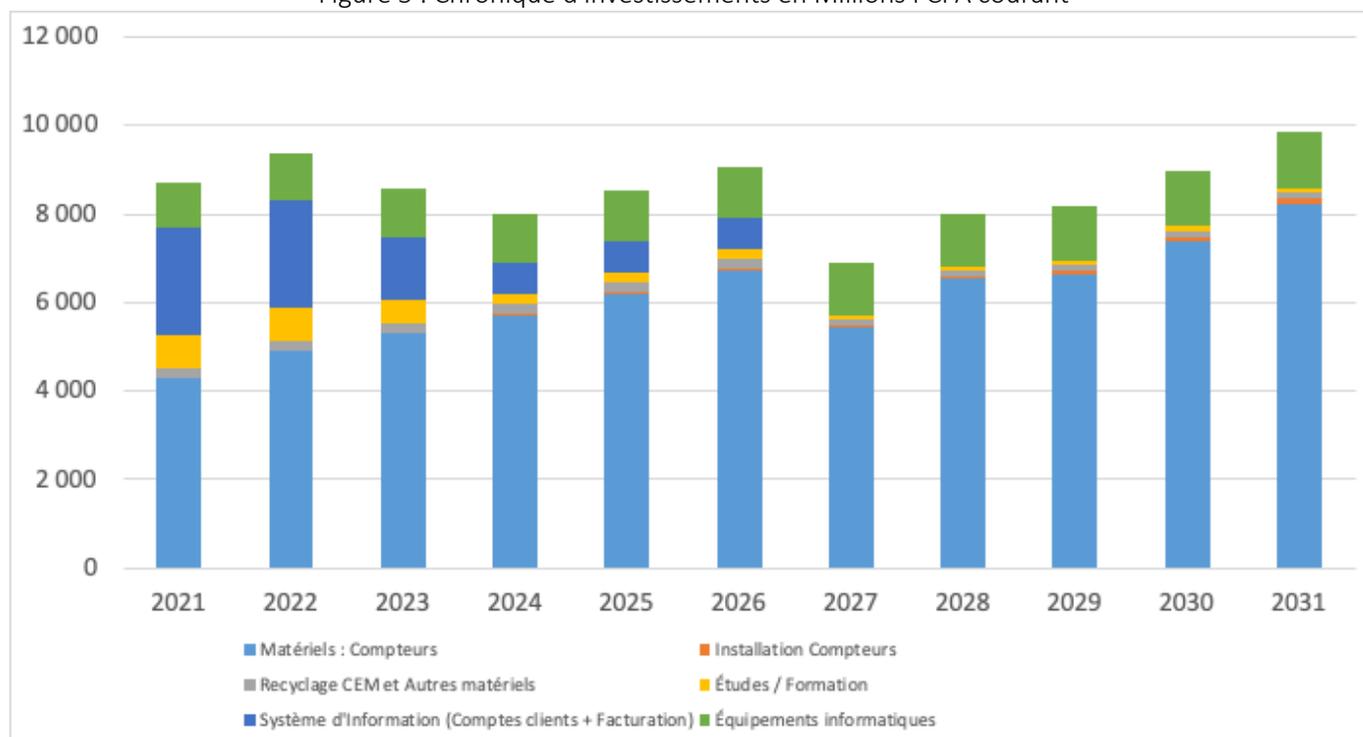
- Les besoins en investissements sont largement compensés par les gains qui découlent du déploiement des compteurs électroniques prépayés qui génèrent des gains en charges d'exploitation qui découlent directement de la suppression programmée, et parachevée à partir de l'année 2028 des compteurs électromécaniques. Sur toute la période de modélisation (2021 - 2031), la VAN des

gains nets d'investissements est positive à 43 567,03 millions FCFA et excédentaire et représente près de 20% des investissements totaux (248 567,03 millions FCFA),

→ Les coûts d'exploitation sont plus élevés à court terme à cause principalement des coûts du système d'information et de l'acquisition d'équipements informatiques nécessaires au bon fonctionnement de l'ICA. Toutefois les réductions des coûts d'exploitation vont prendre une part de plus en plus conséquente au fur et à mesure de la pénétration des compteurs évolués en général et des compteurs prépayés en particulier.

Le poste qui participe le plus, et de loin; à la réduction des coûts d'exploitation est celui afférent à la baisse des PNT et de la fraude (VAN de 356 552 millions FCFA), suivi de celui qui concerne la baisse des coûts d'intervention (VAN de 13 240 millions FCFA).

Figure 3 : Chronique d'investissements en Millions FCFA courant



N.B. Dans le graphique ci-dessus, les valeurs des matériels ont été divisées par un facteur 4 pour que tous les postes puissent être visibles aisément.

L'analyse de sensibilité de l'équilibre économique du projet aux hypothèses clé montre que le projet est intéressant financièrement dans le scénario « BAU » aussi bien à l'échelle du GRD qu'au niveau global. Dans le scénario « OPT », le déploiement d'une ICA reste financièrement intéressante au périmètre global mais la VAN au périmètre du GRD est quant à elle négative :

- À l'échelle des activités de Distribution / Commercialisation d'ENEO, l'hypothèse testée la plus sensible est celle des gains sur les pertes non techniques (PNT) et les fraudes puisque la trajectoire de réduction des PNT de moitié sur la période d'analyse qui est appliquée dans les deux scénarios se révèle extrêmement intéressante, avec des gains opérationnels évalués en VAN à 372 618 millions FCFA.

- L'autre hypothèse importante porte sur les gains qui découlent de la réduction des coûts d'intervention qui est liée l'introduction des compteurs permettant de faire l'économie de passage systématique de techniciens chez les clients, lesquels gains s'élèvent en VAN à 13 240 millions FCFA.

Ce plan d'affaires a été réalisé à partir de données et informations fournies par l'ARSEL et par le GRD ENEO, que nous avons complété avec des analyses comparatives avec des systèmes électriques d'environnement similaires à celui du Cameroun.

Les principales hypothèses retenues sont les suivantes :

- **Durée de vie des compteurs de l'ICA (CEL, PRE, INT) :**

A l'heure actuelle le parc de compteurs est composé pour près du tiers de compteurs résidentiels historiques électromécaniques (CEM), dont la durée de vie est estimée à environ 30 ans. En tout état de cause, cette durée de vie n'aura pas d'incidence particulière pour notre étude dans la mesure où les 2 scénarios envisagés « BAU » et « OPT », procèdent au remplacement systématique et intégral de ces compteurs par des Compteurs électroniques, de manière à ce qu'il n'y ait plus de CEM dès l'année 2028.

Dans le cas des compteurs électroniques (CEL, PRÉ et INT) qui vont complètement équiper le parc à l'horizon 2031, nous allons donc retenir une durée de vie des compteurs électroniques de quinze (15) ans. Cette hypothèse est retenue sur la base de différents retours d'expérience de pays comparables et d'informations récoltées auprès de constructeurs de matériels bien que le GRD ENEO nous ait communiqué une durée de vie de vingt (20) ans.

- **Réduction des Pertes Non Techniques (PNT) et des Fraudes :**

Nous avons adopté dans le scénario de référence « BAU », la trajectoire de gains potentiels sur les PNT pour arriver à 12% en 2031, telle que stipulée dans le PV de l'avenant No. 3 du Contrat Cadre de Concession de Distribution et de Vente de l'Électricité.

Nous avons toutefois aussi testé dans le Scénario alternatif « OPT », l'hypothèse d'une trajectoire de PNT qui aboutit à 10% en 2031.

- **Gain de MDE :**

Nous adoptons dans nos analyses les résultats d'un retour d'expérience du début de déploiement massif de compteurs évolués au Royaume Uni. Cette étude indique notamment une baisse de la consommation imputable aux compteurs évolués 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.

Nous retenons la valeur basse de l'intervalle de confiance ci-dessus, c'est-à-dire la valeur de 1,6 % de baisse de la consommation liée à l'installation des compteurs évolués. Valeur qui se révèle très proche de l'hypothèse de réduction de la consommation retenue pour les territoires français d'Outre-mer¹ dont les conditions climatiques se rapprochent de celles du Cameroun.

→ En guise de synthèse :

L'analyse de la sensibilité économique du projet aux hypothèses clés montre que dans tous les cas de figures, le projet reste intéressant financièrement aussi bien à l'échelle de chacun des acteurs, qu'à l'échelle globale de l'ensemble du territoire

¹ CRE - « Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI », Novembre 2017.

2. Objectif de l'étude

L'étude technico-économique a pour objectif de permettre à l'ARSEL de disposer d'une évaluation des coûts et des gains du projet de déploiement de compteurs prépayés / intelligents. Il importe de souligner que faute de données / informations insuffisantes sur l'ERD, le champ de l'étude porte ici exclusivement sur le périmètre sous concession du GRD ENEO. Cette évaluation s'inscrit dans le cadre des études de faisabilité commandées par l'ARSEL, pour la mise en place de systèmes prépayés, et intelligents de mesure² qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité.

La mise en place de tels systèmes est subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et bénéfices pour le marché et pour le consommateur. Laquelle évaluation repose sur une détermination et/ou des recommandations quant aux modèles de compteurs intelligents/prépayés qui seront les plus rationnels économiquement et les moins coûteux, ainsi qu'au calendrier envisagé pour leur déploiement.

L'étude met l'accent sur l'ensemble de la chaîne de valeur du segment de la commercialisation de l'électricité et vise à élaborer le plan d'affaires du projet de déploiement de compteurs prépayés / intelligents du Gestionnaire de Réseaux de Distribution (GRD) qu'est Energy of Cameroon (ENEO). Et cela, en se basant in fine sur 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.

Il est capital pour l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ARSEL) d'avoir une parfaite connaissance des coûts et des gains des projets de comptage (prépayé / intelligent) des GRD pour être en mesure d'en apprécier le niveau et l'efficacité et déterminer les impacts éventuels sur le Revenu Maximum Autorisé (RMA) et ensuite, dans le cadre de l'exercice récurrent de régulation des tarifs.

C'est dans ce contexte que l'ARSEL a décidé de réaliser cette évaluation économique du déploiement des compteurs électroniques intelligents/prépayés pour le segment de la distribution / commercialisation de l'énergie électrique au Cameroun.

Cette étude de faisabilité constitue un éclairage par rapport à l'opportunité d'utiliser ces technologies et alimentera le processus de réflexion et de décision des multiples acteurs impliqués au niveau national

2.1 Les compteurs : de quoi parle-t-on ?

Les enseignements de l'observation et de l'analyse de la chaîne de valeur du système de comptage au Cameroun commandent que nous débutons par un éclairage sur les compteurs, de façon à homogénéiser le langage et établir ainsi une compréhension identique de ces matériels. Ces précisions sont d'importance et devront également être rajoutées dans les textes réglementaires qui régissent le fonctionnement et le développement du secteur électrique au Cameroun.

Tous les compteurs d'énergies ont vocation à enregistrer l'énergie que le client final doit payer, ils peuvent être soit électromécaniques, soit électroniques. Toutefois, du fait que les compteurs électromécaniques sont actuellement en voie de disparition et ne seront plus fabriqués à l'horizon 2025, les développements faits ici supposeront qu'à l'horizon 2031, les seuls compteurs présents dans le parc seront uniquement des compteurs électroniques.

² Il sera question d'ICA ou IMA : Infrastructure de Comptage Avancé ou Infrastructure de Mesure Avancée

Cette distinction est indispensable lorsqu'il s'agit d'initier une évaluation des coûts et des bénéfices / avantages des compteurs intelligents / prépayés. Il sera ainsi possible de n'attribuer aux compteurs, que les éléments qui leur sont spécifiquement imputables et qui tiennent compte des spécificités locales. Cette approche a des répercussions sur la manière dont doit être définie la situation de référence (scénario « Business as Usual ») ainsi que la valorisation de certains postes de bénéfices tels que la réduction de la consommation d'énergie, ou la gestion active de la demande.

Il existe différents types de compteurs qui se différencient suivant la technologie, le mode de lecture et le mode de paiement, comme présentés ci-après.

2.1.1 Compteurs électromécaniques et compteurs électroniques post payés

Les compteurs électromécaniques classiques sont les plus anciens matériels de mesure de la consommation d'énergie compteurs et cela, à l'aide d'un disque qui tourne proportionnellement à l'énergie consommée. Ils sont désormais systématiquement et intégralement remplacés par des compteurs électroniques qui n'ont pas de pièces en mouvement et sont dotés d'un affichage digital. Ils sont moins encombrants que les compteurs électromécaniques, et conçus pour beaucoup mieux résister aux tentatives de fraudes.

Ces deux types de compteurs se caractérisent par le fait que la relève continue de se faire par une intervention humaine qui va permettre de facturer l'index lu, d'où leur qualification de compteurs « post-payés » parce que les clients sont facturés après avoir consommé l'énergie électrique, avec un releveur qui passe chaque mois faire une relève en vue de la facturation de l'index lu. Ces compteurs présentent également une persistance de fréquentes erreurs de surfacturation, dues à des problèmes récurrents d'estimation de la consommation.

Il est à noter qu'ils représentent en 2020, plus de 90% des matériels de comptage installés sur le territoire camerounais ; avec 362 256 unités pour les compteurs électromécaniques, et 1 034 548 unités pour les compteurs électroniques simples.

2.1.2 Compteurs intelligents / communicants

Le compteur intelligent / communicant est un matériel électronique de mesure de la consommation d'électricité, en ajoutant des informations qu'un compteur classique ne fournit pas, et auquel est adjoint un équipement qui peut transmettre et recevoir des données en utilisant une forme de communication électronique³.

A la différence des compteurs électromécaniques ou encore des compteurs électroniques simples qui nécessitent d'être relevés de façon manuelle, les compteurs intelligents sont dotés des fonctionnalités suivantes :

1. **Enregistrement** : Ils enregistrent dans leur mémoire, selon un protocole défini, la puissance électrique prélevée et les quantités consommées à différents moments de la journée chaque jour de la semaine;
2. **Communication** : Ils transmettent de manière automatique ces données au gestionnaire du réseau de distribution (GRD) ou au client;

³ Le GRD est le principal « interlocuteur » (à distance) des compteurs intelligents / communicants par le fait qu'il est l'acteur responsable de la collecte et du traitement des données. La connexion entre le système informatique du GRD étant bidirectionnelle, il pourra également transmettre des commandes aux compteurs intelligents, afin de réaliser différents types d'opérations telles que l'activation/désactivation des compteurs, l'assistance à distance ou bien encore l'équilibrage et le suivi de la qualité de service du réseau.

Le GRD sert également d'intermédiaire entre le consommateur et les autres acteurs du marché de l'énergie, en partageant les données collectées utiles au gestionnaire de réseau de transport et aux fournisseurs d'énergie

3. **Pilotage à distance** : Ils peuvent être contrôlés et vérifiés à distance par le gestionnaire de réseau et ils sont capables d'envoyer une alarme au GRD en cas d'ouverture du capot et donc, de suspicion de fraude.

Les compteurs intelligents / communicants sont donc des compteurs électroniques auxquels on rajoute une interface de communication et informatique qui permet de le lire à distance via un port de communication de type RS232 et RS485 qui sont tous deux des connecteurs RJ45.

La lecture à distance nécessite l'ajout d'un ensemble constitué des éléments suivants :

- i. Une application de lecture à distance avec licence. Dans le cas d'ENEO, il s'agit du logiciel ZFA,
- ii. Le compteur électronique intelligent proprement dit, en tant que matériel servant de centrale de mesure,
- iii. Les connecteurs (RJ45, jarretière),
- iv. Les convertisseurs (RS232/485, RS485/Ethernet ou variomod, RS485/Fibre optique /Ethernet ou Omnitron, RS485/GSM data ou Modem),
- v. Un réseau de télécommunications GSM ou un réseau SCADA.

Ils constituent une des composantes du déploiement des réseaux électriques intelligents. Ils gèrent les données de comptage et de lecture à distance de celles-ci à fréquence définie, et permettent la commande à distance des fonctions associées au compteur : ouverture, fermeture, limitation de puissance. Les GRD sont ainsi intéressés à la généralisation de ce type de compteurs du fait des économies substantielles que les opérations à distance rendent possibles : la collecte des données de consommation, la possibilité de coupure à distance ou encore, la collecte de données sur la fiabilité du réseau BT.

Dans le cas du Cameroun qui n'est pas encore équipé de réseau de distribution intelligent dans le territoire concédé à ENEO, le compteur communicant ne sert pour l'instant qu'à récolter les données pour établir la facture du client, et à enregistrer les données permettant la mesure de la qualité du service au niveau du client BT, comme les coupures de courant.

De même, dans le périmètre hors concession (Électrification Rurale Décentralisée), un équipement en compteurs intelligents/communicants n'aboutirait qu'à un renchérissement non justifié⁴ du coût de la fourniture d'énergie, sans être en mesure pour le moment dans le cadre du déploiement de l'électrification rurale, d'accompagner le développement de la production décentralisée. Sur ce dernier point en particulier, le compteur intelligent / communicant peut permettre de faciliter l'intégration de la production via les énergies renouvelables, comme nouvelles sources d'approvisionnements.

2.1.3 Compteurs prépayés

Le compteur à prépaiement⁵ possède deux fonctionnalités fondamentales :

1. **Fourniture** : Ils ont une fonction classique de d'alimentation du client en énergie ;
2. **Décomptage** : A l'opposé du comptage ou de la mesure dans les autres types de compteurs, la fonction de décomptage s'exerce à partir de l'achat de crédit qui est immédiatement converti en énergie (kWh). A l'expiration du crédit, le compteur du client est déconnecté, et il ne sera reconnecté qu'après un nouvel achat de crédit et l'insertion qui s'ensuivra d'un nouveau code d'accès.

⁴ Le coût des compteurs intelligents / communicants est en moyenne cinq à six fois plus élevé que les compteurs électroniques post payés ou les compteurs à prépaiement.

⁵ Le compteur à prépaiement est encore appelé « compteur à budget ».

La problématique de l'usage du compteur à prépaiement est différente de celle du compteur intelligent, puisque le GRD a pour objectif principal de se doter d'un matériel qui lui permet minimiser (voire, éliminer) les fraudes et les impayés.

Cela explique d'ailleurs pourquoi le type de compteur à prépaiement choisi par ENEO est le modèle « split », qui se caractérise par deux éléments complémentaires :

- i. Un compteur introduit dans un coffret fixé en haut du poteau ENEO dans un boîtier sécurisé ou alors dans une cage à compteur montée en limite de propriété. Le compteur réalise le décryptage du paiement et le contrôle de la consommation;
- ii. Un clavier (Customer Interface Unit) qui est installé au domicile du client et qui a une fonction de décomptage des KWh, qui s'exerce à partir d'une entrée de crédit, qui se fait par la saisie d'un code de 20 chiffres (système STS).

Figure 4 : Compteur prépayé de type « SPLIT » choisi par ENEO.



Cette disposition présente l'avantage de réduire les risques de fraudes, notamment celles qui ont traditionnellement pour siège la partie amont du branchement. Ce compteur à prépaiement obéit à la norme STS et est donc équipé des fonctionnalités suivantes :

- Détection des branchements frauduleux,
- Détection d'inversion du sens de l'énergie,
- Programmation de la puissance souscrite,
- Protection anti-foudre.

Il est capital pour notre étude de noter que le compteur à prépaiement actuellement retenu dans le cas du Cameroun n'est à pas proprement parler intelligent / communicant. Comme il ressort du tableau récapitulatif ci-après, le type de compteur choisi par ENEO ne dispose en effet :

- Ni de communication à distance avec plateforme de lecture et analyse des données,
- Ni de dispositif de coupure à distance, c'est-à-dire pas de télé-intervention.

Toutefois, Il faut noter qu'il existe depuis peu sur le marché, des compteurs prépayés intelligents qui permettent de plus une alternance entre les modes « prépayé » et « post-payé.

C'est le cas par exemple, du **compteur prépayé triphasé DTSY1598 Smart DLMS** qui est le dernier type intégré de la gamme de produits iSmart. Il est équipé d'un relais interne, qui permet de couper automatiquement l'alimentation du client en cas de manipulation frauduleuse (ouverture du couvercle du terminal ou du couvercle avant, etc.) ou dépassement de la valeur limite de puissance.

Il est évolutif et peut être relié à l'unité d'interface client (CIU) en tant que dispositif optionnel par des interfaces de communication filaires ou sans fil. De plus, il existe un mécanisme enfichable et interopérable pour sa communication de liaison montante comme PLC, RF, GPRS, 3G ou 4G, qui s'élargit pour être compatible et plus adaptable aux fonctionnalités ICA ou IMA selon divers scénarios sur site.

Figure 5 : Compteur prépayé triphasé intelligent DLMS DTSY1598



2.1.4 Compteurs de transformateurs Vs Concentrateurs

Cette section est essentielle pour bien fixer et comprendre les choix technologiques faits par le GRD ENEO pour ce qui est de l'Infrastructure de Comptage avancée (ICA), et des aspects technico-économiques sur lesquels vont reposer les calculs qui en découlent ainsi que l'analyse Coûts - Bénéfices.

Dans le contexte camerounais, l'expérience du GRD camerounais fait explicitement le choix technologique de ne pas utiliser de concentrateurs dans l'exploitation des compteurs intelligents. L'accent est plutôt résolument mis sur l'utilisation de compteurs d'énergie avec transformateurs de courant et interface sérieelle qui remplissent également la fonction de concentrateurs CPL/GPRS pour la totalité des compteurs évolués qui sont installés en aval des transformateurs HTA/BT des postes de distribution publique.

Ce choix technologique est à souligner pour ses conséquences concrètes sur les investissements en matière de télécommunications destinés à accompagner le déploiement des compteurs de l'ICA camerounaise. En

d'autres termes, cela signifie que les investissements de développement des réseaux de télécommunications ne sont pas du ressort du secteur électrique et donc du GRD, mais sont plutôt effectués par les opérateurs de télécommunications locaux.

En d'autres termes, si les compteurs électroniques qui composent l'ICA du parc ENEO se caractérisent bien un sens bidirectionnel d'enregistrement des énergies consommées, leur capacité d'enregistrement et d'analyse des données métrologiques se révèle plutôt limitée pour les deux types de compteurs qui représentent près de 95% du parc résidentiel, comme le montre clairement le tableau ci-après, avec :

- Les compteurs électroniques Post-payés (CEL) qui ne permettent AUCUN enregistrement NI analyse des données métrologiques, et
- Les compteurs électroniques Prépayés (PRE) qui, bien que capables d'identifier de manière précise la consommation d'électricité des clients et de la transmettre par téléphone (GPRS) et/au ou courant porteur de ligne (CPL) au gestionnaire de données de comptage, NE SONT PAS CAPABLES au-delà de la simple consommation globale en kWh, de récupérer et de gérer la masse d'informations et de données privées des clients finals (courbe de charge, microcoupures etc.).

Tableau 1 : caractéristiques des compteurs électroniques du parc d'ENEO

Compteurs	Sens d'enregistrement des énergies consommées	Communication à distance avec plateforme de lecture et analyse des données	Enregistrement et analyse des données métrologiques	Dispositif de coupure à distance
Electroniques Prépayés (PRE)	2 sens	non	oui	non
Electroniques Intelligents (INT)	2 sens	oui	oui	oui
Electroniques Post-payés (CEL)	2 sens	non	non	non

Il est clair que le problème principal des compteurs est celui de la communication, qui doit pouvoir être fiable et automatique ou sollicitée, dans un réseau communicationnel où circulent en permanence des masses de données considérables affluant vers un ou quelques nœuds centraux. Dans le cas de l'ICA du Cameroun, le choix retenu est celui de l'utilisation des antennes relais des téléphones mobiles, des lignes téléphoniques, ainsi que des solutions Wi-Fi et Internet ou la combinaison de plusieurs de ces solutions. Ce qui signifie qu'un aspect critique de l'architecture pour la surveillance et le contrôle de la consommation d'énergie des clients finals est l'utilisation du compteur d'énergie avec transformateurs de courant et interface série pour assurer la fonction de concentrateurs CPL/GPRS pour la totalité de ces compteurs PRE. Ainsi chacun de ces appareils transporte les données qu'il a enregistrées par courant porteur en ligne vers un détecteur séparé, puis ensuite via le réseau de téléphonie mobile (GPRS) et sans possibilité de stockage, vers le point de contrôle du serveur central du GRD ENEO.

Cette approche technologique est différente de l'approche basée sur les concentrateurs qui sont des relais indispensables des compteurs intelligents équipés d'appareil de coupure à distance. Autant de caractéristiques qui leur permettent de générer des masses de données considérables. Le dispositif adéquat de gestion, de contrôle et de surveillance de toutes ces données repose alors sur des **concentrateurs** installés dans les postes de transformation HTA/BT dont le rôle est d'assurer la communication bi-directionnelle entre le parc des compteurs et le serveur du système central du GRD :

- Du compteur au concentrateur, par courant porteur en ligne (CPL) bas débit sur le réseau BT, en tenant compte du fait que les informations stockées sur le compteur de chaque client sont transmises une ou plusieurs fois par jour au concentrateur, qui collecte les data d'une centaine de compteurs environ dans le cas des quartiers résidentiels d'une ville comme Douala, et ensuite
- Du concentrateur au dispositif central par réseau GPRS propriétaire ou non, puisque ces données sont ensuite stockées directement chez le GRD.

2.2 Objectif des scénarios

Une analyse coûts/bénéfices prend en compte un scénario de référence auquel sont comparés un ou plusieurs scénarios potentiels pour, in fine, en déduire un résultat en termes de retour sur investissement.

L'étude technico-économique est réalisée ici en comparant un scénario avec un déploiement minimal (5%) de compteurs intelligents / communicants (scénario « BUSINESS AS USUAL » - BAU) avec un (1) autre scénario qualifié d'Optimiste « OPT ».

2.2.1 Description du scénario de référence « BUSINESS AS USUAL »

Les analyses quantitatives associées au modèle de déploiement sont réalisées par rapport à un scénario de référence. Ce scénario de référence intitulé « BUSINESS AS USUAL » (BAU) représente la situation dans laquelle les compteurs électromécaniques (CEM) sont systématiquement retirés du parc au cours de la période sous analyse, de manière à ne plus en avoir du tout en 2031. Ils sont intégralement remplacés par des compteurs électroniques sur la base d'un mix de :

- 95% de compteurs électroniques « prépayés + post-payés »;
- 5% de compteurs électroniques « intelligents / communicants »

Ce remplacement systématique des CEM réalisé dans le scénario de référence BAU nous amène à ne pas tenir compte dans le calcul des coûts des modèles de déploiement de la vétusté de ces matériels. Le taux de défaillance retenu est par contre établi à 1,35% et il est considéré comme uniforme pour tous les types de compteurs. Compte tenu de la durée de vie relativement longue de ces compteurs (une trentaine d'années en moyenne), ils sont dans leur grande majorité remplacés avant leur fin de vie. Le non-amortissement de ces compteurs ne va donc pas rentrer en compte dans l'étude quantitative liée à l'ensemble des compteurs électroniques.

2.2.2 Description du scénario alternatif « OPTIMISTE »

Le scénario alternatif intitulé « OPT » représente une situation identique au scénario précédent pour ce qui est des compteurs électromécaniques (CEM); ils sont systématiquement retirés du parc au cours de la période sous analyse, de manière à ne plus en avoir du tout en 2031. Ils sont ensuite intégralement remplacés par des compteurs électroniques sur la base d'un mix de :

- 80% de compteurs électroniques « prépayés + post-payés »;
- 20% de compteurs électroniques « intelligents / communicants »

Tout comme précédemment, le remplacement systématique des CEM nous amène à ne pas tenir compte dans le calcul des coûts des modèles de déploiement de la vétusté de ces matériels. Le taux de défaillance est comme dans le scénario « BAU » considéré comme égal à 1,35%.

3. Méthodologie et construction des hypothèses

3.1 Méthode générale, contexte et approche

3.1.1 Méthode générale

Le business plan proposé ici vise à estimer sur l'ensemble de la chaîne électrique et pour chacun des acteurs, les coûts et les gains découlant de la réalisation du projet de déploiement du mix de compteurs prépayés / intelligents au Cameroun. Les coûts et les gains sont répartis entre les différents segments et acteurs, de façon à calculer la Valeur Actuelle Nette (VAN) pour chacun de ceux-ci.

Le business plan repose sur un scénario de référence dit « BUSINESS AS USUAL » (BAU) qui tient compte des hypothèses que nous jugeons les plus proches de la réalité à la lumière des données et informations que nous avons pu obtenir. Ces hypothèses ont été bâties sur le Contrat cadre de concession de Distribution et de vente d'électricité, ainsi que ses trois (3) avenants, documents qui régissent le fonctionnement du segment de la Distribution et de la Commercialisation de l'Électricité à l'horizon 2031 au Cameroun.

La comparaison des coûts entre le scénario de référence « BAU », et le scénario 2 appelé « OPTIMISTE » correspondant à une introduction plus marquée de compteurs intelligents / communicants, au détriment des compteurs prépayés, 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 business plan 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 (10 années), en prenant en compte une valeur terminale des compteurs qui est égale à la valeur comptable nette de cet actif en fin de période de modélisation.

Ce business plan a été réalisé à partir des données et informations fournies conjointement par l'ARSEL et le GRD ENEO, que nous avons été amenés à compléter parfois avec des hypothèses de systèmes électriques de pays d'Afrique subsaharienne de taille comparable au Cameroun.

L'étude de faisabilité porte sur le périmètre de la concession d'ENEO, ainsi que sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'industrie de l'électricité au Cameroun (producteurs, consommateurs, ...) et fait apparaître dans le cadre du mix des compteurs prépayés / intelligents les éléments suivants ⁶ :

- Les coûts d'investissement pour le segment de la Distribution / Commercialisation, par nature d'investissement et par activités ;
- 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 impacts du projet en termes d'efficacité énergétique / MDE ;

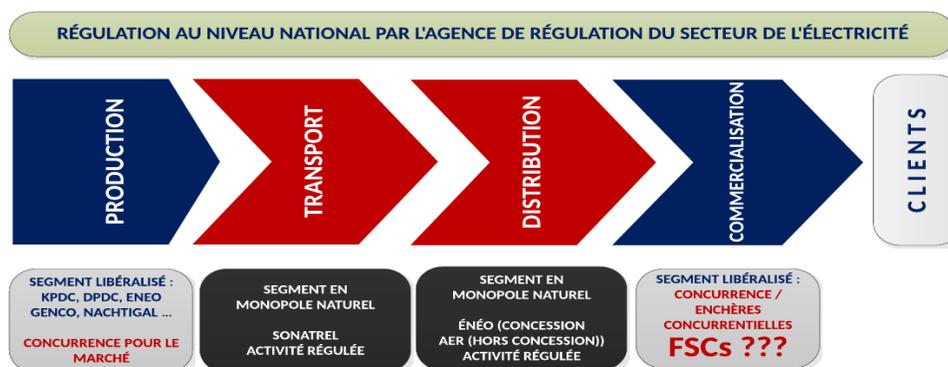
⁶ Tous les résultats dont il est question ci-après sont obtenus grâce à l'outil de modélisation financière conçu pour la circonstance et mis à la disposition de l'Agence : ARSEL - MISSONGUI

Et surtout, 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.

3.1.2 Contexte du marché de l'électricité camerounais

L'étude prend en compte le modèle camerounais en vigueur au Cameroun depuis 2011, tel que défini dans la loi 2011/014 du 14 décembre 2011. Ce modèle suppose la séparation fonctionnelle des segments de l'industrie électrique, et repose sur la chaîne de valeur reprise dans le schéma suivant :

Figure 6 : Séparation fonctionnelle et chaîne de valeur de l'électricité au Cameroun



Voici les acteurs de la chaîne de valeur pris en compte dans cette analyse :

Tableau 2 : Les acteurs de la chaîne de valeur⁷

1	CLIENTS
2	GRD - GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION / TERRITOIRE CONCÉDÉ
2 bis	GRD - GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION / PÉRIMÈTRE HORS CONCESSION
3	FOURNISSEUR
4	RÉGULATEUR

Cette première distinction permettra d'estimer dans quelle mesure chacun des acteurs ci-dessus énoncés supporte les coûts et retire des bénéfices du déploiement à l'horizon 2031, des compteurs électroniques prépayés / intelligents. Il est à noter que dans le cas des clients, nous serons amenés à tenir compte des catégories de compteurs et partant des consommations associées, telles qu'indiquées dans le tableau ci-après.

⁷ Nous avons pris le parti de faire figurer le GRD potentiel du périmètre hors concession (C'est-à-dire l'AER au vu des textes), même si nous ne pourrions pas faute de positionnement institutionnel réel et de données suffisantes l'intégrer dans les analyses et résultats.

Tableau 3 : Catégories de compteurs actifs et consommations associées

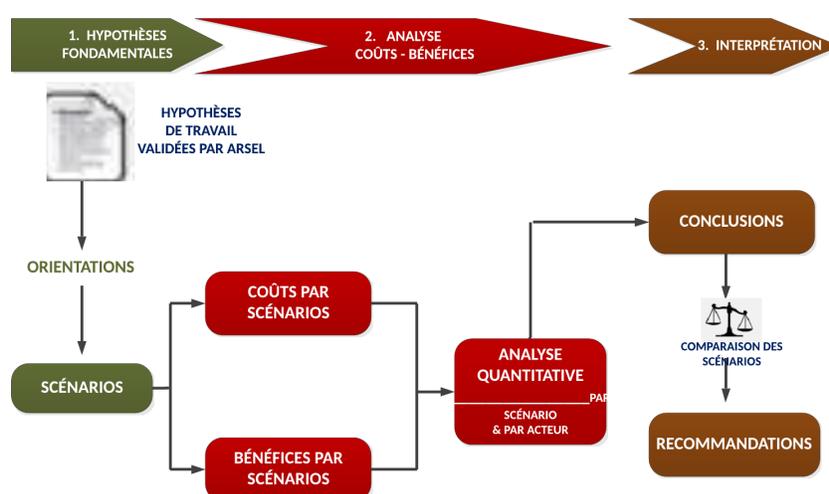
	Électromécaniques	Électroniques		
		Postpayés	Prépayés	Communicants
Domestiques 2 fils	346 465	989 453	63 072	2 026
Domestiques 4 fils	14 019	40 035	2 762	40
Grands Comptes 4 fils	1 772	5 060	-	15 068
TOTAL COMPTEURS	362 256	1 034 548	65 834	17 134
kWh annuels	1 145 215 993	2 071 917 578	58 352 937	468 136 760
Cons. Spécifique kWh	3 161	2 003	886	27 322
kWh mensuels	263	167	74	2 277

Source : ENEO - Direction commerciale

3.1.3 Approche

La méthodologie suivie est représentée schématiquement ci-après :

Figure 7 : Séquences de la méthodologie



Cette méthodologie se compose de trois phases qui sont chronologiques et interdépendantes :

1. La première phase consiste en la définition et la construction des scénarios qui vont servir de base à l'ensemble de l'étude technico-économique,
2. Ces éléments servent d'input à la deuxième phase qui consiste au repérage et à la modélisation dans un outil de calcul des coûts et des bénéfices pour chaque catégorie d'acteurs, puis la réalisation des calculs proprement dits et d'une analyse de sensibilité permettant d'évaluer l'impact de paramètres fondamentaux sur les résultats de l'analyse,
3. La troisième phase est l'ensemble des conclusions qualitatives et quantitatives que l'on peut tirer au vu des résultats de la deuxième phase ainsi que les recommandations qui en découlent.

Pour être en mesure d'obtenir les données et informations requises, et d'intégrer les points de vue des différentes parties prenantes à la réalisation de cette étude, le consultant a eu recours à des experts homologues de l'ARSEL, de l'AER et d'ENEO.

3.2 Construction des hypothèses

3.2.1 Présentation des scénarios de l'étude :

Scénario de référence - « BUSINESS AS USUAL » : le plan d'affaires du déploiement des compteurs évolués dans le contexte actuel : Mix de 95% « Électroniques prépayés + post-payés » et 5% « Électroniques intelligents / communicants », sur la période 2021-2031.

C'est la configuration future du réseau de distribution avec un minimum de compteurs intelligents (5 %). Elle intègre les changements qui consistent principalement à remplacer les compteurs électromécaniques arrivés en fin de vie utile, par des compteurs électroniques bidirectionnels (95 %) dont la grande majorité (4%) à l'horizon 2031, sont des compteurs prépayés pour résoudre les problèmes de recouvrement et pour réduire les pertes non techniques. Comme déjà souligné plus haut, nous réitérons ici que seuls les 5 % de compteurs intelligents / communicants sont capables de « Communication à distance avec plateforme de lecture et analyse des données » et renferment un dispositif d'intervention à distance (coupure etc.).

Scénario 2 - « OPTIMISTE » : le plan d'affaires du déploiement des compteurs évolués : Mix de 80% « Électroniques prépayés + post-payés » et 20% « Électroniques intelligents / communicants », sur la période 2021-2031⁸.

Cette configuration teste une plus forte pénétration des compteurs intelligents / communicants au sein du parc, en tirant pleinement partie de la solution Open Standard⁹ retenue au démarrage du projet de diffusion des compteurs prépayés par le GRD ENEO. Solution qui autorise l'utilisation de compteurs bidirectionnels avec transformateurs de courant sur la plate-forme, qui sont en mesure de transmettre les seules données de consommation d'énergie par interface série et CPL bas débit sur le réseau BT, avant que ces informations soient relayées le système central via la norme de téléphonie mobile GPRS qui est gérée par Les opérateurs de télécommunications au Cameroun.

De plus en ce qui concerne les compteurs prépayés qui comme déjà énoncé, ne permettent pas de télé-intervention; le GRD prévoit de maintenir des visites périodiques des installations de comptage afin de détecter des problèmes éventuels et être à même de rapatrier les informations collectées vers le serveur central.

Le pourcentage de clients qui recevront un compteur intelligent sera choisi principalement au sein de la clientèle BT classée comme gros consommateurs non

⁸ En réalité, l'avenant No. 3 ainsi que le PV de cet avenant No.3 au Contrat cadre de concession traitent explicitement d'un échantillon de postes MT/BT à définir par période d'investissements pour le suivi de la qualité de service à travers la pose de compteurs intelligents. De 5% en 2021 à **30% en 2031** et non pas 20% comme nous le testons ici après validation par l'ARSEL. Ils traitent également des compteurs intelligents à poser sur les Points de livraison (PLs) administratifs et l'Éclairage Public, y compris les PLs BT pour le suivi de la qualité du service.

⁹ ARSEL - ENEO - 14 juillet 2016, État d'avancement du projet pilote sur les compteurs prépayés lancé par ENEO en 2015.

résidentiels ou commerciaux. Il s'agira alors de privilégier les cibles retenues sur base de leur capacité à déplacer leur charge ou à carrément s'effacer, comportements qui pourraient alors être aisément valorisés au moyen des compteurs intelligents intégrés dans des réseaux intelligents.

Le scénario 2 « OPTIMISTE » de référence est donc basé sur une situation en évolution par rapport à 2021 et tient compte des changements auxquels on peut raisonnablement s'attendre, notamment dans l'optique de la préparation du développement des réseaux intelligents par le GRD. Notons toutefois qu'un développement massif futur de ce type de compteurs remettra au premier plan la question du choix technologique Compteur avec transformateurs de courant Vs concentrateurs.

3.2.2 Présentation en compréhension des coûts et des bénéfices

3.2.2.1 Les dispositifs de mesure des bénéfices

Pour mesurer les bénéfices liés au déploiement des compteurs prépayés / intelligents, nous retenons une série d'applications au travers desquelles ces derniers seront calculés de manière précise. Ceci nous permettra d'identifier de manière non équivoque le poids de chaque application dans l'ensemble des bénéfices ainsi que de tirer des conclusions d'ordre qualitatif étant donné que certaines applications ont une plus grande importance si l'on prend en compte les spécificités locales camerounaises (exemple : la détection de la fraude pour remédier au pourcentage élevé de pertes non techniques sur le réseau). Ces applications permettront d'identifier et d'estimer, parmi les types de clients, ceux qui engendrent plus ou moins de bénéfices.

Voici la liste des dispositifs possibles au Cameroun, ainsi qu'une brève description de chacun d'eux :

Tableau 4 : Dispositifs de mesure des bénéfices

Dispositif de mesure des bénéfices	Brève Description
Utilisation Rationnelle de l'Energie	Valorisation de la réduction de la consommation
Télé intervention : Mise en et hors service / Réglage de la puissance	L'enclenchement et le déclenchement à distance ne sont pas pris en compte pour les compteurs prépayés. En ce qui concerne le réglage de la puissance à distance, il est possible avec les compteurs intelligents sous réserve toutefois, que l'augmentation de puissance ne dépasse pas la puissance souscrite.
Estimation Préalable et Détection de la Fraude	Utilisation des compteurs prépayés / intelligents pour détecter plus rapidement des situations de consommation frauduleuse d'énergie.
Gestion des Défauts de Paiement	Paiement anticipé des consommations par les compteurs a prépaiement évaluation du remplacement des compteurs à prépaiement actuels par des compteurs intelligents
Comptage	La relève des compteurs à distance permettrait d'éviter le déplacement des agents du gestionnaire de réseau.

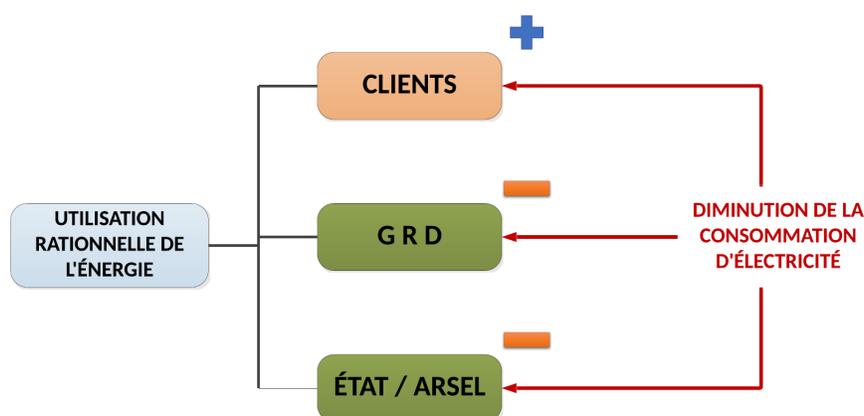
Les sources de bénéfices sont déduites des fonctionnalités des compteurs prépayés / intelligents que permet chacun des dispositifs de mesure. Il sera également essentiel de bien identifier l'acteur du modèle de marché qui, pour chacun des dispositifs, recueille les bénéfices du déploiement des compteurs prépayés / intelligents. En effet, vu le modèle de marché de l'énergie, un acteur peut très bien supporter des coûts sans en recueillir les bénéfices et inversement.

Utilisation rationnelle de l'énergie :

Ce dispositif de mesure « Utilisation rationnelle de l'énergie » concerne la diminution de la consommation d'énergie qui découle aussi bien de l'installation d'un compteur prépayé que d'un compteur intelligent. Ce bénéfice est, au vu des études similaires réalisées dans d'autres pays africains, est présenté comme l'un des constats les plus significatifs après l'introduction des compteurs prépayés / intelligents.

Cette diminution de la consommation s'avère bien entendu bénéfique pour le consommateur, alors qu'elle est génératrice d'un manque à gagner pour le GRD, mais également pour l'ARSEL / l'État (au niveau des revenus de la TVA et du montant de la redevance).

Figure 8 : Utilisation rationnelle de l'énergie

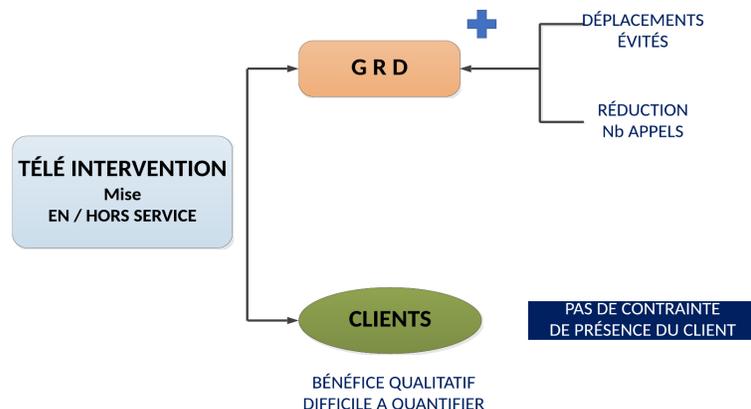


Télé-intervention :

L'application mise en et hors service à distance présente un bénéfice certain pour le GRD sous forme de déplacements évités ainsi qu'une réduction de la charge au niveau du service clientèle.

Quant au consommateur il profitera d'un bénéfice qualitatif (non-financier) car il lui sera épargné de devoir être présent pour donner accès à ses installations.

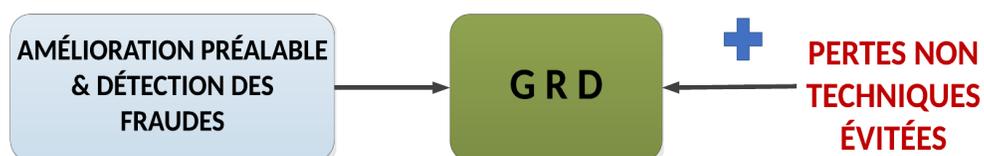
Figure 9 : Bénéfices de la télé-intervention



Estimation préalable et détection de la fraude :

L'amélioration de la détection des fraudes attribuable au déploiement de compteurs prépayés / intelligents se traduit par une diminution des pertes non techniques. Le seul bénéficiaire de ce gain est le GRD.

Figure 10 : Bénéfices découlant des pertes non techniques



Gestion des défauts de paiement :

En ce qui concerne la gestion des défauts de paiement, les bénéfices se situent au niveau du GRD qui tire ainsi avantage aussi du déploiement des compteurs prépayés / intelligents dans la mesure où il peut alors anticiper les situations et diminuer les impayés.

Comptage :

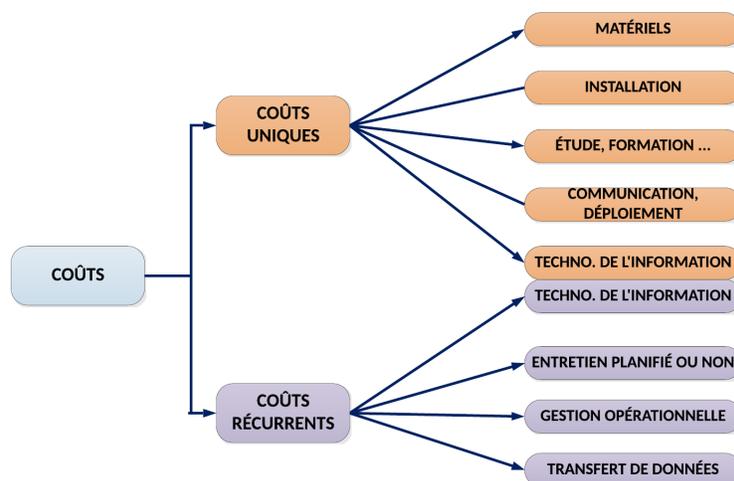
Le fait de pouvoir effectuer les opérations de comptage à distance présente une source de bénéfices avérés pour le GRD qui ne devra plus disposer d'une importante équipe de releveurs à déployer sur le terrain pour relever les index de consommation manuellement. Le fait aussi de pouvoir disposer de relevés de consommation beaucoup plus fréquents qu'à l'heure actuelle sans les compteurs prépayés / intelligents permettra de disposer de données plus fiables et moins sujettes à contestation ce qui aura un impact positif pour le service à la clientèle.

3.2.2.2 Postes de Coûts

Dans le cadre du déploiement des compteurs prépayés / intelligents, la quasi-totalité des coûts sont alloués au GRD ENEO dans la mesure où dans le modèle du marché libéralisé camerounais, les actifs sont gérés par le gestionnaire de réseaux de distribution.

En ce qui concerne les postes de coût, les coûts uniques et récurrents sont distingués, tel qu'illustré ci-dessous :

Figure 11 : Postes de coûts : uniques et récurrents



3.3 Hypothèses préalables aux caractéristiques des modèles de déploiement des compteurs

Il ressort des échanges et discussions intervenus avec les experts du GRD ENEO que le choix technologique retenu pour le déploiement de l'ICA au Cameroun privilégie l'installation de compteurs avec transformateurs et interface sérielle communiquant CPL bas débit sur le réseau BT, puis ensuite un acheminement vers le serveur central au travers de la norme de téléphonie mobile GPRS des opérateurs de télécommunications locaux.

Il ne s'agit donc pas ici d'évaluer une autre variante alternative de modèle de déploiement, mais plutôt d'entériner le choix technologique fait par le GRD et qui est actuellement opérationnel et pris en compte de son plan d'investissement. Cela consiste donc en une combinaison de :

1. La technologie CPL (Courant Porteur en Ligne) bas débit sur le réseau BT pour acheminer les données de consommation vers le réseau de téléphonie mobile, puis ensuite
2. L'acheminement de ces données vers le système d'information du GRD au moyen du protocole réseau de téléphonie mobile GPRS.

Ce choix technologique nous amène à considérer que les développements du réseau de téléphonie en lien avec le déploiement des compteurs sur la période d'analyse sont du ressort des opérateurs de télécommunications locaux.. En termes de poids des investissements, cette option se révèle en effet largement moins budgétivore qu'un développement d'un réseau propriétaire qui nécessiterait beaucoup plus d'équipements connexes pour évaluer les implications du choix technologique alternatif qui repose sur l'installation de compteurs communicants et de concentrateurs.

Les observations faites pour arriver à la définition du modèle de compteurs intelligents / prépayés le mieux adapté à la situation camerounaise prennent pour support les analyses d'impacts quantitatives et qualitatives connexes aux différentes variantes de modèles de déploiement étudiés, et elles seront évaluées grâce à l'analyse coûts - avantages.

3.3.1 Hypothèses générales de l'analyse quantitative

Dans le cadre de l'analyse quantitative, des hypothèses et des paramètres généraux sont retenus. Ces hypothèses sont indépendantes des modèles étudiés et sont influencées par des éléments principalement extérieurs à l'analyse quantitative. Ces éléments sont ici mis en avant étant donné leur influence sur les résultats. Ils serviront de base ensuite à la réalisation d'une analyse de sensibilité pour illustrer les écarts occasionnés par la variation des paramètres pouvant être modifiés.

3.3.1.1 La période temporelle de l'étude : 2021 - 2031.

La durée d'analyse de cette étude quantitative a été établie de 2021 à 2031. Elle correspond à la durée de modélisation des coûts et des bénéfices (cash-flows) dans le plan d'affaires. Cette durée de modélisation du plan d'affaires est calée sur la date de généralisation du déploiement de notre Infrastructure de Comptage Avancée (ICA) avec le mix de compteurs CEL, INT et PRE.

Cette durée d'analyse couvre principalement le territoire sous concession du GRD, et accessoirement les actions d'ERD du périmètre hors concession¹⁰. Elle s'aligne sur les deux périodes suivantes :

- La période 2021 -2027, qui correspond à la période pro-active de remplacement systématique des CEM par ENEO sur la base de 5 000 unités par mois, soit un total de 60 000 CEM par année agressive. Ce qui aboutit à la suppression complète de ce type de compteurs au cours de l'année 2027. Le taux de croissance annuel moyen des compteurs au cours de cette période culmine à 10,27 %. Cela s'explique par le fait que les CEM systématiquement déposés sont remplacés par des compteurs électroniques (CEL, PRE et INT) qui viennent en excédent des compteurs répondant à la croissance du taux d'accès à l'électricité au sein du territoire concédé à ENEO,
- La période 2028 - 2031 addition qui se caractérise par un parc de compteurs qui se compose exclusivement de compteurs électroniques la disparition. Le taux de croissance annuel moyen des compteurs au cours de cette période baisse significativement, pour s'établir à 3,58 %.

Dans les calculs de VAN que nous faisons dans les analyses Coûts - Bénéfices qui suivent, nous tiendrons compte de la valeur résiduelle associée aux compteurs à la fin de la durée de modélisation, c'est-à-dire en 2031. La valeur résiduelle de ces actifs à la fin de la période de modélisation sera égale à leurs valeurs nettes comptables.

3.3.1.2 Fiscalité : Le taux d'actualisation

Le taux d'actualisation des coûts et des gains correspond à celui qui est utilisé pour le calcul de la VAN du projet d'ICA. Nous adopterons le CMOC (WACC) comme taux d'actualisation dans le cadre des calculs d'actualisation de notre étude. Le taux qui nous a été communiqué par l'ARSEL et qui est appliqué sur les segments de la Distribution / Commercialisation est constant et s'élève à 15,3 %, en nominal avant l'impôt sur les Sociétés.

Dans la mesure où cet indicateur est au centre de l'analyse puisqu'il représente l'élément essentiel d'appréciation du rendement attendu des apporteurs de capitaux, (actionnaires et bailleurs de fonds), eu égard à la rémunération qu'ils pourraient obtenir d'un placement présentant le même profil de risque, nous faisons le choix de retenir un taux d'actualisation qui reflète véritablement :

→ Non seulement la structuration des fonds propres du GRD ENEO, mais également

¹⁰ Nous avons conscience que le périmètre hors concession est en expansion actuellement au Cameroun, nous ne disposons toutefois pas des informations qui permettraient de pleinement l'intégrer dans les analyses.

→ L'appréhension des risques par aussi bien l'ARSEL, que le GRD ENEO.

Nous avons donc fait le choix au sein de l'outil de modélisation économique MISSONGUI qui est livré à l'ARSEL, de faire une estimation du Coût Moyen Pondéré du Capital (CPMC ou WACC en anglais), en tenant compte du fait qu'il est central dans la détermination de la rémunération de la base des actifs du GRD en rapport avec les activités soumises à régulation par l'ARSEL, mais également à la rémunération des avances sur consommation (ASC), dans le cadre de la détermination du Revenu Maximum Autorisé (RMA) au GRD.

Et bien entendu, cet indicateur est fondamental aux calculs d'actualisation des flux de liquidité nets dans le cadre des calculs d'évaluation de la rentabilité du projet ICA de déploiement des compteurs (calcul de la Valeur Actuelle Nette).

Il est à noter que ce taux d'actualisation retenu est considéré comme unique pour toutes les catégories d'acteurs : GRD, Clients finals, Fournisseur / Collectivité et Régulateur. Cela se justifie par le fait que la totalité des calculs effectués ici repose principalement sur les investissements réalisés ou évités par le GRD. C'est pourquoi Il nous est apparu logique de ne retenir qu'un seul taux d'actualisation pour l'ensemble de l'étude technico-économique.

Tableau 5 – Évolution des KPIs intervenant dans le calcul du CMPC comme taux d'actualisation

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Structuration des fonds propres											
Ratio C/(C+D)	52,9%	52,9%	52,9%	52,9%	52,9%	52,9%	52,9%	52,9%	52,9%	52,9%	52,9%
Gearing	89,0%	89,0%	89,0%	89,0%	89,0%	89,0%	89,0%	89,0%	89,0%	89,0%	89,0%
Appréhension des risques											
Taux sans risque (Arsel)	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%
Rentabilité des titres sur le marché	12,6%	12,6%	12,6%	12,6%	12,6%	12,6%	12,6%	12,6%	12,6%	12,6%	12,6%
Bêta économique (Bsd)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Bêta ENEO (Bi)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Coût des FP ENEO (kC)	14,5%	14,5%	14,5%	14,5%	14,5%	14,5%	14,5%	14,5%	14,5%	14,5%	14,5%
Taux d'IS ENEO	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%
Coût moyen de la dette ENEO	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
Coût marginal des dettes ENEO (kD)	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
WACC (CMPC)	10,2%										

Source : Outil de modélisation financière - MISSONGUI

Tableau 6 : Procédure de détermination du WACC (millions de FCFA et %)

C	Fonds propres ENEO (Cf. Bilan Eneo 2020)	158 508
D	Dettes Nettes ENEO = Emprunts + Dettes de Crédit-Bail + Crédit de Trésorerie – Trésorerie Actif (Cf. Bilan ENEO 2020)	141 059
AF	Autonomie Financière = C/(C+D)	52,9 %
Gearing	D/C	89 %
r	Taux sans risque	5,6 %
t	Taux d'Impôt sur les Sociétés - ENEO	33 %
β_{sd}	β économique / β sans dette	0,8
E_m	Rentabilité des titres sur le marché = $r*(1+1/\beta_{sd})$	12,6 %
β_i	Bêta individuel ENEO = $\beta_{sd}*(1+(D/C)*(1-t))$	1,3
kC	Coût des Fonds Propres ENEO = $r + (\beta_i*(E_m-r))$	14,5 %
i	Coût moyen de la dette ENEO	8 %
kD	Coût marginal des dettes ENEO (kD) = $i*(1-t)$	5,4 %
WACC	$kC*AF+ kD*(1-AF)$	10,2 %

3.3.1.3 Inflation et évolution des salaires :

L'ensemble des postes de CAPEX (Investissements), de charges et de revenus tiennent compte de l'inflation locale dans leurs projections, de même que les tarifs de l'énergie électrique qui, de ce fait ; ont été constants en termes réels sur l'ensemble de la période 2021-2031.

L'inflation importée a été utilisée conjointement à l'inflation locale dans les charges de services extérieurs (moyenne simple des deux inflations) et de manière exclusive en ce qui concerne les investissements liés aux compteurs.

Tableau 7 : Évolution de l'inflation locale et importée sur la période d'analyse

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Indice des prix											
Inflation locale (Cameroun)	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%
Inflation importée	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%
Biens et services locaux	1,023	1,047	1,071	1,095	1,120	1,146	1,173	1,200	1,227	1,255	1,284
Biens et services importés	1,028	1,057	1,086	1,117	1,148	1,180	1,213	1,247	1,282	1,318	1,355

Les hypothèses de taux d'inflation annuels des prix des biens et services sont appliqués aux coûts et aux gains du plan d'affaires, de même que les hypothèses d'évolution des salaires qui correspondent à l'évolution normale des coûts salariaux.

Le paramètre de l'inflation impacte la majorité des coûts et des gains opérationnels. La valeur utilisée pour cette étude se base sur un alignement au taux d'inflation du pays. Cela revient donc à énoncer que la trajectoire d'évolution des salaires tient compte du taux d'inflation local au Cameroun de 2,3 % et partant, les salaires sont considérés comme constants en termes réels, puisqu'ils intègrent l'inflation sur l'ensemble de la période sous analyse.

3.3.1.4 L'évolution du prix de l'énergie électrique :

Le raisonnement appliqué à la croissance se fait à l'identique de celui de la hausse des salaires, c'est-à-dire que les prix de l'énergie (les tarifs) sont stables en valeur réelle, avec un taux de croissance aligné sur l'inflation, à 2,3 %.

3.3.1.5 Le parc actuel de compteurs et son évolution :

Le parc actuel de compteurs d'électricité est évalué à 1 483 950 unités en 2020¹¹. Bien que la croissance de ce parc soit prioritairement corrélée à la croissance du nombre de ménages, nous privilégierons dans le cas de la présente étude, l'alignement de cette croissance aux objectifs assignés au GRD dans le contrat de concession de Distribution et de vente d'électricité ainsi que ses avenants No. 1, 2 et 3.

¹¹ Rapport annuel d'activités ENEO - 2020 et Informations complémentaires reçues de la Direction Commerciale en Juin 2021.

Tableau 8 : Historique du parc des compteurs

	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020
COMPTEURS COMMUNICANTS - INT	60	595	3 590	11 256	17 134
ELECTROMECHANIQUE - CEM	489 917	460 751	442 120	399 910	362 256
ELECTRONIQUE - CEL	609 019	719 481	810 576	939 903	1 034 548
PREPAID - PRE	1	2	2	5 151	65 834
SANS COMPTEUR	1 507	1 608	1 402	2 169	2 653
Total général	1 100 504	1 182 437	1 257 690	1 358 389	1 483 950

Source : ENEO - Direction commerciale

Tableau 9 : Évolution prévue du parc sur la période d'analyse – Scénario « BAU »

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CEM	302 265	242 265	182 265	122 265	62 265	2 265	-	-	-	-	-
PRÉ	170 334	287 678	410 722	539 922	675 962	819 374	927 039	1 054 491	1 178 979	1 314 031	1 460 787
CEL	1 060 673	1 090 009	1 120 770	1 153 070	1 187 080	1 222 933	1 249 849	1 281 712	1 312 834	1 346 597	1 383 286
INT	26 662	34 382	42 477	50 977	59 927	69 362	76 445	84 830	93 020	101 905	111 560
TOTAL	1 559 934	1 654 334	1 756 234	1 866 234	1 985 234	2 113 934	2 253 334	2 421 034	2 584 834	2 762 534	2 955 634

Tableau 10 : Évolution prévue du parc sur la période d'analyse – Scénario « OPT »

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CEM	302 265	242 265	182 265	122 265	62 265	2 265	-	-	-	-	-
PRÉ	153 834	252 650	356 266	465 066	579 626	700 394	791 060	898 388	1 003 220	1 116 948	1 240 532
CEL	1 056 548	1 081 252	1 107 156	1 134 356	1 162 996	1 193 188	1 215 854	1 242 686	1 268 894	1 297 326	1 328 222
INT	47 287	78 167	110 547	144 547	180 347	218 087	246 420	279 960	312 720	348 260	386 880
TOTAL	1 559 934	1 654 334	1 756 234	1 866 234	1 985 234	2 113 934	2 253 334	2 421 034	2 584 834	2 762 534	2 955 634

Il est utile de souligner que la demande d'électricité dont il est question ici en BT englobe essentiellement les deux (2) catégories que sont la demande commerciale et de la petite industrie, ainsi que la demande résidentielle urbaine qui sont toutes les deux connectées au moyen d'une quantité modérée d'infrastructures T&D par unité de consommation.

Le développement de la demande résidentielle rurale, qui nécessite une infrastructure T&D plus importante par unité de consommation (Électrification Rurale située à proximité des réseaux) et ERD sont à prendre en compte dans le futur au travers des informations qu'il sera alors possible d'obtenir.

Il ressort des informations reçues d'ENEO, que le pourcentage de compteurs monophasés et triphasés sur le parc, qui permet d'estimer correctement le coût d'achat et de transport des compteurs est le suivant :

Composition du parc existant :

- Part de monophasés 88 %
- Part de triphasés 12 %

En termes de précisions sur la structure du parc de compteurs par âge et par type, les caractéristiques obtenues sont reprises dans le tableau ci-dessous :

Tableau 11 : Caractéristiques du parc des compteurs

Type de compteurs	Âge des compteurs (Moyenne depuis la pose)	Durée de vie estimée	Volume annuel de pose
Électromécaniques - CEM	> 15 ans	> 20 ans	Dépose systématique (Environ 60 000 unités par année)
Prépayés - PRE	3 ans	20 ans	116 280 (sur l'année 2020)
Intelligents - INT	4 ans	20 ans	10 020 (sur l'année 2020)
Électroniques post-payés - CEL	11 ans	20 ans	38 724 (sur l'année 2020)

Source : ENEO

La trajectoire de pose prévue sur la période d'analyse, c'est-à-dire l'objectif de pose des compteurs est de 1,2 % du nombre de clients BT comme énoncé dans les avenants du contrat de concession d'ENEO. Cet objectif est actuellement largement dépassé sur le terrain.

Sur la base des données historiques auxquelles nous avons eu accès, les estimations que nous avons faites nous amènent à prévoir un taux de croissance annuel moyen de 9,56 % sur la période de modélisation du plan d'affaires. Cela va nous permettre d'estimer le nombre de compteurs à installer et à remplacer sur le parc tout au long du projet. Il sera ainsi possible d'estimer la volumétrie d'achat et de pose des compteurs électroniques (PRE, INT et CEL) pour chacun des deux scénarios à l'étude, c'est-à-dire : « BAU » et « OPT ».

Tableau 12 : Données historiques sur l'évolution des branchements

	2016	2017	2018	2019	2020
OBLIGATIONS CONTRACTUELLES (OBJECTIFS)		71 371	73 871	76 371	78 871
PREVISIONS BUSINESS PLAN 2015_2019	77 000	82 000	84 000	91 000	
BRANCHEMENTS REALISES	90 533	99 431	81 296	82 129	82 351
INSTALLATIONS NORMALISEES			18 700	37 430	41 685
NOMBRE DE CLIENTS ACTIFS	1 101 373	1 184 372	1 258 340	1 360 027	1 483 950

Source : ENEO - Plans d'affaire 2015-2019 et Rapports d'activité

Pour établir de manière précise la trajectoire de déploiement des compteurs, nous avons tenu compte :

1. Des objectifs globaux du taux d'accès à l'électricité, tels qu'énoncés dans le procès-verbal de validation d'intégration des annexes 2 et 3 du contrat cadre de concession. Ce qui nous a amené à tenir compte du 1^{er} accès proprement dit, mais également des régularisations faites par ENEO sur le terrain,

Tableau 13 : Objectifs globaux du taux d'accès à l'électricité

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1er accès	43 800	57 300	60 700	64 300	68 200	72 300	76 700	81 400	86 300	91 500	97 100
Régularisations	33 700	37 100	41 200	45 700	50 800	56 400	62 700	66 300	71 500	76 200	81 000
TOTAL	77 500	94 400	101 900	110 000	119 000	128 700	139 400	167 700	163 800	177 700	193 100

2. De la stratégie volontariste actuelle d'ENEO, de retrait systématique des CEM du parc à raison d'environ 5 000 unités par mois, soit 60 000 unités par année.

Le GRD ENEO mène activement actuellement des tests de qualité et de vérification de ses compteurs CEM, afin d'être en mesure des contrôles de ces matériels aux fins de leur remplacement. Sur cette base, il est procédé à un remplacement accéléré des compteurs CEM existants dans le parc. Cette stratégie aboutit à une trajectoire de remplacement des CEM par des compteurs électroniques de façon identique dans les deux scénarios retenus et cela, sur une période de six (6) années; de 2021 à 2027.

Tableau 14 : Stratégie de suppression des CEM du parc des compteurs

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CEM	(60 000)	(60 000)	(60 000)	(60 000)	(60 000)	(60 000)	(2 265)
PRÉ	45 600	45 600	45 600	45 600	45 600	45 600	1 721
CEL	11 400	11 400	11 400	11 400	11 400	11 400	430
INT	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	113
TOTAL	-	-	-	-	-	-	0

09

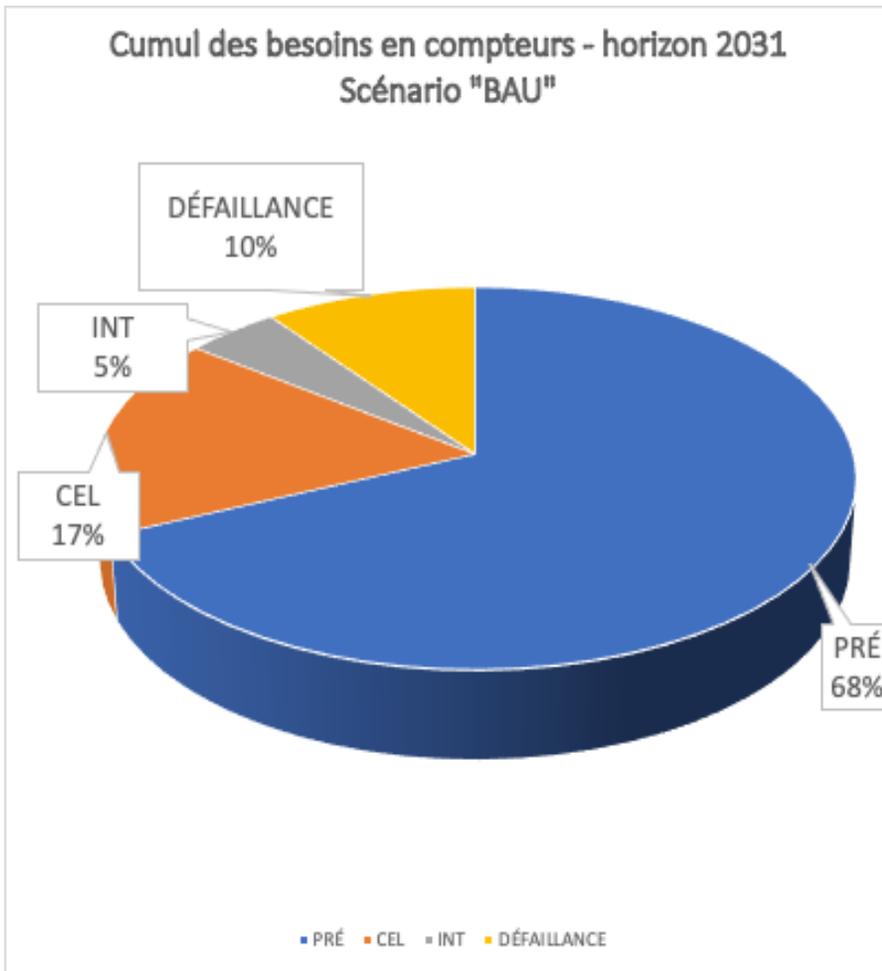


Figure 12 : Scénario "BAU" Besoins en compteurs horizon 2031

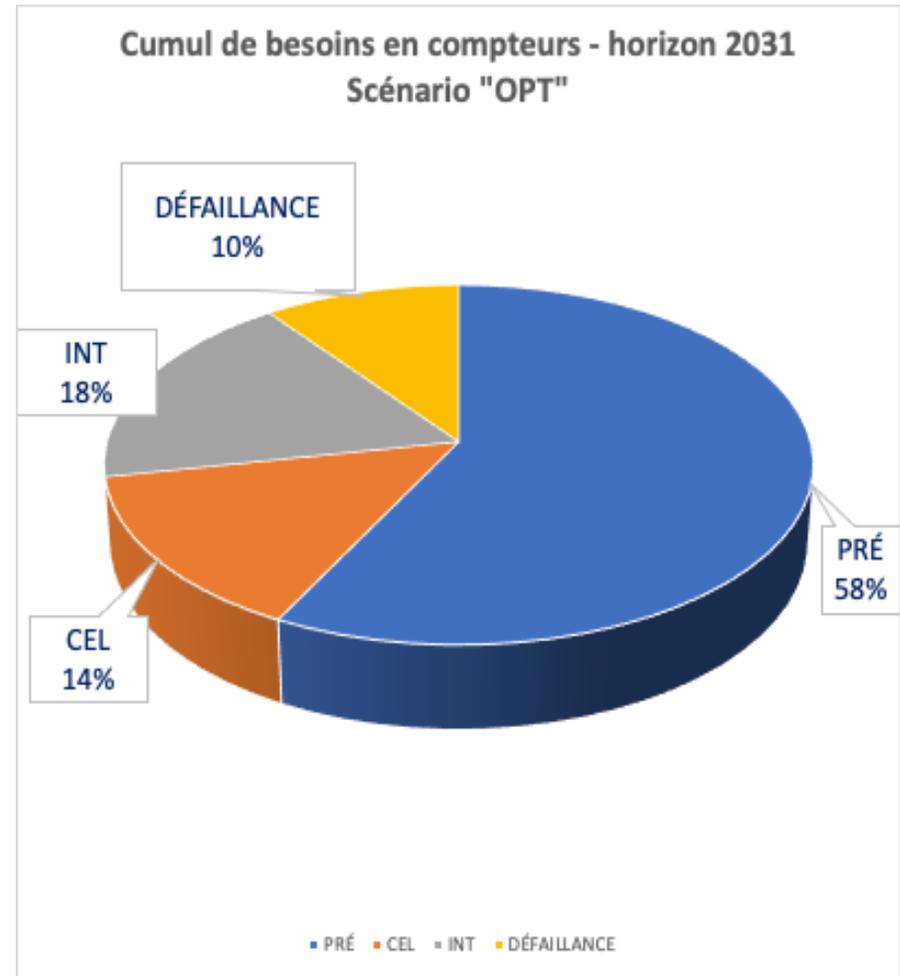


Figure 13 : Scénario "OPT" Besoins en compteurs horizon 2031

Tableau 15 : Composition du parc de compteurs – Monophasés et triphasés.

Légende	CEM	Compteurs électromécaniques	Hypothèse applicable à tous les compteurs BT	
	CEL	Compteurs électroniques Post-payés		
	PRÉ	Compteurs électroniques Prépayés		
	INT	Compteurs électroniques intelligents		
			Monophasé 2 fils	88%
			Triphasé 4 fils	12%

SCÉNARIO "BUSINESS AS USUAL"

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CEM	Monophasé	265 993	213 193	160 393	107 593	54 793	1 993	-	-	-	-	-
	Triphasé	36 272	29 072	21 872	14 672	7 472	272	-	-	-	-	-
CEL	Monophasé	933 392	959 208	986 278	1 014 702	1 044 630	1 076 181	1 099 867	1 127 907	1 155 294	1 185 006	1 217 292
	Triphasé	127 281	130 801	134 492	138 368	142 450	146 752	149 982	153 805	157 540	161 592	165 994
PRÉ	Monophasé	149 894	253 157	361 435	475 131	594 847	721 049	815 795	927 952	1 037 502	1 156 348	1 285 493
	Triphasé	20 440	34 521	49 287	64 791	81 115	98 325	111 245	126 539	141 478	157 684	175 294
INT	Monophasé	23 463	30 256	37 380	44 860	52 736	61 039	67 272	74 651	81 858	89 677	98 173
	Triphasé	3 199	4 126	5 097	6 117	7 191	8 323	9 173	10 180	11 162	12 229	13 387
Total Monophasé		1 372 742	1 455 814	1 545 486	1 642 286	1 747 006	1 860 262	1 982 934	2 130 510	2 274 654	2 431 030	2 600 958
Total Triphasé		187 192	198 520	210 748	223 948	238 228	253 672	270 400	290 524	310 180	331 504	354 676
TOTAL GÉNÉRAL		1 559 934	1 654 334	1 756 234	1 866 234	1 985 234	2 113 934	2 253 334	2 421 034	2 584 834	2 762 534	2 955 634

SCÉNARIO "OPTIMISTE"

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CEM	Monophasé	265 993	213 193	160 393	107 593	54 793	1 993	-	-	-	-	-
	Triphasé	36 272	29 072	21 872	14 672	7 472	272	-	-	-	-	-
CEL	Monophasé	929 762	951 502	974 297	998 233	1 023 436	1 050 005	1 069 952	1 093 564	1 116 627	1 141 647	1 168 836
	Triphasé	126 786	129 750	132 859	136 123	139 560	143 183	145 903	149 122	152 267	155 679	159 387
PRÉ	Monophasé	135 374	222 332	313 514	409 258	510 071	616 347	696 132	790 581	882 833	982 914	1 091 668
	Triphasé	18 460	30 318	42 752	55 808	69 555	84 047	94 927	107 807	120 386	134 034	148 864
INT	Monophasé	41 613	68 787	97 281	127 201	158 705	191 917	216 850	246 365	275 194	306 469	340 454
	Triphasé	5 674	9 380	13 266	17 346	21 642	26 170	29 570	33 595	37 526	41 791	46 426
Total Monophasé		1 372 742	1 455 814	1 545 486	1 642 286	1 747 006	1 860 262	1 982 934	2 130 510	2 274 654	2 431 030	2 600 958
Total Triphasé		187 192	198 520	210 748	223 948	238 228	253 672	270 400	290 524	310 180	331 504	354 676
TOTAL		1 559 934	1 654 334	1 756 234	1 866 234	1 985 234	2 113 934	2 253 334	2 421 034	2 584 834	2 762 534	2 955 634

3.3.1.6 Trajectoire de pose des compteurs :

L'évolution du parc de compteurs dans chacun des scénarios détermine la volumétrie de compteurs résidentiels qui seront achetés et posés tout au long de la période 2021 – 2031. Le nombre de compteurs électroniques dans les deux scénarios « BAU » et « OPT » repose sur les hypothèses suivantes :

1. Le taux de croissance annuel moyen de croissance d'accroissement du taux d'accès à l'électricité, qui détermine le nombre de compteurs électroniques à acquérir et à poser pour équiper les nouveaux clients de compteurs évolués,
2. Le nombre de régularisations qui sont effectuées dans le parc sur la période d'analyse,
3. Le taux de défaillance des compteurs électroniques, qui détermine le nombre de compteurs à acquérir et à poser pour remplacer les compteurs défectueux,

L'estimation du nombre de compteurs à remplacer sur le parc tout au long du projet est fourni dans le tableau précédent qui précise la volumétrie d'achat et de pose de compteurs intelligents / prépayés pour le plan d'affaires dans chacun des deux scénarios considérés pour l'étude : « BAU » et « OPTIMISTE ».

En tout état de cause, et quel que soit le scénario, il est prévu de passer de 77 500 compteurs posés en 2021, à plus du double, avec 193 100 compteurs à poser en 2031. Cette trajectoire de pose met clairement en lumière la question du renforcement des ressources humaines au sein des deux cent soixante-quinze (275) sous-traitants d'ENEO qui assurent actuellement les prestations des activités branchements et pose des compteurs. La capacité d'intervention de ces prestataires doit en effet être accrue d'un facteur de 2,5 pour arriver à atteindre les objectifs visés.

Nous faisons également l'hypothèse que les poses de la totalité des compteurs se font en considérant que toutes les interventions de pose ne nécessitent pas d'opérations complexes à effectuer pour arriver à avoir des installations conformes, aussi bien au niveau du point de livraison (coffret de comptage), que pour l'environnement proche de ce point de livraison (support, cheminement du câble de branchement etc.)

Dans l'un ou l'autre des scénarios, le besoin global en compteurs s'établit à 3 682 092 unités qui sont uniquement des compteurs électroniques puisque tous les compteurs électromécaniques auront été éliminés du parc dès l'année 2028. Ce chiffre tient compte du taux de défaillance de 1.35% qui permet de procéder au remplacement systématique des matériels défectueux.

Tableau 16 : Trajectoires de déploiement des compteurs de l'ICA – Horizon 2031

Légende	CEM	Compteurs électromécaniques
	CEL	Compteurs électroniques Post-payés
	PRÉ	Compteurs électroniques Prépayés
	INT	Compteurs électroniques intelligents

ÉVOLUTION DES BESOINS EN COMPTEURS - SCÉNARIO "BAU"

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CEM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PRÉ	163 400	189 088	200 488	212 800	226 480	241 224	213 609	254 904	248 976	270 104	293 512
CEL	40 850	47 272	50 122	53 200	56 620	60 306	53 402	63 726	62 244	67 526	73 378
INT	10 750	12 440	13 190	14 000	14 900	15 870	14 053	16 770	16 380	17 770	19 310
TOTAL	215 000	248 800	263 800	280 000	298 000	317 400	281 065	335 400	327 600	355 400	386 200
DÉFAILLANCE	22 700	24 784	26 970	29 265	31 681	34 229	36 141	38 405	40 616	43 015	45 622
BESOIN GLOBAL	237 700	273 584	290 770	309 265	329 681	351 629	317 206	373 805	368 216	398 415	431 822
CUMUL BESOIN EN COMPTEURS HORIZON 2031											3 682 092

ÉVOLUTION DES BESOINS EN COMPTEURS - SCÉNARIO "OPT"

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CEM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PRÉ	137 600	159 232	168 832	179 200	190 720	203 136	179 882	214 656	209 664	227 456	247 168
CEL	34 400	39 808	42 208	44 800	47 680	50 784	44 970	53 664	52 416	56 864	61 792
INT	43 000	49 760	52 760	56 000	59 600	63 480	56 213	67 080	65 520	71 080	77 240
TOTAL	215 000	248 800	263 800	280 000	298 000	317 400	281 065	335 400	327 600	355 400	386 200
DÉFAILLANCE	22 700	24 784	26 970	29 265	31 681	34 229	36 141	38 405	40 616	43 015	45 622
BESOIN GLOBAL	237 700	273 584	290 770	309 265	329 681	351 629	317 206	373 805	368 216	398 415	431 822
CUMUL BESOIN EN COMPTEURS HORIZON 2031											3 682 092

Dans la stratégie de déploiement dans le cas des compteurs intelligents, nous entérinons la combinaison technologique de communication CPL & ensuite protocole de réseau GPRS. Le compteur intelligent va communiquer en émettant un signal sur les lignes électriques vers le transformateur de courant par interface série; signal qui est ensuite relayé par la norme de téléphonie mobile GPRS vers le système d'information du GRD.

Tableau 17 : Coûts des prestations des sous-traitants d'ENEO

	en FCFA	
	par mois	par année
Coûts de prestations Relève / Distribution	500 220 000	6 002 640 000
Coût unitaire par agent	2 064	242 355
Coûts prestations Coupures / Remises	346 730 000	4 160 760 000
Nb agents	1 321	262 475
Total intervention sur le terrain		10 163 400 000

3.3.2 Consommation actuelle et évolutions prévisionnelles des consommations d'électricité

Cette hypothèse précise les volumes de consommation des clients

- BT1 : Domestiques résidentiels qui représentent 91,2% des abonnés BT actifs
- BT2 : Autres usages / non résidentiels qui représentent 8,6% des abonnés BT actifs

Ainsi que la prévision de croissance annuelle moyenne de ces volumes.

Tableau 18 : évolutions prévisionnelles des catégories BT1 et BT2

TAUX DE CROISSANCE DE LA DEM	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Abonnés BT											
BT1 : Domestique résidentiels	5,2%	6,0%	6,1%	6,1%	6,2%	6,3%	6,5%	7,3%	6,6%	6,8%	6,9%
BT2 : Autres usages/non résiden	5,1%	5,9%	6,5%	7,0%	7,3%	7,4%	7,4%	8,3%	7,5%	7,6%	7,6%
BT3 : Eclairage public	6,0%	6,8%	6,5%	6,5%	6,5%	6,6%	6,7%	7,6%	6,9%	7,0%	7,1%
NOMBRE D'ABONNES											
Abonnés BT	1 574 052	1 668 304	1 770 060	1 879 910	1 998 752	2 127 281	2 266 496	2 433 973	2 597 556	2 775 020	2 967 864
BT1 : Domestique résidentiels	1 436 169	1 522 318	1 614 541	1 713 448	1 820 165	1 935 580	2 060 591	2 210 981	2 357 874	2 517 231	2 690 399
BT2 : Autres usages/non résiden	135 437	143 373	152 737	163 499	175 431	188 336	202 314	219 129	235 554	253 372	272 734
BT3 : Eclairage public	2 446	2 614	2 782	2 962	3 156	3 364	3 591	3 863	4 129	4 417	4 730
VENTES UNITAIRES (kWh/abonné)											
Abonnés BT	133 585	133 585	133 585	133 585	133 585	133 585	133 585	133 585	133 585	133 585	133 585
BT1 : Domestique résidentiels	1 078	1 078	1 078	1 078	1 078	1 078	1 078	1 078	1 078	1 078	1 078
BT2 : Autres usages/non résiden	4 567	4 567	4 567	4 567	4 567	4 567	4 567	4 567	4 567	4 567	4 567
BT3 : Eclairage public	127 940	127 940	127 940	127 940	127 940	127 940	127 940	127 940	127 940	127 940	127 940
VENTES ENERGIE (MFCFA)											
Abonnés BT	174 979,85	185 576,13	197 178,64	209 903,85	223 752,50	238 729,99	254 952,69	274 468,81	293 531,06	314 210,93	336 682,98
BT1 : Domestique résidentiels	99 896,15	105 888,37	112 303,16	119 182,91	126 605,84	134 633,84	143 329,28	153 790,00	164 007,44	175 091,94	187 137,05
BT2 : Autres usages/non résiden	54 427,90	57 617,18	61 380,32	65 705,46	70 500,65	75 686,72	81 303,95	88 061,55	94 662,00	101 822,56	109 603,68
BT3 : Eclairage public	20 655,81	22 070,58	23 495,16	25 015,48	26 646,00	28 409,43	30 319,46	32 617,26	34 861,62	37 296,43	39 942,25

3.3.3 MDE induite par le comptage évolué

La généralisation du comptage évolué réalisé par aussi bien les compteurs prépayés que les compteurs intelligents aboutit pour les clients à une plus grande maîtrise de leur demande d'électricité. Un système de comptage évolué associé des applications appropriées contribue en effet d'une part à la réduction de la consommation d'électricité des clients finals, et d'autre part à la réduction de leur pointe de consommation.

En ce qui concerne particulièrement les compteurs prépayés, la mise à la disposition du client de l'information sur son « solde » de consommation d'électricité en temps (quasi) réel via un signal sur le clavier avec affichage situé dans la maison lui permet de suivre de façon très précise sa consommation et de repérer toute anomalie. Cette information permet de sensibiliser le client à sa consommation d'énergie et l'incite à la réduire.

Dans le cas spécifique de compteurs communicants, le système de comptage intelligent permet sans aucune difficulté de contribuer encore plus largement à des 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,
- L'offre de services ciblés, 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 horo-saisonnière, 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. Cette option n'existe pour l'heure sur le territoire camerounais que pour les compteurs communicants utilisés en Moyenne Tension. Il serait donc possible de l'envisager également en Basse Tension.

Baisse de la consommation

L'évaluation du potentiel de réduction de la consommation induite par le comptage évolué s'est révélée délicate dans la mesure il n'existe pas de retour d'expérience précis et mesuré de l'impact à l'échelle du territoire camerounais de l'installation aussi bien des compteurs prépayés, qu'intelligents. Pour être en mesure de prolonger l'analyse, nous adoptons les résultats publiés en 2015 par le « Early Learning Project »¹² qui dresse un retour d'expérience du début de déploiement massif de compteurs évolués au Royaume Uni. Cette étude 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.

Nous retiendrons donc la valeur basse de l'intervalle de confiance ci-dessus, c'est-à-dire la valeur de 1,6 % de baisse de la consommation liée à l'installation des compteurs évolués. Valeur qui se révèle très proche de l'hypothèse de réduction de la consommation retenue pour les territoires français d'Outre-mer¹³ dont les conditions climatiques se rapprochent de celles du Cameroun.

¹² UK Department of Energy & Climate Change « Smart Metering Early Learning Project and Small-Scale Behaviour Trials » publiée le 2 mars 2015.

¹³ CRE - « Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI », Novembre 2017.

Nous ne nous intéresserons pas ici à l'impact du comptage évolué sur la baisse de la pointe, dans la mesure où ce type de baisse est obtenue principalement grâce à des tarifs horaires qui n'existent pas encore au Cameroun en Basse Tension.

En conclusion de ce point, nous retiendrons dans nos scénarios une hypothèse de baisse de la consommation de 1,6 % et nous serons amenés à réaliser une analyse de sensibilité basse à 1% ou 0,5 %.

3.3.4 Matériels : les compteurs

La durée de vie estimée des compteurs résidentiels historiques CEM correspond au 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.

A l'heure actuelle le parc de compteurs est composé pour près du tiers de compteurs résidentiels historiques CEM, dont la durée de vie est estimée à environ 30 ans. Nous posons comme hypothèse que ces compteurs résidentiels historiques CEM sont remplacés tous les 30 ans, et leur durée de vie est donc fixée à 30 ans dans le plan d'affaires. Cela n'aura en tout état de cause pas d'incidence particulière pour notre étude dans la mesure ou pour les 2 scénarios envisagés, nous remplaçons systématiquement et intégralement ces compteurs par des Compteurs électroniques, de manière à ce qu'il n'y ait plus de CEM en 2031.

Dans le cas des compteurs électroniques (CEL, PRÉ et INT) qui vont complètement équiper le parc à l'horizon 2031, nous estimons la durée de vie de ces compteurs à quinze (15) ans. Cette hypothèse est retenue sur la base de différents retours d'expérience de pays comparables et d'informations récoltées auprès de constructeurs de matériels.

Nous allons donc retenir une durée de vie des compteurs électroniques à 15 ans, et nous proposons de faire un calcul de sensibilité pour une durée de vie des compteurs électroniques à 12 ans.

En ce qui concerne le taux de défaillance, nous adoptons pour la totalité des compteurs une estimation qui correspond aux défaillances de la totalité des compteurs du parc, tel qu'observé sur la période 2015-2020 par ENEO, c'est-à-dire 1,35%.

Tableau 19 : Évaluation du taux de défaillance des compteurs d'ENEO

	2016	2017	2018	2019	2020
Compteurs installés	1 100 504	1 182 437	1 257 690	1 358 389	1 482 425
Compteurs défectueux	15 596	14 372	16 735	20 576	18 523
Taux défaillance	1,42%	1,22%	1,33%	1,51%	1,25%
Défaillance moyenne sur la période 2016 - 2020	1,35%				

Source : ENEO - Direction commerciale

3.4 Coûts d'investissements pour le distributeur

3.4.1 Coût du matériel

Le coût d'achat des compteurs que nous adoptons pour les calculs correspond au coût auquel ENEO achète les différents types de compteurs qui sont installés dans le parc et tels qu'exposés dans le tableau qui suit. Nous considérons que les dépenses liées à l'acquisition des compteurs (nouveaux branchements, remplacement des compteurs défectueux et volés et remplacements des compteurs électromécaniques) incluent les matériels de comptage proprement dit, mais également les accessoires, les frais d'approche et

frais d'installation évalués, que nous évaluons à 35% de la valeur FOB du compteur et de ses accessoires, tout en considérant que ce montant tient compte des frais de transport et des assurances.

Tableau 20 : Coût unitaire des compteurs en Fcfa

Puissance <= 5 A	
Électromécanique - CEM	27 000
Électronique post-payé - CEL	60 357
Électronique prépayé - PRE	138 266
Électronique intelligent - INT	316 661
Puissance > 5 A	
Électromécanique - CEM	95 810
Électronique post-payé - CEL	156 940
Électronique prépayé - PRE	221 462
Électronique intelligent - INT	1 000 242

Cela nous amène aux prix moyens suivants¹⁴ :

- Prix moyen Kit compteur prépayé 2 fils : 37 500 FCFA
- Prix moyen kit compteur prépayé 4 fils : 71 234 FCFA
- Prix d'un comptage Intelligent 4 fils : Compteur SL7000 électronique intelligent : 242 705 FCFA

Il est à noter qu'en l'absence d'informations complémentaires relatives au coût du matériel supplémentaire pour la pose d'un compteur (disjoncteurs, kits divers ...), nous considérons que le prix du compteur englobe la totalité de la dépense relative au compteur.

3.4.2 Pose des compteurs, durée et coût d'intervention

La pose des compteurs est effectuée actuellement par des sous-traitants externes d'ENEO. Le coût de la pose effectuée par ces prestataires en charge des « Coupures / Remises » nous a été fourni de façon globale par ENEO et les calculs auxquels nous nous sommes livrés nous amènent à un taux horaire moyen de ces techniciens de 6 562 FCFA.

La pose englobe l'exécution des tâches suivantes :

- Pose proprement dite,
- Renseigner la fiche d'engagement et la faire signer par le client,
- Collecter les données GPS
- Prendre les photos des compteurs et des index

En tenant compte de ce que la pose occupe deux (2) techniciens et d'un objectif de pose de seize (16) compteurs par jour, nous aboutissons à un coût horaire moyen 13 124 FCFA pour une prestation externe de pose d'un (1) compteur.

Le temps de pose que nous énonçons ici constitue une moyenne approximative, et il y aura nécessité d'approfondir ce point dans le cas où la proportion de pose de compteurs intelligents dans le parc venait à

¹⁴ Source ENEO

devenir massive, c'est-à-dire dépasser les 20% du scénario « OPTIMISTE ». Cela de façon à ne pas limiter à un coût estimé de manière forfaitaire par intervention.

3.4.3 Recyclage des matériels électriques et électroniques

Compte tenu de ce que la totalité des compteurs CEM du parc vont être totalement retirés du parc à l'horizon 2031, il apparaît opportun de suggérer un recyclage de tous les compteurs historiques qui auront été déposés, et plus généralement de tous les matériels électriques et électroniques (compteurs - disjoncteurs - relais, fusibles, concentrateurs ...). Cette problématique répond à des enjeux multiples ; d'un point de vue environnemental, le recyclage de compteurs permet de privilégier le réemploi, de maximiser la valorisation de matière et de permettre une valorisation énergétique.

Au plan social, cela permet de créer des emplois dans le secteur formel et de participer à l'insertion de nouvelles ressources sur le marché du travail. Et enfin, du point de vue économique et industriel, le recyclage des compteurs participe à l'optimisation des prestations de collecte et des processus de valorisation économique, tout en garantissant la traçabilité des matériels. Le nombre d'unités à traiter sur la période excède les 900 000 unités, soit plus de 1 300 tonnes de matériels électromécanique et électronique, et un chiffre d'affaire potentiel de plus de 2 milliards de FCFA.

Les coûts de ce recyclage se déclinent comme suit :

- Coût d'intervention par technicien pour dépose et remplacement du compteur,
- Compteurs électromécaniques : démontage fait par des équipes spécialisées,
- Coût du ramassage et transport par camion (coût de la collecte par des camions bennes ou autres moyens de transport.)

Ils sont donc majoritairement constitués de la collecte, du transport, du tri des matériaux dans le cas d'un démontage de compteurs ou du reconditionnement des compteurs et du stockage. Les gains pour la filière se retrouvent dans la revente des matériaux pour leur réutilisation, ou encore la revente de compteurs pour ce qui est des matériels électroniques qui auront pu être reconditionnés.

Les coûts de recyclage seront à négocier avec les prestataires capables d'assurer le ramassage par benne et qui actuellement dans le contexte camerounais facture la tonne enlevée, aux alentours de 200 000 FCFA. Ainsi le coût de ramassage d'une benne de 10 tonnes est facturée à 2 000 000 FCFA. Ce qui sur la base d'un encombrement de 0,013 m³ par compteur permet de transporter 770 unités. Ainsi, en moyenne, le coût de ramassage d'une benne ramené à 1 compteur est de s 2 597 FCFA.

Nous faisons l'hypothèse de retenir le même coût de recyclage pour les concentrateurs également que nous considérons de tailles et de dimensions comparables à celles des compteurs. Ce qui signifie que nous retenons le même coût pour tous les matériels.

En somme, le coût unitaire de recyclage de tous ces matériels est estimé à 2 597 FCFA et nous classons ce coût dans les coûts d'investissements.

Les chroniques de coût de recyclage des compteurs vont être générées à partir des hypothèses suivantes :

1. Les 503 409 compteurs de 2020 devront avoir été recyclés en 2031, et nous posons comme hypothèse qu'ils sont retirés du parc de façon uniforme pendant la période 2021 – 2031, soit 45 764 unités par année,
2. Les compteurs défectueux sont directement recyclés chaque année,
3. Les concentrateurs défectueux sont également recyclés chaque année.

Tableau 21 : Trajectoire des coûts de recyclage des matériels

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
CEM	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	2 265	-	-	-	-	362 265
DEFECTUEUX	21 059	23 380	26 030	28 890	31 982	35 326	38 945	43 091	47 566	52 176	57 182	405 627
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	81 059	83 380	86 030	88 890	91 982	95 326	41 210	43 091	47 566	52 176	57 182	767 892
Coûts Millions FCFA	211	217	223	231	239	248	107	112	124	136	149	1 994
	Coûts cumulés 2021 - 2031											1 994,22

3.4.4 Système d'information et télécommunications liés au comptage

Cela concerne tous des coûts d'investissements correspondant aux autres équipements et systèmes de gestion des comptes clients et de la facturation qui vont permettre le déploiement de compteurs électroniques numériques sur le territoire de la concession en vue de l'implémentation de nouveaux systèmes informatiques capables de gérer les fonctionnalités des compteurs numériques (transfert de données de consommation et lecture à distance, connexion/déconnexion d'un compteur à distance, etc.).

Il s'agit des systèmes d'information de gestion (SIG) et les équipements informatiques et leurs accessoires permettant les télé-interventions et l'assistance au déploiement des compteurs :

- coût induit par l'achat d'un SIG AMM
- coût associé à l'achat des équipements informatiques et accessoires

En l'absence d'informations reçues d'ENEO, nous avons adoptés les hypothèses suivantes :

Nous retenons pour le SIG un coût d'investissement de cinq (5) millions US \$, soit 2 750 millions de FCFA amortissables sur cinq (5) années soit un investissement annuel de 687,5 millions de FCFA entre 2021 et 2026.

En ce qui concerne les équipements informatiques, nous retenons pour toute la période de déploiement un investissement de 250 000 US \$, soit 137,5 millions de FCFA par année entre 2021 et 2031.

L'analyse du ratio des investissements SI (sur la période 2021-2031) par le nombre de compteurs prépayés / intelligents du parc à terme (en 2031) conduit à un ratio d'environ 2 pour la trajectoire d'investissements relatifs aux SI et télécoms. Il est à noter que même si les compteurs électroniques prépayés actuels ne sont pas intelligents, nous les intégrons quand même dans nos calculs dans la mesure où la plate-forme sur laquelle ils sont installés prévoit à terme, un basculement vers des compteurs intelligents.

Ces CAPEX SI – Télécoms englobent tous les coûts relatifs :

- À la licence du SIG en fonction des nouveaux compteurs installés dans le parc,
- Au coût de l'architecture technique qui correspond au coût associé à l'achat des serveurs ainsi que des machines virtuelles supplémentaires nécessaires au bon fonctionnement du SI,
- Au coût du connecteur avec le SI de gestion de la clientèle pour permettre d'activer les nouvelles fonctionnalités possibles avec le déploiement des compteurs évolués (Suivi des consommations, gestion du référentiel de comptage, suivi et gestion des interventions mobiles)

3.4.5 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 nécessaires pour le mener à bien, jusqu'à la fin de la période de déploiement.

L'estimation du coût total de pilotage du déploiement est faite à partir de 2 coûts sous-jacents :

1) Coûts des pré-études :

Nous nous servons des éléments du projet pilote d'installation par ENEO de compteurs à prépaiement pour estimer le coût des prestations correspondant aux études préalables au projet et au cadrage stratégique du projet de déploiement de compteurs prépayés¹⁵. Un montant forfaitaire 150 millions FCFA a été provisionné pour l'installation et nous le conservons tel quel dans la mesure où ces études servent de support au projet actuel.

2) Coûts de pilotage du projet

Ce coût englobe la rémunération des ressources nécessaires à l'encadrement et la gestion du projet lors de la phase de Pilote et de déploiement, avec notamment le coût d'un chef de projet appuyé par deux (2) assistants dédiés au projet. Leur coût annuel moyen est obtenu comme suit :

- Chef de projet (1) : 24 000 000 FCFA / an
- Assistants (2) : 30 000 000 FCFA / an.

Le coût global de pilotage du projet sur la période 2021 - 2031 s'établit donc à 744 millions de FCFA

3.5 Charges d'exploitation du distributeur

3.5.1 Relève et Interventions techniques dans le scénario BAU

Il s'agit du coût associé aux interventions pour la relève des compteurs ainsi que de toutes les interventions techniques en lien avec les compteurs et les concentrateurs, c'est-à-dire :

- Relèves bimestrielles dans le cas des Compteurs CEM et CEL du parc,
- Interventions Coupures / Remises
- Toutes Interventions dépannage pour tous les compteurs du parc

Compte tenu du fait que les compteurs intelligents dans les deux cas de figures retenus, « BAU : 5% INT » et « OPT : 20% INT »; ne constituent pas la majeure partie du parc, nous conservons les coûts d'interventions actuels communiqués par ENEO, soit :

- Interventions Relèves et tous dépannages : 6 milliards FCFA / année,
- Interventions Coupures / Remises : 4 milliards FCFA / année

Nous retenons donc un total annuel de 10 milliards FCFA pour les charges d'exploitation du distributeur.

3.5.2 Système d'information, télécommunications et frais d'administration relatifs à l'ICA

La trajectoire des OPEX du segment de la commercialisation estimée et utilisée dans l'outil de modélisation financière est exposée dans le tableau ci-après :

¹⁵ ENEO Prepaid Metering Pilot Regulatory Issues - Yaoundé, October 27 2015

Tableau 22 : Trajectoire des OPEX du segment Commercialisation

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Système d'Information	156,16	291,85	488,56	798,91	1 264,53	-	-	-	-	-	-
Matériel Informatique	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Autres Commercial	3 818,88	3 158,09	2 907,29	3 234,00	2 987,05	3 049,55	3 049,55	3 049,55	3 049,55	3 049,55	3 049,55
Administration	2109,841	2230,382	1969,755	1372,683	1132,09	1130,963	1130,963	1130,963	1130,963	1130,963	1130,963

Ces coûts d'exploitation englobent :

- Les coûts d'exploitation des données,
- Les coûts des Agences et centres d'appel,
- Les coûts de télécommunications

3.5.3 Pertes Non techniques

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

→ Formation des ressources humaines

Le déploiement et les nouvelles fonctionnalités permises par les compteurs intelligents nécessitent la formation des employés du GRD, afin que les ressources de l'entreprise puissent réaliser l'installation et maîtriser les fonctionnalités de ces compteurs de la manière la plus efficace possible. Le coût des formations va plus spécifiquement concerner les compteurs intelligents, dans la mesure où la courbe d'apprentissage relative aux compteurs prépayés n'en est plus à ses débuts, puisqu'ils sont eux en cours d'installation depuis l'année 2015.

Le coût des formations correspond au coût associé aux formations nécessaires pour la montée en compétences des équipes sur les activités impactées centrées sur les compteurs intelligents proprement dits, à savoir les formations techniques sur :

- Les matériels : compteurs intelligents et les concentrateurs,
- La pose des compteurs et des concentrateurs, ainsi que les travaux préparatoires,
- La formation pré-visite de sécurité des postes HTA/BT

Nous considérons que les formations dispensées concerneront :

- i. les ressources humaines internes et externes¹⁶ affectées au déploiement spécifique des compteurs intelligents, dont notamment les poseurs (formations relatives à la pose, maîtrise des nouveaux outils de pose), ainsi que et les conseillers clientèle,
- ii. les ressources spécifiques au pilotage du déploiement

Ces formations seront prévues pendant toute la période, avec un effort particulier au cours des cinq (5) premières années :

¹⁶ Il est à noter que pour être certain de la qualité et du contenu des formations et pour faire des économies d'échelle, les coûts de formation des sous-traitants externes en charge de la pose seront pris en charge par le GRD selon des accords reflétés dans les contrats avec ces entreprises externes.

Tableau 23 : Trajectoire d'estimation des coûts liés à la formation

Coûts de formation (millions de FCFA)

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
750	750	500	200	200	100	100	100	100	100	100

→ **Coûts de communication / Marketing / Diffusion de l'information**

Nous tenons compte du fait que le projet pilote d'introduction des compteurs prépayés a déjà permis une diffusion de l'information par rapport ce type de compteurs. Nous allons donc considérer que la campagne de communication / marketing va surtout être centrée sur les compteurs intelligents et donc reposer sur une campagne en trois vagues :

- au début du déploiement, en 2022
- à la fin du premier tiers du déploiement, en 2025
- à la fin du second tiers du déploiement, en 2028

Nous considérons que chacune de ces vagues coûtera la même somme que le montant qui avait été provisionné en 2015 par ENEO pour la campagne d'introduction des compteurs prépayés, c'est-à-dire 200 millions par campagne. Soit un total de 600 millions CFA pour les 3 vagues.

3.5.4 Gain sur les charges d'exploitation du distributeur

Le déploiement de compteurs prépayés / intelligents 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. En d'autres termes, un certain nombre des interventions physiques ou manuelles sur les compteurs sont rendues non nécessaires avec ce déploiement. Le projet permet donc d'effectuer des gains sur le coût de ces interventions.

Les gains sur les interventions techniques sont obtenus par calcul de l'écart entre le coût des interventions techniques dans le scénario « BAU » avec 5% seulement de compteurs INT, et celui dans le scénario « OPT » avec 20% de compteurs INT.

Le coût des relèves et interventions techniques dans chacun des deux scénarios repose sur des hypothèses simplificatrices à défaut de disposer d'informations plus précises :

1. À l'heure actuelle, les coûts d'interventions par les sous-traitants qui nous ont été fournis par ENEO, sont les suivants :
 - a. Coûts de prestations Relève / Distribution : 6 milliards FCFA / année avec 2 064 agents
Soit, un coût unitaire par agent et par année 2,9 millions FCFA
 - b. Coûts prestations Coupure / remise : 4 milliards FCFA / année avec 1321 agents
Soit, un coût unitaire par agent et par année 3,1 millions FCFA
2. La situation du parc se caractérise en 2020 comme suit:
 - CEM + CEL : 94,39%
 - INT + PRE : 5,51%

La charge associée à l'ensemble des interventions se révèle importante du fait que près de 95% du parc se compose de compteurs CEM & CEL qui nécessitent des prestations physiques de proximité. Or aussi bien dans le scénario « BAU » que dans le scénario « OPT », ce ne sera absolument plus le cas. À l'horizon 2031, il est prévu la structure suivante :

- CEM +CEL : ~ 50%

→ INT + PRE : ~ 50%

Il ne sera donc pas justifié économiquement de conserver la même quantité d'efforts d'interventions, aussi bien pour la Relève / Distribution que pour les Coupures / Remises. Nous allons donc considérer que les effectifs actuels de ces équipes vont être réduits de moitié (50%) puisque dans l'un ou l'autre des scénarios, la prise en compte de la fonction « Télé-interventions » est applicable sur la moitié du parc.

Les effectifs des équipes en charge de ces interventions pour les compteurs CEM+CEL vont ainsi être amenés à décroître de façon linéaire pendant la période de déploiement 2021 -2031, compte tenu du taux de performance des compteurs PRE + INT pour les « Télé-interventions » qui peuvent être considérés comme fiables et exacts à 99%.

Nous passerons ainsi graduellement, d'un coût global de 10 milliards FCFA en 2020 à un coût global de 5 milliards FCFA, soit un gain de 5 milliards FCFA sur les charges d'exploitation du Distributeur.

Tableau 24 : Trajectoire des gains d'intervention

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
0,61	1,18	1,72	2,23	2,70	3,15	3,57	3,96	4,33	4,67	5,00
Gains cumulés 2021 - 2031									33,13	

3.5.5 Les Gains sur les charges d'exploitation du fait de la baisse des pertes non-techniques

Le projet de déploiement de compteurs prépayés / intelligents permet d'effectuer des gains sur les pertes non techniques (PNT), notamment grâce à une limitation (due à la conception même des matériels) et une détection facilitée des fraudes. Cela permet également d'avoir une estimation plus précise de ces pertes non-techniques.

La trajectoire des gains sur les pertes non-techniques sur la période de déploiement dans les scénarios « BAU » ou « OPT » est exposée dans le tableau ci-dessous, en considérant que le taux de PNT est réduit de moitié, puisqu'on passe

- de 18.6% en 2021 à 12,47% en 2031 dans le scénario « BAU », en accord l'objectif d'un rendement de distribution de 88% précisé le PV de l'avenant No. 3 au Contrat de concession :

Tableau 25 : Trajectoires des gains sur les PNT -0 Scénario « BAU »

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ventes Énergie - GWh	5 587	5 929	6 682	7 041	7 521	7 838	8 182	8 596	9 000	9 438	9 914
Taux PNT	18,56%	17,84%	17,14%	16,48%	15,83%	15,22%	14,62%	14,05%	13,50%	12,98%	12,47%
Énergie - PNT GWh	1 037	1 058	1 146	1 160	1 191	1 193	1 196	1 208	1 215	1 225	1 236
Coût PNT (millions FCFA)	69 330,69	70 709,77	76 586,23	77 552,69	79 603,32	79 727,52	79 978,93	80 745,13	81 243,09	81 876,81	82 654,19
Gains cumulés 2021 - 2031										860 008,37	

- DE 18,6% en 2021 à 10% dans le scénario « OPT », dans la mesure où nous tenons compte du quadruplement de la quantité de compteurs intelligents (20% au lieu de 5%) dont nous avons évalué l'impact¹⁷ à 2,4%.

Tableau 26 : Trajectoires des gains sur les PNT -0 Scénario « OPT »

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ventes Énergie - GWh	5 587	5 929	6 682	7 041	7 521	7 838	8 182	8 596	9 000	9 438	9 914
Taux PNT	18,56%	17,54%	16,58%	15,67%	14,80%	13,99%	13,22%	12,49%	11,81%	11,16%	10,54%
Énergie - PNT GWh	1 037	1 040	1 108	1 103	1 113	1 097	1 082	1 074	1 063	1 053	1 045
Coût PNT (millions FCFA)	69 330,69	69 532,50	74 057,24	73 743,22	74 432,88	73 307,83	72 314,62	71 791,88	71 031,96	70 394,17	69 879,39
Gains cumulés 2021 - 2031										789 816,38	

Les gains sur les pertes non techniques sont retenus par calcul d'écart entre le coût des pertes non techniques dans le cas actuel, et celui qui intervient dans l'un ou l'autre des scénarios envisagés. Ce coût s'obtient de la façon suivante :

1. Un taux de réduction du volume des PNT sur la période dans le scénario « BAU », l'objectif du rendement de distribution d'après le PV de l'avenant No. 3 est de 88%,
2. Une trajectoire de coûts dans un scénario 50 % de compteurs évolués posés dans l'un ou l'autre des deux scénarios est obtenue en valorisant le volume des PNT réduit avec le tarif applicable à la clientèle BT concernée.

Le taux de réduction des PNT fera l'objet d'une analyse de sensibilité, compte tenu de l'importance de son impact en cas de déploiement de compteurs prépayés / intelligents.

3.5.6 Gain sur les charges d'exploitation du distributeur : coûts de gestion/suivi de la clientèle

Le projet de déploiement de compteurs prépayés / intelligents devrait permettre à terme de réduire la charge sur les activités de clientèle, c'est-à-dire de la gestion / suivi de la clientèle en Agences et aussi via les centres d'appels. En effet, ces compteurs 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.

Les gains sur les coûts de clientèle (Agences et Centres d'appels) sont comptabilisés linéairement chaque année au cours de la période de déploiement de façon à parvenir à réduire les coûts de moitié dans la mesure où le parc à l'horizon 2031, contient 50% de compteurs prépayés / intelligents.

3.5.7 Gain sur le recyclage des matériels

Les matériels (compteurs et concentrateurs) qui ont été déposés et entreposés après leur ramassage systématique vont générer des gains au travers de la revente des matériaux qui les composent.

¹⁷ Nous évaluons l'impact des 5% de compteurs intelligents à environ 0,6% en 2031 dans la trajectoire du scénario « BAU » et donc, un quadruplement du volume de ce type de compteurs dans le scénario équivaut donc arithmétiquement à 2,4% de réduction à 10%.

Nous considérons que la totalité des compteurs CEM encore installés en 2020 seront à l'horizon 2028, complètement retirés du parc. Ce à quoi il faut rajouter les compteurs et les concentrateurs défectueux qui sont eux aussi déposés au cours de la période d'étude.

Les principaux éléments qui composent ces matériels dont le poids moyen est retenu à 1,5 kg pièce, sont :

- Le Fer, à concurrence de 49% et que nous valorisons à 289,28 FCFA / kg à partir de son cours en 2021,
- Le Cuivre, à concurrence de 9%, et que nous valorisons à 15 046,34 FCFA / kg à partir de son cours en 2021,
- Le plastique, à concurrence de 27% et que nous valorisons à 2 951,81 FCFA / kg à partir de son cours en 2021.

La trajectoire des gains découlant du recyclage est fournie ci-après et conduit à un montant global sur la période de 3 127 millions FCFA.

Tableau 27 : Trajectoire des gains découlant du recyclage des matériels

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
CEM	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	2 265	-	-	-	-	362 265
DEFECTUEUX	22 700	24 784	26 970	29 265	31 681	34 229	36 141	38 405	40 616	43 015	45 622	373 427
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	82 700	84 784	86 970	89 265	91 681	94 229	38 406	38 405	40 616	43 015	45 622	735 692
Gains millions FCFA	284	292	299	307	315	324	132	132	140	148	157	2 530
							Gains cumulés 2021 - 2031				2 530,31	

3.6 Impact sur les autres segments de l'industrie électrique

3.6.1 Coûts et gains pour les activités production

Aucune hypothèse particulière n'a été faite à l'horizon 2031 par rapport à ce segment, et comme cela transparaît dans les simulations de l'outil de modélisation financière, le plan de production ne présente pas de modification structurelle ou en niveau.

3.6.2 Coûts et gains pour les activités de Commercialisation

Nous avons déjà énoncé un certain nombre énoncé de postes de coûts et de gains dans la partie concernant le distributeur :

- Coûts d'investissements en Système d'Information (CAPEX)
- Coûts opérationnels en Système d'Information (OPEX)
- Coût d'exploitation des données (OPEX)

Ces coûts et gains sont partagés entre le Distributeur et le(s) fournisseur(s) mais, cela nécessite une comptabilité analytique qui permet de faire la séparation exacte entre les deux activités. Dans le cas présent nous avons déterminé une clé de répartition (ratio spécifique à chaque coût) pour être en mesure de déterminer quelle partie est imputable à quelle activité (en dehors des coûts d'exploitation des données).

3.6.3 Coûts et gains pour les autres acteurs

Gains liés à la MDE pour les clients

La mise en place du projet de déploiement de compteurs prépayés / intelligents 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 proportionnellement au nombre de compteurs évolués posés dans le parc.

Les hypothèses que nous retenons en l'absence d'une campagne avérée de mesures, reposent sur une diminution de la consommation d'électricité¹⁸ de 1,6% dans nos deux scénarios de 50% de compteurs prépayés / intelligents posés à l'horizon 2031. Cette estimation est obtenue en valorisant le volume de la consommation réduite avec le tarif applicable à la clientèle BT concernée.

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

Tableau 28 : Trajectoire des gains MDE pour les clients

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ventes Énergie - GWh	5 587	5 929	6 682	7 041	7 521	7 838	8 182	8 596	9 000	9 438	9 914
Taux MDE	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Réduction consommation	89	95	107	113	120	125	131	138	144	151	159
Coût PNT (milliards FCFA)	5,98	6,34	7,15	7,53	8,04	8,38	8,75	9,19	9,63	10,09	10,60
Gains cumulés 2021 - 2031											91,69

¹⁸ UK Department of Energy & Climate Change « Smart Metering Early Learning Project and Small-Scale Behaviour Trials » publié le 2 mars 2015.

4. Déroulement du Business Plan : l'Analyse Coûts - Bénéfices

4.1 Coûts et bénéfices totaux du projet dans le scénario de référence « BAU »

Au total, la VAN du projet est clairement positive à hauteur de 98 764 ,83 millions FCFA 2021 dans notre scénario de référence « BAU ». Les VAN des trois catégories d'acteurs en présence sont elles aussi toutes les trois positives, avec :

- Le segment Distribution & Commercialisation du GRD qui dégage une VAN de 59 632,59 millions FCFA,
- Les clients finals dégagent une VAN consistante de 38 874,96 millions FCFA, et
- La collectivité dans son ensemble, au travers des fournisseurs dégage une VAN de 257,28 millions FCFA.

Tableau 29 : Coûts et bénéfices totaux du projet dans le scénario de référence « BAU »

VAN - millions FCFA 2021		
GRD	CAPEX	-248 364,54
	OPEX	-77 860,72
	Économies	385 857,86
	Solde	59 632,59
CLIENTS	CAPEX	0,00
	Économies	38 874,96
	Solde	38 874,96
FOURNISSEUR (Collectivité)	CAPEX	-904,88
	Économies	1 162,17
	Solde	257,28
TOTAL	Solde	98 764,83

4.2 Coûts et bénéfices portés par le GRD dans le scénario de référence « BAU »

4.2.1 Coûts et bénéfices actualisés du GRD

4.2.1.1 Coûts et bénéfices d'investissements

Au total la VAN des coûts d'investissements pour le GRD est 248 364,54 millions FCFA. Le poste de coûts le plus important concerne l'achat et l'installation des compteurs qui représente une VAN de 114 623 millions FCFA.

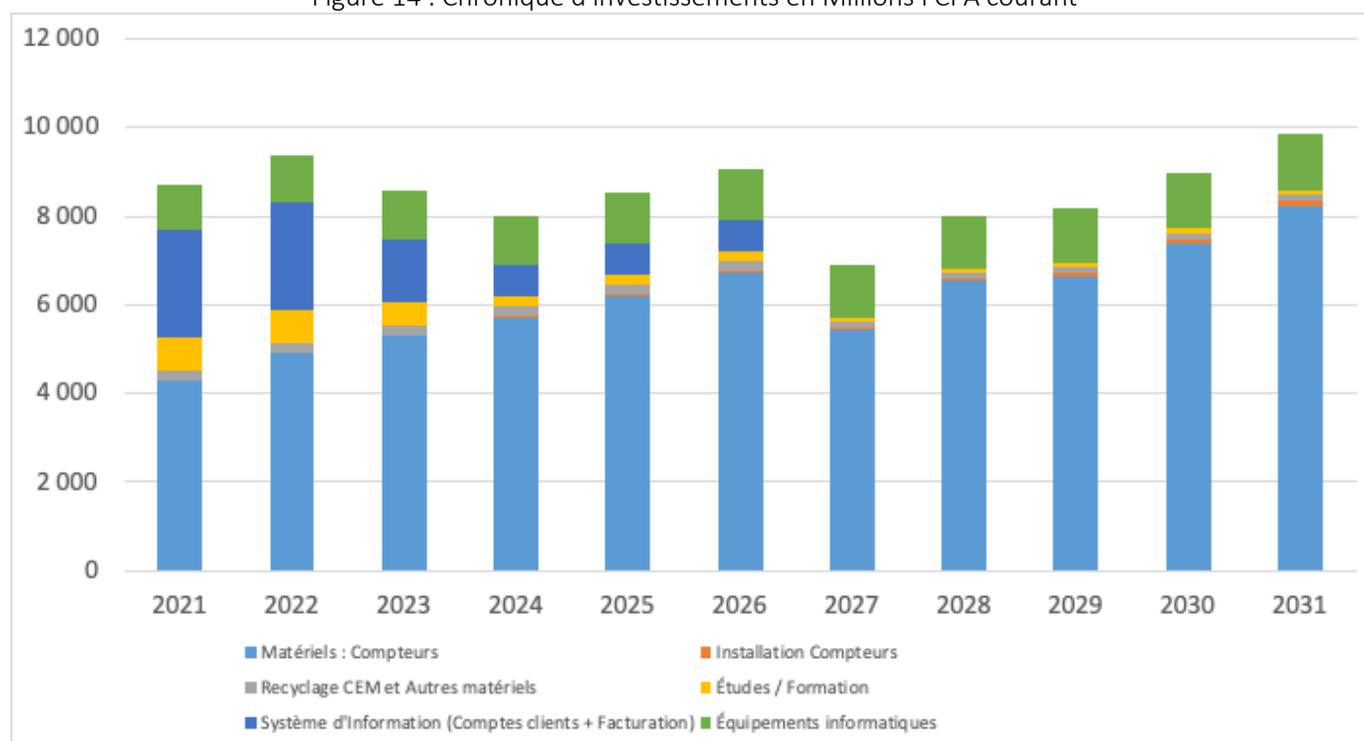
Les bénéfices liés aux coûts d'investissements sont liés à la suppression et au remplacement de la totalité des compteurs électromécaniques (CEM) du parc. Nous considérons qu'ils ne sont pas valorisés parce que

le remplacement systématique des CEM se fait par la même équipe qui procède à l'installation des compteurs électroniques de remplacement et nous faisons donc l'hypothèse que ce montant est compris dans les coûts d'investissement pour l'installation des compteurs électroniques.

Tableau 30 : Coûts et bénéfices d'investissement pour le GRD - VAN en millions FCFA

Postes de coûts et Bénéfices	Coûts	Bénéfices
Matériel : Compteurs	114 408	
Installation compteurs	215	
Études / Formation	1 210	
Système Information (Comptes clients + Facturation)	5 054	
Équipements informatiques	5 397	
Matériel : Suppression Compteurs électromécaniques		0
Total coûts	126 284	
Total Bénéfices		0

Figure 14 : Chronique d'investissements en Millions FCFA courant



N.B. Dans le graphique ci-dessus, les valeurs des matériels ont été divisées par un facteur 4 pour que tous les postes puissent être visibles aisément.

4.2.1.2 Coûts et bénéfices opérationnels

Le déploiement de l'ICA avec ses compteurs prépayés prépondérants implique des économies importantes sur les interventions qui comptent pour une VAN de 13 240 millions FCFA et surtout pour la réduction des PNT et des fraudes pour une VAN de 372 618 millions FCFA.

Les coûts de charges opérationnelles sont plus que largement compensés par les gains comme il ressort du tableau ci-après.

Tableau 31 : Coûts et bénéfices opérationnels pour le GRD – VAN en millions FCFA

Postes de coûts et Bénéfices	Coûts	Bénéfices
Gestion opérationnelle de la clientèle	49 337	
Exploitation Banques de données	529	
Autres Commercial (Agences / Centres d'Appels)	15 660	
Télécommunications	1 323	
Admin (Effectifs)	11 011	
Gains suite à la baisse des coûts d'intervention		13 240
Gains découlant de la baisse des PNT / Fraude		345 529
Total coûts	77 861	
Total Bénéfices		358 769

4.3 Coûts et bénéfices totaux du projet dans le scénario de référence « OPT »

Au total, la VAN du projet est positive à hauteur de 20 022,05 millions FCFA dans notre scénario de référence « OPT ».

La VAN au périmètre du GRD est Les VAN des trois catégories d'acteurs en présence sont elles aussi toutes les trois positives, avec :

- Le segment Distribution & Commercialisation du GRD présente une VAN négative à 19 110,19 millions FCFA du fait de la proportion nettement plus importante de compteurs électroniques intelligents 20% du parc, contre 5% dans le scénario « BAU »,
- Les clients finals dégagent une VAN consistante de 38 874,96 millions FCFA, et
- La collectivité dans son ensemble, au travers des fournisseurs dégage une VAN de 257,28 millions FCFA.

Tableau 32 : Coûts et bénéfices totaux du projet dans le scénario « OPT »

V A N - millions FCFA 2021		
G R D	CAPEX	-300 018,61
	OPEX	-77 860,72
	Économies	358 769,15
	Solde	-19 110,19
CLIENTS	CAPEX	0,00
	Économies	38 874,96
	Solde	38 874,96
FOURNISSEUR (Collectivité)	CAPEX	-904,88
	Éc onomies	1 162,17
	Solde	257,28
TOTAL	Solde	20 022,05

4.4 Coûts et bénéfices portés par le GRD dans le scénario de référence « OPT »

4.4.1 Coûts et bénéfices actualisés du GRD

4.4.1.1 Coûts et bénéfices d'investissements

Au total la VAN des coûts d'investissements pour le GRD est 300 018,61 millions FCFA. Le poste de coûts le plus important concerne l'achat et l'installation des compteurs qui représente une VAN de 177 939 millions FCFA.

Les bénéfices liés aux coûts d'investissements sont liés à la suppression et au remplacement de la totalité des compteurs électromécaniques (CEM) du parc. Nous considérons qu'ils ne sont pas valorisés parce que le remplacement systématique des CEM se fait par la même équipe qui procède à l'installation des compteurs électroniques de remplacement et nous faisons donc l'hypothèse que ce montant est compris dans les coûts d'investissement pour l'installation des compteurs électroniques.

Tableau 33 : Coûts et bénéfices d'investissement pour le GRD - VAN en millions FCFA

Postes de coûts et Bénéfices	Coûts	Bénéfices
Matériel : Compteurs	166 062	
Installation Compteurs	215	
Études / Formation	1 210	
Système Information (Comptes clients + Facturation)	5 054	0
Équipements informatiques	5 397	
Matériel : Suppression Compteurs électromécaniques		0
Total coûts	177 939	
Total Bénéfices		0

Figure 15 : Chronique d'investissements en Millions FCFA courant

4.4.1.2 Coûts et bénéfices opérationnels

Le déploiement de l'ICA avec ses compteurs prépayés prépondérants implique des économies importantes sur les interventions qui comptent pour une VAN de 13 240 millions FCFA et surtout pour la réduction des PNT et des fraudes pour une VAN de 345 529 millions FCFA.

Dans ce scénario aussi, le coût des charges opérationnelles est plus que largement compensé par les gains comme il ressort du tableau ci-après.

Tableau 34 : Coûts et bénéfices opérationnels pour le GRD – VAN en millions FCFA

Postes de coûts et Bénéfices	Coûts	Bénéfices
Gestion opérationnelle de la clientèle	49 337	
Exploitation Banques de données	529	
Autres Commercial (Agences / Centres d'Appels)	15 660	
Télécommunications	1 323	
Admin (Effectifs)	11 011	
Gains suite à la baisse des coûts d'intervention		13 240
Gains découlant de la baisse des PNT / Fraude		345 529
Total coûts	77 861	
Total Bénéfices		358 769

4.5 Coûts et bénéfices portés par les clients finals dans les 2 scénarios « BAU » et « OPT »

Cette section présente les coûts et les bénéfices directement portés par les clients finals. Il est toutefois à noter que dans la réalité, les clients subiront l'ensemble des coûts et bénéfices du projet, au travers de la récupération dans les tarifs de l'accroissement de productivité consécutif aux bénéfices nets engendrés par le GRD,

Les coûts et les bénéfices portés par les clients finals s'évaluent ici au travers d'un élément unique qui correspond à la réduction de la facture des clients finals consécutive à leur action de Maîtrise de la Demande d'Électricité. Cette meilleure maîtrise par les clients finals de leur consommation représente une VAN identique de 38 875 millions FCFA dans les deux scénarios « BAU » et « OPT » de

Tableau 35 : Coûts et bénéfices pour les clients finals – VAN en millions FCFA

Postes de coûts et Bénéfices	Coûts	Bénéfices
Réduction de la facture grâce à la MDE		38 875
Total coûts	0	
Total Bénéfices		38 875

4.6 Coûts et bénéfices portés par les fournisseurs / la collectivité dans les 2 scénarios « BAU » et « OPT »

Les coûts et bénéfices de l'activité de recyclage aboutissent à un avantage net et offrent des perspectives intéressantes pour l'ensemble de la collectivité en ouvrant la porte à des PME camerounaises qui pourraient :

- Traiter en propre ou en groupement toutes les quantités de matériels électriques déposés,
- Assurer toutes les étapes du processus : collecte, transport, stockage, démantèlement, valorisation..

L'opportunité de la mise en œuvre à l'échelle nationale d'une activité de recyclage des matériels de comptage qui se révèle viable puisque le solde net de la VAN de cette activité s'élève à 257 millions FCFA.

Tableau 36 : Coûts et bénéfices pour les fournisseurs / la collectivité – VAN en millions FCFA

Postes de coûts et Bénéfices	Coûts	Bénéfices
Coûts d'investissement pour le recyclage	905	
Gains découlant du recyclage		1 162
Total coûts	905	
Total Bénéfices		1 162

4.7 Analyse de sensibilité

Les paramètres qui impactent les coûts et les bénéfices des différents acteurs sont passés en revue pour évaluer l'impact de leurs modifications sur les résultats de l'un ou l'autre sur le scénario de référence « BAU » en particulier.

4.7.1 Durée de vie des compteurs

Le tableau qui suit présente l'impact des durées de vie des compteurs électroniques sur la VAN du projet et les charges induites pour le GRD. Une durée de vie plus faible des compteurs a un impact certain sur les coûts d'investissements puisque plus la durée de vie est faible et plus les investissements seront importants du fait d'un renouvellement plus fréquents des actifs.

Comme nous l'avons déjà souligné, la durée de vie des compteurs électromécaniques (CEM) n'a aucun impact dans l'analyse puisqu'ils sont remplacés systématiquement de manière à ce qu'il n'en reste plus aucun dans le parc après l'année 2028.

Les discussions et les échanges intervenus avec ENEO nous laissent penser que la durée de vie de quinze années des compteurs électroniques que nous avons retenu pourrait devoir sous certaines conditions être ramenées à dix (10) années. Le tableau ci-après d'analyse de la sensibilité relative à la durée de vie des compteurs indique que la VAN reste positive à XXX millions FCFA, et l'impact est donc minime du fait que les CEM qui occasionnent une modification des charges opérationnelles quand ils sont remplacés par des compteurs évolués, ne sont plus présents dans le parc en 2030 et 2031 qui sont les années de fin de vie des premiers compteurs électroniques qui seraient à remplacer.

Tableau 37 : Analyse de sensibilité relative à la durée de vie des compteurs

V A N - millions	Hypothèse 15 ans		Hypothèse 10 ans	
G R D	CAPEX	-248 364,54	CAPEX	-293 521,73
	OPEX	-77 860,72	OPEX	-77 860,72
	Économies	385 857,86	Économies	420 935,84
	Solde	59 632,59	Solde	49 553,39
CLIENTS	CAPEX	0,00	CAPEX	0,00
	Économies	38 874,96	Économies	38 874,96
	Solde	38 874,96	Solde	38 874,96
FOURNISSEUR (Collectivité)	CAPEX	-904,88	CAPEX	-1 069,41
	Économies	1 162,17	Économies	1 373,47
	Solde	257,28	Solde	304,06
TOTAL	Solde	98 764,83	Solde	88 732,40

4.7.2 Réduction des PNT et des fraudes

L'impact du taux de réduction des PNT et de la réduction des fraudes sur la VAN du projet et les charges induites est significatif. Nous avons testé une différence de taux de 2,4%, avec les trajectoires du scénario « BAU » qui aboutit à 12% de pertes en 2031 et le scénario « OPT » qui lui, aboutit à 10% en 2031. Le bénéfice découlant de cette différence de taux est net avec une VAN qui passe de 372 618 millions FCfa à 345 529 millions FCFA.

Comme on pouvait s'en douter, un taux de réduction des PNT plus important se traduit immédiatement par un accroissement des gains dans la mesure où les PNT et les fraudes constituent une charge nette pour le GRD.

5. Récapitulation

Le business plan proposé ici vise à estimer sur l'ensemble de la chaîne électrique et pour chacun des acteurs, les coûts et les gains découlant de la réalisation du projet de déploiement du mix de compteurs prépayés / intelligents au Cameroun. Les coûts et les gains sont répartis entre les différents segments et acteurs, de façon à calculer la Valeur Actuelle Nette (VAN) pour chacun de ceux-ci.

Le business plan repose sur un scénario de référence dit « BUSINESS AS USUAL » (BAU) qui tient compte des hypothèses que nous jugeons les plus proches de la réalité et les plus probables. Ces hypothèses ont été bâties sur le Contrat cadre de concession de Distribution et de vente d'électricité, ainsi que ses trois (3) avenants, documents qui régissent le fonctionnement du segment de la Distribution et de la Commercialisation de l'Électricité à l'horizon 2031 au Cameroun.

La comparaison des coûts entre le scénario de référence « BAU », et le scénario 2 appelé « RÉALISTE » correspondant à une introduction plus marquée de compteurs intelligents / communicants, au détriment des compteurs prépayés, 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 business plan 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 (10 années), en prenant en compte une valeur terminale des compteurs qui est égale à la valeur comptable nette de cet actif en fin de période de modélisation.

Ce business plan a été réalisé à partir des données et informations fournies conjointement par l'ARSEL et le GRD ENEO, que nous avons été amenés à compléter parfois avec des hypothèses de systèmes électriques de pays d'Afrique subsaharienne de taille comparable au Cameroun.

L'étude de faisabilité porte sur le périmètre de la concession d'ENEO, ainsi que sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'industrie de l'électricité au Cameroun (producteurs, consommateurs, ...) et fait apparaître dans le cadre du mix des compteurs prépayés / intelligents les éléments suivants ¹⁹ :

- Les coûts d'investissement pour le segment de la Distribution / Commercialisation, par nature d'investissement et par activités ;
- 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 impacts du projet en termes d'efficacité énergétique / MDE ;

Et surtout, 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.

¹⁹ Tous les résultats dont il est question ci-après sont obtenus grâce à l'outil de modélisation financière conçu pour la circonstance et mis à la disposition de l'Agence : ARSEL - MISSONGUI

6. Éclairages sur l'outil de modélisation financière : ARSEL - MISSONGUI

L'outil de modélisation financière ARSEL - MISSONGUI dont la version finalisée sous MS-EXCEL est fourni avec le présent rapport s'inscrit dans le cadre de la filialisation des services de comptage de la consommation d'électricité au Cameroun. Filialisation qui vise notamment à proposer des prestations comprenant l'installation, l'entretien et la structure de paiement en lien avec une Infrastructure de Comptage Avancé²⁰ (ICA) composée exclusivement de compteurs électroniques²¹.

ARSEL - MISSONGUI est un modèle financier qui comprend une analyse de la rentabilité économique et financière du projet d'ICA, y compris une évaluation de ses besoins de financement, notamment l'examen des mécanismes de financement et de la structure de paiement actuels et potentiels.

Ce chapitre du rapport est consacré à la présentation des articulations du modèle financier, mais n'en constitue pas le tutoriel qui est en cours de finalisation et qui sera annexé au rapport final de l'étude de faisabilité. Les éclairages fournis dans le présent chapitre ont simplement pour objectif d'exposer et d'expliquer les principales hypothèses et option retenues ainsi que les méthodes de calcul utilisées dans l'outil de modélisation financière : ARSEL - MISSONGUI.

L'outil de modélisation financière évalue et projette dans les limites de la période de concession (2021-2031) les impacts des investissements globaux nécessaires (matériels/accessoires de comptages et autres investissements habituels) en présentant l'impact de ces investissements nouveaux sur les performances économique (exploitation) et financière (solvabilité et liquidité) du GRD.

Au-delà de l'évaluation de la rentabilité économique (VAN et Indice de Profitabilité) et du besoin de financement induit par le projet (Montant, Terme, Taux d'intérêt, Structure) au niveau du GRD, ARSEL - MISSONGUI permettra de déduire :

- les charges,
- les produits ainsi que
- les investissements spécifiques

qui sont liés à l'activité du comptage. Et cela, pour être en mesure de répondre à l'exigence d'évaluation des conditions de rentabilités économique et financière du fournisseur actuel de services de comptage qu'est le GRD, ou encore des fournisseurs potentiels de services de comptage (FSCs) dont la création ex nihilo pourra être recommandée à la fin de l'analyse Coûts – Bénéfices combinée à l'achèvement de l'analyse des risques.

6.1 La détermination du cout moyen pondéré du capital²² (CMPC)

Cet indicateur est au centre de l'analyse ici dans la mesure où il représente l'élément essentiel d'appréciation du rendement attendu des apporteurs de capitaux, c'est-à-dire les actionnaires et les bailleurs de fonds) et cela, eu égard à la rémunération qu'ils pourraient obtenir d'un placement présentant le même profil de risque sur le marché.

Cet indicateur (CPMC) servira ici à la détermination de la rémunération de la base des actifs du GRD qui servent aux activités soumises à régulation par l'ARSEL, mais également à la rémunération des avances sur consommation (ASC), dans le cadre de la détermination du Revenu Maximum Autorisé (RMA) au GRD.

²⁰ Nous parlerons indifféremment tout au long des différentes étapes de cette étude de faisabilité d'ICA ou d'IMA (Infrastructure de Mesure Avancée)

²¹ Compteurs électroniques Post-payés, électroniques Prépayés et électroniques intelligents ou communicants

²² Acronyme anglais : WACC – Weighted Average Capital Cost

Il est à noter que cet indicateur se révèle également fondamental aux fins de l'actualisation des flux de liquidité nets dans le cadre des calculs d'évaluation de la rentabilité du projet ICA de déploiement des compteurs (calcul de la Valeur Actuelle Nette).

Tableau 38 : Procédure de détermination du WACC (millions de FCFA et %)

C	Fonds propres ENEO (Cf. Bilan Eneo 2020)	158 508
D	Dettes Nettes ENEO = Emprunts + Dettes de Crédit-Bail + Crédit de Trésorerie – Trésorerie Actif (Cf. Bilan ENEO 2020)	141 059
AF	Autonomie Financière = C/(C+D)	52,9 %
Gearing	D/C	89 %
r	Taux sans risque	5,6 %
t	Taux d'Impôt sur les Sociétés - ENEO	33 %
β_{sd}	$\beta_{\text{économique}} / \beta_{\text{sans dette}}$	0,8
Erm	Rentabilité des titres sur le marché = $r*(1+1/\beta_{sd})$	12,6 %
β_i	Bêta individuel ENEO = $\beta_{sd}*(1+(D/C)*(1-t))$	1,3
kC	Coût des Fonds Propres ENEO = $r + (\beta_i*(Erm-r))$	14,5 %
i	Coût moyen de la dette ENEO	8 %
kD	Coût marginal des dettes ENEO (kD) = $i*(1-t)$	5,4 %
WACC	$kC*AF+ kD*(1-AF)$	10,2 %

6.2 La prise en compte de l'inflation

L'ensemble des postes de CAPEX (Investissements), de charges et de revenus tiennent compte de l'inflation locale dans leurs projections, de même que les tarifs de l'énergie électrique qui, de ce fait ; ont été constants en termes réels sur l'ensemble de la période 2021-2031. Ce choix explique notamment les montants de subventions considérables mis en exergue par l'outil, tels que à titre d'illustration, 54,8 Milliards FCFA en 2026 et plus de 98.3 Milliards FCFA en 2031 dans le scénario de référence Business As Usual « BAU ».

L'inflation importée a été utilisée conjointement à l'inflation locale dans les charges de services extérieurs (moyenne simple des deux inflations) et de manière exclusive en ce qui concerne les investissements liés aux compteurs.

Pour la totalité des autres postes de charges et revenus, seule l'inflation locale a été utilisée.

6.3 La modélisation de l'évolution du parc d'abonnés et des compteurs

Le parc initial d'abonnés pris en compte dans le modèle est celui déclaré par ENEO dans son rapport d'activité 2020, à savoir : 1 498 940 abonnés (soit 1 496 774 abonnées BT et 2 266 abonnés MT).

À ce parc initial est progressivement rajouté le nombre de compteurs à déployer sur la période d'analyse, (1 471 190 compteurs BT et 2 010 compteurs MT soit un total de 1 473 200 compteurs entre 2021 et 2031), nombre de compteurs issu de l'évaluation de l'évolution de la demande. Ce calcul nous amène donc un parc d'abonnés à fin 2031 de 2 972 140 (Soit 2 967 864 abonnées BT et 4 276 abonnés MT).

Par ailleurs, l'évolution de la structure du parc des compteurs (suppression complète des compteurs électromécaniques après l'année 2026) conduit dans le modèle à une amélioration du taux de recouvrement moyen des factures d'énergie de 86.5% en 2021 à 91.65% en 2031 (Scénario de référence, Business As Usual). Le taux de recouvrement moyen à fin 2020 (86.5%) a été décomposé en fonction de la structure du parc de compteurs à la même date. Il en résulte les taux spécifiques de recouvrement des créances énergies ci-après :

Tableau 39 : Taux de recouvrement par type de compteur

	Recouvrement
ÉLECTROMÉCANIQUE - CEM	73,00%
ÉLECTRONIQUE POST-PAYÉ - CEL	90,00%
ÉLECTRONIQUE PRÉPAYÉ - PRE	100,00%
ÉLECTRONIQUE INTELLIGENT - INT	97,00%

Ces taux spécifiques sont pondérés par la quote-part relative de chaque type de compteurs au fur et à mesure de leur déploiement.

6.4 Les taux de pertes

Le taux de pertes techniques de transport retenu tout au long de l'analyse s'élève à 6.5% de l'énergie générée²³, et le taux de pertes commerciales (PNT) et techniques (PTD) de distribution est de 19.7% de l'énergie générée. En l'absence de séparation de ce taux entre les PNT et les PTD, l'évolution de ce taux est modélisée de manière globale ainsi qu'il suit :

- Minoration annuelle de 0.25% de 2021 à 2031 pour tenir compte des investissements de modernisation et de réhabilitation du réseau de distribution (en moyenne 13 milliards de FCFA par an)
- Prise en compte de la structure du parc des compteurs, en partant de l'hypothèse que les pertes commerciales et même de distribution sont d'autant plus faibles que la part des compteurs électroniques prépayés et les compteurs intelligents est prépondérante dans le parc. A ce titre, les taux de pertes commerciales et de distribution spécifiques suivants ont été retenus :

Tableau 40 : Taux de PNT & PTD

	PTD & PNT
ÉLECTROMÉCANIQUE - CEM	30,00%
ÉLECTRONIQUE POST-PAYÉ - CEL	17,00%
ÉLECTRONIQUE PRÉPAYÉ - PRE	10,00%
ÉLECTRONIQUE INTELLIGENT - INT	7,00%

Ces taux spécifiques sont pondérés par la quote-part relative de chaque type de compteur au fur et à mesure de leur déploiement. Pour le même scénario, en guise d'illustration, le taux de pertes commerciales et de distribution s'améliore également, passant de 19.7% en 2020 à 14% en 2031.

6.5 Le traitement du transfert de la scission entre les activités de production (GenCo) et les activités de Distribution/Commercialisation

Suivant le point 10 de l'avenant numéro 3 du Contrat Cadre de Concession de Distribution, le GRD ENEO devait créer au plus tard le 17 Juillet 2021 une filiale destinée à gérer la totalité de l'activité de production

²³ Rapport annuel ENEO - 2019

qui lui est propre. ENEO étant tenue de transférer à cette filiale (GenCo) l'ensemble des actifs, des droits et des obligations relatifs à cette activité de production.

Dans l'optique de ce transfert, Il convient de noter que l'outil ARSEL – MISSONGUI pose comme postulat qu'aucun investissement dans l'activité de production n'est réalisé en 2021.

Le modèle embarque une sortie à fin 2021 de la valeur nette comptable des actifs immobilisés de production au 31/12 /2021 (valeur brute = 688 303 millions et amortissements cumulés = 413 626 millions de FCFA), soit une valeur nette comptable évaluée à 247 677 millions de FCFA.

Cette valeur est refacturée sans marge à GenCo et le règlement à ENEO de cette créance TTC induite (soit 327 552 Millions de FCFA) est étalé sur 10 années (i.e. de 2022 à 2031), soit à raison de 10% chaque année. L'hypothèse, compte tenu de l'importance de la somme est que 10% de la créance est défalquée chaque année des facturations d'achat d'énergie adressée au GRD par GenCo. Cette baisse significative des actifs immobilisés du GRD se traduit d'ailleurs par une inflexion de près de 51% du montant annuel des dotations aux amortissements entre 2021 et 2022, les actifs immobilisés de production représentant 71% du total des immobilisations du GRD à fin 2021.

Dans le même ordre d'idées, à l'exception des achats d'énergie, toutes les charges de production sont supprimées dès 2022. Il s'agit des frais généraux et autres charges non exclusivement rattachables au Transport d'énergie (redevance SONATREL), à la Distribution ou à la Commercialisation qui baisse à hauteur de 24% sur les dépenses de transport et autres achats consommés et de 27% sur les services extérieurs, impôts et taxes et autres charges d'exploitation. Ces décotes représentent la quote-part des dépenses liées à l'activité production sur chacun de ces postes de charge observée sur les exercices 2019 et 2020.

Cette décote des charges liées à l'activité de production est répercutée non pas mécaniquement mais indirectement sur le poste Achat d'énergie. En effet, dès 2022 les achats d'énergie que GenCo devra facturer au GRD sont le résultat du produit entre l'énergie générée et les coûts complets standards par type d'énergie (Hydro, Gaz, Solaire, HFO, LFO, ...). Ces coûts ont été collectés sur le Site de EDF (Sources Hydro et solaire) malgré les différences de vétusté de l'outil de production et de coûts des autres facteurs de production, ainsi que les prix moyens de cession de KPDC (Gaz) et DPDC (HFO).

La ventilation de l'énergie générée par type d'énergie (Hydro, Gaz, Solaire, LFO, HFO, ...) se fait au prorata de la puissance installée de chaque centrale constituant le parc de production. Une validation par ARSEL des coûts complets standards (représentant le tarif de facturation de l'énergie livrée par GenCo au GRD) est fortement recommandée. En effet, toute variation même minime de ces tarifs, se traduirait par des variations de forte amplitude de la charge d'achat d'énergie (en dizaine de milliards), ce poste représentant à lui tout seul près de 50% des charges d'exploitation.

Enfin, il convient de noter que c'est l'énergie générée qui a été retenue comme base de facturation et non pas l'énergie injectée sur le réseau de transport (Ce qui justifie en partie l'absence de marge appliquée sur les tarifs d'achat d'énergie).

6.6 La redevance SONATREL

Le tarif retenu dans le modèle financier est de 4FCFA (hors inflation) par kWh transporté. En effet, l'emploi des 10.6 FCFA recommandée par l'ARSEL aurait conduit à des montants inexplicablement et exagérément élevés.

Par ailleurs, il convient de rappeler que la base retenue pour le calcul de la redevant est l'énergie générée diminuée des pertes de transport.

6.7 Les charges du personnel

Le coût moyen unitaire annuel du personnel calculé sur la base des États financiers 2020 est évalué à 15.15 millions, soit la charge 2020 rapportée à un effectif de 3 647 employés.

Ce coût unitaire est revalorisé de 50% du taux d'inflation locale tout au long de période d'évaluation. L'évolution des effectifs quant à lui est modélisé comme suit :

- Dans le segment de la production, réduction de l'existant pour ramener le nombre de 544 unités en 2020, à 43 employés dès l'année 2022, et ensuite cet effectif est maintenu constant jusqu'en 2031 pour assurer la supervision de l'activité de production transférée à GenCo à la fin de l'année 2021,
- Les effectifs du segment de la distribution et de la commercialisation quant à eux croissent chaque année de l'ordre du cinquième de la croissance de la demande BT, Enfin
- le personnel lié aux fonctions support (960) et à la Supervision du transport (43) reste constant jusqu'en 2031.

6.8 Les charges et investissements additionnels

Ils sont liés au déploiement des compteurs prépayés et intelligents et regroupent :

- Les charges de pilotage du déploiement des compteurs prépayés, évaluées à 30 000 FCFA (Hors inflation) par compteur (prépayé et intelligent) et par an
- Les charges d'exploitation de la banque de données, évaluées à 150 millions de FCFA (hors inflation) par an
- Les charges de services à la clientèle (Agences et Call Center) évaluées à 1 500 millions de FCFA (hors inflation) par an
- Les frais additionnels de Télécommunications évaluées à 1 500 millions (hors inflation) par an
- Les dépenses d'investissements liées à l'acquisition de concentrateurs (non prises en compte, conformément à l'option technologique prise par le GRD d'achat de compteurs d'énergie avec transformateurs de courant et interface série.)
- Les dépenses d'investissements liées à l'acquisition d'une plateforme de gestion des prépaiements et compteurs intelligents, évaluées à 8 482 millions de FCFA (Hors inflation) sont étalées sur les 6 premières années (2021-2026) conformément au plan d'investissement d'ENEO²⁴
- Les dépenses d'investissements liées à l'acquisition de matériel informatique évaluées à 1 000 Millions de FCFA (Hors inflation) par année.

6.9 Les dépenses d'investissements (CAPEX)

En plus des investissements additionnels ci-dessus, on distingue :

- Les autres dépenses courantes d'investissements (Distribution, Commercial et Support) telles que communiquées à ARSEL par le GRD (sur la période 2021-2026 et projetées jusqu'en 2031). Ces dépenses courantes sont minorées des chiffres liés aux compteurs et accessoires inclus dans ce fichier des investissements afin d'éviter un double emploi.

²⁴ ENEO – Plan d'investissement 2022 - 2026

- Il convient enfin de noter un désinvestissement annuel correspondant à la valeur nette comptable des compteurs électromécaniques et des compteurs défectueux remplacés. Ces valeurs nettes comptables (Charges H.A.O) sont faiblement compensées par les produits de cession liés au recyclage et à la revente des matériaux précieux contenus dans les compteurs mis au rebut (cuivre, fer, plastique).
- Pour le calcul des amortissements, le modèle prend comme hypothèse que 50% des investissements sont mis en service durant la première année et les 50% restant l'année suivante.

6.10 Le revenu Maximum Autorisé

L'assiette de la RAB (Base des Actifs Régulés) est constituée de l'ensemble des actifs immobilisés mis en service par le GRD pour l'exercice de ses activités régulées (Distribution et Commercialisation d'énergie électrique). Les immobilisations affectées aux fonctions supports ont donc été exclues de cette assiette dans le modèle. Nous tenons donc exclusivement compte des immobilisations du domaine concédé dans cette détermination.

Le Revenu Maximum Autorisé (RMA) se détermine en tenant compte des éléments ci-après :

- Les charges d'exploitation (OPEX)
- Les dotations aux amortissements des actifs régulés (Dotam)
- L'impôt sur les sociétés (IS)
- La RAB
- Le solde moyen annuel des Avances sur Consommation (ASC)
- Le Cout Moyen Pondéré du Capital (WACC)

Ainsi,
$$\text{RMA} = \text{OPEX} + \text{Dotam} + \text{IS} + (\text{WACC} * \text{RAB}) - (\text{WACC} * \text{ASC})$$

Un RMA supérieur aux produits d'exploitation implique le reversement par ARSEL d'une subvention d'exploitation au GRD, la subvention correspondant à la différence entre RMA et Produits d'exploitation.

6.11 La politique de Dividendes

Sous réserve de clauses spécifiques (Covenants) dans les conventions de crédit en cours encadrant la distribution de dividendes²⁵, la distribution de dividendes sur la période 2021-2031 a été modélisée en prenant comme première condition, la réalisation d'un résultat net bénéficiaire durant l'année N-1.

Si cette condition est satisfaite, le montant brut distribué est de 14.5% (Coût des fonds propres) multiplié par le Capital Social de l'année N. Ce montant brut distribué est cependant plafonné au solde créditeur du report à nouveau l'année N-1 (Retained Earnings).

Ceci signifie que même en cas de bénéfice net réalisé durant l'exercice précédent, il n'y a pas de distribution de dividendes en cas de Report à nouveau négatif avant distribution de dividendes.

²⁵ Conventions dont nous n'avons pas eu de copie de la part d'ENEO.

6.12 La simulation du financement

Il convient de noter que le GRD présente au 31/12/2020 une trésorerie nette négative de 83 Milliards de FCFA (en dégradation pour la sixième année consécutive), un Besoin en fonds de roulement structurellement négatif (- 58Milliards de FCFA à fin 2020), un Fonds de roulement structurellement négatif (- 139Milliards de FCFA à fin 2020). ENEO finance donc ses investissements par son cycle d'exploitation et des crédits à court terme, plus coûteux.

Au-delà de la nécessité de couvrir les besoins de trésorerie supplémentaires générés par le déploiement des compteurs électroniques et intelligents, il s'agit également de proposer un financement qui, en plus de maximiser la valeur mathématique de l'action ENEO ; tendra aussi à rééquilibrer la situation financière (Solvabilité et Liquidité) :

- en faisant passer le crédit fournisseurs de plus de 500 jours en 2020 à 259 jours en 2031,et
- en renforçant éventuellement le fonds de roulement.

Ledit financement interviendrait fin 2022/début 2023, l'année 2022 étant réservée à sa recherche et à sa structuration. Le GRD financera donc son impasse de trésorerie 2021 et 2022 par des concours bancaires à court terme (Crédit spot ou découverts).

Quatre options de financement peuvent être envisagées :

1. Financement par le découvert (peu recommandé au regard de son coût et du Fonds de Roulement négatif affiché par le GRD)
2. Un financement par les fonds propres (augmentation de capital (Très bénéfique pour l'amélioration significative des Fonds propres et donc du Fonds de Roulement mais peu recommandé au regard du cout du capital (15.4%) mais aussi de la forte dilution de la valeur mathématique de l'action ENEO (Augmentation du nombre d'action en circulation, même si la structure du Capital ne change pas)
3. Un financement mixte Fonds Propres-Emprunts LT (recommandé), il présente les avantages du coût des capitaux externes attractif (5.5 %% pour des emprunts de 9-10ans d'échéance) mais reprend les inconvénients du financement par fonds propres (certes dans une moindre ampleur)
4. Financement par Emprunts LT (recommandé) car il présente un coût attractif (5.5%) et maximise la valeur mathématique de l'action. Cependant, il ne répond que faiblement à la nécessité de renforcement du Fonds de Roulement

6.13 Synthèse des deux scénarios

Tableau 41 : Synthèse des résultats des 2 scénarios

		OPTIMISTE	BUSINESS AS USUAL
CAPEX	Millions FCFA	692 568	570 816
VAN	Millions FCFA	113 496	125 525
Indice de profitabilité		1,28	1,37
Valeur mathématique action ENEO		25 496	21 270
Trésorerie de clôture	Millions FCFA	8 304	15 283
Fonds de roulement	Millions FCFA	(53 822)	(47 737)
Montant de financement recommandé	Millions FCFA	270 000	230 000
Type de financement	5 % - FP	Mix (Dettes / FP)	Dettes
Taux de pertes en 2031		19,80%	20,50%
Taux recouvrement créances en 2031		92,11%	91,65%

7. Références bibliographiques

ARSEL - INS - Mars 2018, Rapport de l'enquête de satisfaction des abonnés de la société Energy of Cameroon (Eneo).

ARSEL - Rapport d'enquête auprès de 10 000 abonnés de la société AES – SONEL.

ARSEL - Eneo - 14 juillet 2016, État d'avancement du projet pilote sur les compteurs prépayés lancé par Eneo en 2015

ARSEL - Rapport de l'enquête de satisfaction des données de la société Energy of Cameroon

BRUGEL - SIA PARTNERS - Décembre 2019, Identification du modèle de déploiement des systèmes intelligents de mesure du marché et des utilisateurs Bruxellois.

CHÉNEAU-LOQUAY Annie - La téléphonie mobile dans les villes africaines, une adaptation réussie au contexte local - L'Espace géographique, vol. 41, no. 1, 2012, pp. 82-93.

CWaPE - CapGemini Consulting - Juin 2012, Étude portant sur la mise en œuvre des compteurs intelligents, leurs fonctionnalités ainsi que leurs coûts et bénéfices en Wallonie pour les acteurs du marché de l'énergie et la société.

Contrat cadre de concession de Distribution et de vente d'électricité et Avenants No. 1, 2 & 3.

C.R.E. & SCHWARTZ and Co – Novembre 2017, Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI

C.R.E. & SCHWARTZ and Co – Avril 2019, Étude technico-économique du projet de comptage évolué d'Électricité de Mayotte (EDM)

Department of Energy & Climate Change, 2 mars 2015 - « Smart Metering Early Learning Project and Small-Scale Behaviour Trials »

Eneo Prepaid Metering Pilot Regulatory Issues - Yaoundé, October 27 2015

Eneo Plan d'investissement 2022 - 2026

ERDF, PROGRAMME LINKY - Présentation des marchés de recyclage, Décembre 2011

IRENA - 2018, Planification et perspectives pour les énergies renouvelables : Afrique de l'Ouest.

MAHAMA Salomon - 2008, Point sur l'Internet et la téléphonie mobile au Cameroun, Université de Yaoundé I, Faculté des Sciences - Département d'Informatique - Mémoire de DEA.

RECKINGER Yves - 2017, Projet de recyclage des compteurs électriques: une collaboration Creos / Forum pour l'emploi.

VERNIMMEN P., QUIRY P., LE FUR Y. - 08/2021, 20^{ème} Édition - Lefebvre Dalloz, Finance d'entreprise 2022.

8. Annexes

8.1 Coefficient β et coût du capital

→ **β de l'actif économique**, coefficient mesure le risque de l'activité économique, c'est à dire la sensibilité de la rentabilité de cet actif par rapport au marché, en sachant que la valeur de l'actif économique est égale à la somme de la valeur des capitaux propres et celle de l'endettement net. Le β de l'actif économique mesure donc la dispersion des flux de trésorerie futurs de cet actif par rapport à ceux du marché.

Le **β de l'Actif économique** peut être calculé en sachant qu'il est égal à la moyenne pondérée par les valeurs du **β des capitaux propres** et du **β de l'endettement net**. Dans la pratique, la formule de calcul suivante est souvent appliquée :

$$\beta_e = \frac{\beta_{cp}}{(1 + (1 - IS) \frac{V_d}{V_{cp}})}$$

- V_d = Valeur de l'endettement net
- V_{cp} = Valeur des capitaux propres
- IS = Impôt sur les Sociétés

→ **β des capitaux propres**, coefficient qui reflète à la fois le Risque d'exploitation et le risque de Structure financière rattachés à une Action.

→ **β de l'endettement**, coefficient qui correspond à la sensibilité de la valeur de la dette de l'entreprise par rapport aux fluctuations du marché.

$$\beta_d = \frac{\text{Coût de la dette} \times (1 - IS) - \text{Taux de l'argent sans risque}}{\text{prime de risque du marché}}$$

Le coefficient β d'une action mesure la sensibilité relative de son cours, et donc de l'entreprise et de ses cash-flows; par rapport à l'évolution du marché en général. Laquelle évolution est représentée par les variations d'un indice boursier tel que le SBF 120²⁶ (France) ou le Dow Jones²⁷ Eurostoxx 50 (USA). Ce coefficient se révèle donc utile pour déterminer le coût des capitaux propres d'une entreprise, qu'elle soit cotée ou non et sur cette base, celui de l'ensemble de ses ressources financières, c'est-à-dire de son coût du capital.

À titre d'illustration, une valeur du coefficient β Inférieure à 0,3 signifie que la rentabilité de l'action concernée est expliquée à moins de 30 % par la rentabilité du marché.

Le bêta de l'actif économique appelé également bêta désendetté ou bêta de l'activité est une mesure du risque systématique d'un titre indépendamment de sa structure financière (gearing). Il mesure le risque de l'activité économique par rapport au marché

²⁶ Le **SBF 120**, créé en 1993 avec comme base 1000 points, est l'un des principaux indices en France. Il est composé de 120 valeurs parmi les 200 premières capitalisations de la Bourse de Paris. Il comporte les 40 valeurs du CAC40 et les 80 valeurs du SBF 80.

SBF := Société des Bourses Françaises. / CAC := Cotation Assistée en Continu

²⁷ Le Dow Jones Industrial Average est le plus vieil indice des bourses de New York et le plus vieil indice boursier du monde. Cet indice est la propriété de Dow Jones Indexes, une coentreprise détenue à 90 % par CME Group et à 10 % par Dow Jones and Company.