



Harmonisation régionale des cadres réglementaires et des outils pour une meilleure réglementation de l'électricité au sein du COMESA

Manuel de formation sur l'évaluation de la réflectivité des coûts

Soumis à : Association régionale des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique orientale et australe (RAERESA)

Soumis par : CRISIL Limited

Septembre 2024

Table des matières

1 Outil du cadre d'évaluation de la réflexivité des coûts et manuel de formation.....	3
1.1 Outil du cadre d'évaluation de la réflexivité des coûts (CRAFT)	3
1.2 Manuel de formation pour l'utilisation du modèle du coût du service.....	4
1.2.1 <i>Glossaire des termes clés utilisés dans le modèle.....</i>	<i>4</i>
1.2.2 <i>Choix de l'année de référence</i>	<i>7</i>
1.2.3 <i>Structure du modèle des coûts de service (CoS).....</i>	<i>7</i>
1.2.4 <i>Exploitation du modèle et obtention de résultats.....</i>	<i>8</i>
1.2.5 <i>Méthodologie du modèle des coûts de service (CoS).....</i>	<i>8</i>

1 Outil du cadre d'évaluation de la réflexivité des coûts et manuel de formation

1.1 Outil du cadre d'évaluation de la réflexivité des coûts (CRAFT)

Veillez vous référer au fichier Microsoft Excel intitulé « Modèle CoS_v1 » joint à ce rapport.

1.2 Manuel de formation pour l'utilisation du modèle du coût du service

1.2.1 Glossaire des termes clés utilisés dans le modèle

S. No.	Terme	Définition
1	Frais de capacité (achat d'électricité)	La redevance de capacité (redevance fixe) couvre les coûts fixes de la société de projet, y compris la rémunération des capitaux propres.
2	Travaux d'investissement en cours (CWIP)	Les travaux d'investissement en cours (CWIP) représentent le coût des actifs fixes qui sont encore en cours de construction ou de développement et qui ne sont pas encore prêts à être utilisés. Il s'agit d'un poste du bilan qui comprend des dépenses telles que les coûts de construction, les achats d'équipement et d'autres dépenses liées au projet.
3	Actifs financés par des subventions à la consommation (CGF)	Les actifs de la CGF sont ceux qui sont financés par les clients ou par des subventions et qui doivent être exclus du calcul des coûts à recouvrer sur les tarifs.
4	Dépôt de garantie des consommateurs (DSC)	Les consommateurs paient leur facture d'électricité après qu'elle a été générée. Le dépôt de garantie de la facture d'électricité est prélevé par les clients pour s'assurer que la compagnie d'électricité ne subit aucune perte. Si le client ne paie pas sa facture d'électricité, malgré une mise en demeure et un avertissement, le montant de sa facture d'électricité sera déduit du dépôt de garantie. Le montant du dépôt de garantie est généralement basé sur le coût mensuel moyen de l'électricité au cours de l'année précédente.
5	Facteur de coïncidence	Le facteur de coïncidence est le rapport entre la pointe coïncidente de la courbe de charge d'une catégorie de clients et la pointe de la catégorie, c'est-à-dire la pointe non coïncidente.
6	Pic coïncident (PC)	Le pic coïncident est la contribution de chaque catégorie de consommateurs à la demande de pic du système ou la valeur de la demande de la catégorie de consommateurs au moment du pic du système.
7	Actifs liés à la clientèle	Les actifs liés à la clientèle comprennent des actifs tels que la ligne de service du client, le transformateur du client, les compteurs, etc.
8	Coût lié à la clientèle	Les coûts liés à la clientèle varient en fonction du nombre de clients. Ils comprennent tous les coûts associés à la fourniture de services d'électricité aux clients. Par exemple, les coûts liés au raccordement au réseau, au comptage, à la facturation, au recouvrement et au service à la clientèle.
9	Taxe sur la demande (recettes - tarif de l'électricité)	Les redevances de demande sont des composantes d'un tarif de distribution basées sur la capacité (tarif par kW) qui facturent l'utilisateur en fonction de la puissance maximale qu'il consomme au cours d'une période donnée. Les frais de demande sont un élément du tarif commercial de l'électricité qui est basé sur la consommation maximale d'énergie d'un client au cours d'une période de facturation. Ils sont conçus pour aider les services publics à recouvrer les coûts de production et de distribution de l'électricité.
10	Actifs liés à la demande	Les actifs liés à la demande comprennent des actifs tels que les lignes, les transformateurs, les sous-stations, les systèmes et l'instrumentation, etc.
11	Coût lié à la demande	Les coûts liés à la demande comprennent tous les coûts associés à la création de la capacité de production et de la capacité du réseau (transmission et distribution) pour répondre à la demande des consommateurs et à l'exploitation de cette capacité, par exemple le coût du service de la dette associé à l'acquisition d'actifs fixes,

S. No.	Terme	Définition
		l'amortissement des actifs fixes, les dépenses d'exploitation et de maintenance liées aux actifs fixes.
12	Frais d'énergie (Achat d'électricité)	La redevance énergétique couvre le coût variable de la production d'énergie.
13	Taxe sur l'énergie (recettes - tarif de l'électricité)	Les frais d'énergie sont une composante variable d'un tarif d'électricité qui s'applique à la quantité totale d'électricité consommée au cours d'une période de facturation.
14	Consommation d'énergie	La consommation d'énergie correspond aux ventes d'énergie plus les pertes non techniques.
15	Besoins énergétiques	Les besoins énergétiques correspondent à la consommation d'énergie plus les pertes techniques
16	Coût lié à l'énergie	Les coûts liés à l'énergie varient en fonction du volume de consommation. Les coûts liés à la consommation d'énergie comprennent tous les coûts associés à la production d'unités d'énergie. Par exemple, le coût du combustible primaire et le coût du combustible de démarrage.
17	Coût fixe (recettes - tarif d'électricité)	La composante de coût fixe d'un tarif d'électricité est une redevance qui couvre le coût de l'entretien de l'infrastructure nécessaire à l'approvisionnement en électricité d'un logement ou d'une entreprise. Cette redevance est indépendante de la consommation réelle d'électricité et est généralement la même chaque mois. Elle est également connue sous le nom de redevance de clientèle.
18	Actifs fixes bruts (AFB)	L'actif fixe brut (AFB) est un terme comptable qui désigne le coût total des actifs fixes d'une entreprise, y compris les équipements, les machines et les biens immobiliers.
19	Haute tension (HV)	La haute tension est généralement considérée comme un niveau de tension supérieur à 66 kV.
20	Facteur de charge	Le facteur de charge est le rapport entre la consommation d'énergie réelle et la consommation d'énergie de pointe pour une catégorie de consommateurs donnée.
21	Low Voltage (LV)	La basse tension est généralement considérée comme un niveau de tension de 230 V, 400 V, etc.
22	Moyenne tension (MT)	La moyenne tension est généralement considérée comme un niveau de tension allant de 11 kV à 66 kV.
23	Location de compteur	La location du compteur est une redevance mensuelle que les clients paient s'ils ne sont pas propriétaires de leur compteur d'électricité. Le distributeur d'électricité est généralement propriétaire du compteur et le client paie le loyer pendant la période de facturation. Le loyer du compteur figure sur la facture d'électricité du client.
24	Pointe non coïncidente (PNC)	La pointe non coïncidente est la demande de pointe de chaque catégorie de clients.
25	Net fixed assets (NFA)	L'actif fixe net (AFN) est la valeur totale de l'actif fixe brut d'une entreprise, moins le total des amortissements cumulés sur ce même actif fixe.
26	Immobilisations nettes (NFA) financées par le service public	Il s'agit de déduire l'amortissement cumulé des actifs financés par le service public de l'AGF financée par le service public. L'amortissement cumulé des actifs financés par le service public est pris en compte après déduction de l'amortissement cumulé des actifs de la CGF.

S. No.	Terme	Définition
27	Pertes non techniques	Les pertes non techniques sont dues à plusieurs raisons, notamment le vol, les comptes non facturés et les comptes clients estimés, les erreurs dues à l'approximation de la consommation par des fournitures non mesurées, les erreurs de comptage, etc.
28	Pertes techniques	Les pertes techniques sont considérées comme les pertes du système électrique causées par l'impédance du réseau, les flux de courant et les fournitures auxiliaires. Les sources de pertes techniques peuvent être directement liées à l'investissement dans le réseau ou à l'exploitation du réseau. Les pertes techniques sont les pertes qui se produisent dans le réseau de distribution en raison des câbles, des lignes aériennes, des transformateurs et d'autres équipements de sous-station que nous utilisons pour transférer l'électricité.
29	Provision pour créances douteuses	<p>Une provision pour créances douteuses est une estimation du montant des sommes dues par une entreprise et dont le remboursement est improbable. Elle est également connue sous le nom de provision pour créances douteuses ou de provision pour créances douteuses.</p> <p>Une entreprise peut constituer une provision pour créances douteuses afin de couvrir les dettes dont le paiement n'est pas attendu au cours d'une période comptable. La provision est basée sur une estimation du montant des créances qui ne seront pas recouvrées au cours de la période donnée. Une provision générale, telle que 2 % des débiteurs, ne peut être déduite à des fins fiscales. En revanche, une provision spécifique peut être déduite s'il existe des preuves documentaires que les dettes ne seront probablement pas payées.</p>
30	Frais de reconnexion	Les frais de reconnexion s'appliquent lorsqu'une ligne de service est déconnectée en raison d'un défaut de paiement, d'une violation des conditions de fourniture ou d'une demande temporaire du consommateur. La reconnexion est autorisée dans les six mois suivant la coupure, mais aucun frais n'est appliqué si la coupure est due à une calamité naturelle. Les frais de reconnexion pour l'électricité varient en fonction du fournisseur et de la raison de la déconnexion.
31	Base d'actifs réglementés (RAB)	La RAB est obtenue en ajoutant les travaux d'investissement en cours (CWIP) et le fonds de roulement net (NWC) aux actifs fixes nets (NFA) financés par le service public.
32	Rendement de la RAB	Le rendement de la RAB est le taux de rendement de la base d'actifs réglementés (RAB) tel qu'approuvé par le régulateur. En l'absence d'un taux de rendement approuvé par le régulateur, celui-ci peut être considéré comme le coût moyen pondéré du capital (CMPC).
33	Recettes nécessaires (RR)	Les recettes nécessaires (RR) sont la somme de tous les coûts d'exploitation, d'investissement et de financement, ainsi que la rémunération du capital, qui doivent être recouverts auprès des clients par le biais du tarif, corrigés de tout revenu obtenu auprès des clients par des sources non tarifaires (par exemple, la location des compteurs, les pénalités pour retard de paiement, les intérêts perçus sur le dépôt de garantie, etc.)
34	Unité opérationnelle stratégique (SBU)	Une unité commerciale stratégique (SBU) est une unité commerciale au sein d'une grande organisation qui fonctionne comme une division distincte avec ses propres plans et activités. Les SBU sont des centres de profit qui se concentrent sur un segment de marché spécifique. Dans le présent contexte, SBU signifie Production, Transmission, Distribution-Urbaine, Distribution-Rurale, Services généraux et partagés.

S. No.	Terme	Définition
35	Coût moyen pondéré du capital (CMPC)	Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) est le taux moyen qu'une entreprise de services publics paie pour financer ses actifs. Il est calculé en faisant la moyenne des taux de toutes les sources de capital de l'entreprise (à la fois la dette et les capitaux propres), pondérés par la proportion de chaque composante. Dans ce modèle, en l'absence d'un taux de rendement approuvé par le régulateur, le même taux peut être utilisé pour calculer le rendement du RAB.

1.2.2 Choix de l'année de référence

Les évaluations du coût du service (CoS) sont effectuées sur la base des données relatives aux coûts pour l'ensemble de l'année. Il est essentiel de disposer de données fiables en temps voulu et, par conséquent, de privilégier le dernier exercice financier pour lequel des données financières vérifiées sont disponibles. Si le régulateur a fixé la méthodologie de détermination des tarifs, la compagnie peut alors adopter les coûts réglementaires autorisés par le régulateur pour déterminer les résultats du coût du service.

1.2.3 Structure du modèle des coûts de service (CoS)

La structure du modèle est expliquée ci-dessous :

1. **« RR »** : Cette fiche présente le montant des recettes nécessaires (RR) à recouvrer par le biais des tarifs, y compris le rendement de la base d'actifs réglementés (RAB).
2. **« Client »** : Les données relatives à la catégorie de clients couvrant le nombre de clients, la géographie, le niveau de tension, les ventes d'énergie, la charge connectée, les frais de connexion, le facteur de charge, le facteur de coïncidence et les recettes provenant des ventes d'électricité sont saisies dans cette feuille. Les données saisies sont ensuite exploitées pour établir le bilan énergétique complet (GWh) et le bilan électrique (MW) pour chaque catégorie de clients, ce qui implique d'ajouter les pertes non techniques et techniques au volume des ventes, afin d'obtenir les besoins à introduire dans le système pour répondre à la demande de chaque catégorie.
3. **« Perte »** : Cette feuille permet de saisir les principales hypothèses relatives aux pertes techniques et non techniques, en fonction de la tension. Le modèle comprend une séparation en 3 classes de tension - HT : au-dessus de 66 kV, MT : au-dessus de 400 V et jusqu'à 66 kV, et BT : 230 V, 400 V. La feuille calcule le bilan d'énergie (GWh) et de puissance (MW) pour le système à chaque niveau de tension. Ce résultat est utilisé dans la feuille « Client » pour calculer le bilan d'énergie et de puissance pour chaque catégorie de client.
4. **« Actifs »** : Cette feuille répartit les actifs figurant dans les états financiers en catégories qui sont les éléments constitutifs du coût du service. Les actifs comprennent les actifs fixes (installations et machines, terrains, bâtiments et autres actifs), les amortissements cumulés, les actifs en cours de construction (travaux d'investissement en cours ou CWIP), les actifs et passifs courants (fonds de roulement). Ces éléments sont utilisés pour construire la RAB, et cette feuille permet donc de dériver la RAB fonctionnalisée. La fonctionnalisation est effectuée à plusieurs niveaux : i) unités commerciales stratégiques (SBU) de la production, du réseau HT, du réseau MT et du réseau BT ; ii) ségrégation géographique urbaine et rurale ; iii) ségrégation basée sur l'objectif des actifs liés à la demande et des actifs liés à la clientèle.

5. **Dépenses** » : Cette feuille classe les dépenses déclarées dans les états financiers en catégories qui sont les éléments constitutifs du coût du service. Les dépenses comprennent les dépenses opérationnelles (combustible, achat d'électricité, transmission, personnel, maintenance, administration et frais généraux) et les dépenses non opérationnelles (amortissement, intérêts et financement, provision pour créances douteuses). La fonctionnalisation s'effectue à plusieurs niveaux : i) unités commerciales stratégiques (SBU) pour la production, le réseau HT, le réseau MT et le réseau BT ; ii) séparation géographique entre les zones urbaines et rurales ; iii) séparation des dépenses liées à l'énergie, à la demande et à la clientèle en fonction de leur finalité.
6. **« Réallocation des niveaux de tension »** : Cette feuille réaffecte les allocations fonctionnalisées basées sur les niveaux de tension afin de refléter la contribution des actifs à des tensions plus élevées pour servir les clients à des tensions plus basses. La réaffectation couvre la RAB liée à la demande (réseau) et les dépenses liées à la demande (réseau).
7. **« Résultats »** : Cette feuille présente les résultats de l'exercice CoS en mettant en regard le coût de la desserte de chaque catégorie de clients et les recettes tirées des tarifs. Les coûts liés à l'énergie, à la demande et à la clientèle sont comparés aux recettes provenant de la redevance énergétique, de la redevance de demande et de la redevance fixe.

1.2.4 Exploitation du modèle et obtention de résultats

1. Saisissez les données et les hypothèses dans les cellules en texte bleu. Les cellules dont le texte est en noir sont basées sur des formules et sont en « lecture seule ».
2. Les données et les hypothèses doivent être saisies dans les feuilles intitulées « RR », « Client », « Perte » et « Actif ». Se référer aux notes d'accompagnement du modèle pour plus d'informations.
3. Après avoir saisi les données dans les feuilles « Client » et « Pertes », vérifiez le paramètre « Facteur de conversion perte d'énergie => perte de demande » dans la feuille « Pertes ». Ce facteur indique la relation entre la perte de demande (en termes de MW) et la perte d'énergie (en termes de GWh) et doit être saisi manuellement. La valeur doit être déterminée par une méthode d'essai et d'erreur, en introduisant des valeurs incrémentales supérieures à 1 et en veillant à ce que la valeur dans la cellule marquée « *ERROR* » soit aussi proche de zéro que possible. Cette méthode garantit la cohérence interne des chiffres de perte de demande et de perte d'énergie en fonction de la tension.
4. Les résultats peuvent être consultés dans la feuille « *Output* » sous forme de coûts encourus par catégorie de clients, de recettes recouvrées par le biais des tarifs et de pourcentage de réflectivité des coûts par rapport aux tarifs.

1.2.5 Méthodologie du modèle des coûts de service (CoS)

La méthodologie du modèle peut être expliquée en cinq étapes :

1. Détermination du bilan énergétique et du bilan de puissance par catégorie de clients
2. Fonctionnalisation des actifs
3. Fonctionnalisation des dépenses
4. Réaffectation des RAB et des RR liés à la demande, en fonction de la tension
5. Dérivation des résultats du coût du service

Chacune de ces étapes est décrite en détail dans les sections suivantes.

1.2.5.1 Calcul du bilan énergétique et du bilan de puissance par catégorie de clients

Cette étape permet d'établir le bilan énergétique et le bilan électrique pour chaque catégorie de clients. À partir des données relatives aux ventes (ventes d'énergie en GWh et ventes de puissance en MW), les pertes non techniques et techniques sont ajoutées à chaque catégorie pour obtenir les besoins en énergie (GWh) et la contribution simultanée à la demande de pointe du système (MW) de chaque catégorie. Ceux-ci sont ensuite utilisés comme facteurs de répartition dans les différentes étapes de l'analyse du coût du service.

$\begin{aligned} \text{Ventes} &= \text{Facturation au client} \\ \text{Consommation} &= \text{Ventes} + \text{Pertes non techniques} \\ \text{Besoin} &= \text{Consommation} + \text{Pertes techniques} \end{aligned}$

Le calcul du bilan énergétique et du bilan de puissance est un processus de transformation en deux étapes :

1. De la vente à la consommation
2. De la consommation au besoin

De la vente à la consommation

Le calcul de la consommation en gigawattheures est assez simple. Les pertes non techniques de chaque catégorie sont simplement ajoutées aux ventes d'énergie pour obtenir la consommation d'énergie en gigawattheures. Pour calculer la consommation d'électricité en termes de mégawatts, la consommation d'électricité de pointe non coïncidente est tout d'abord dérivée de la consommation d'énergie pour chaque catégorie en appliquant le facteur de charge correspondant. La consommation électrique de pointe non coïncidente est ensuite transformée en consommation électrique de pointe coïncidente en termes de mégawatts en appliquant le facteur de coïncidence pour chaque catégorie.

De la consommation à l'exigence

Les besoins énergétiques sont calculés en ajoutant les pertes techniques (en GWh) à la consommation d'énergie calculée précédemment. La contribution coïncidente à la demande de pointe (qui n'est rien d'autre que le besoin d'électricité) est calculée en ajoutant les pertes techniques (en MW) à la consommation de pointe coïncidente calculée précédemment.

Les pertes techniques pour chaque catégorie sont calculées selon le processus suivant. Tout d'abord, les pertes techniques en termes de gigawattheures sont supposées pour les trois niveaux de tension, à savoir HT, MT et BT. Chacun des trois chiffres de pertes est ensuite transformé en pertes techniques en termes de mégawatts en appliquant un facteur de conversion appelé « facteur de perte de demande à perte d'énergie ». Ce facteur est généralement supérieur à 1 et se situe dans la plupart des cas entre 1,1 et 1,3. La perte technique (en GWh et en MW) pour chaque catégorie est ensuite calculée sur la base de la part de la consommation d'énergie (GWh) ou de la consommation de puissance de pointe coïncidente (MW) (selon le cas) de cette catégorie dans la consommation d'énergie totale ou la consommation de puissance de pointe coïncidente pour son niveau de tension (HT, MT ou BT).

1.2.5.2 Fonctionnalisation des actifs

La première étape de la fonctionnalisation des actifs consiste à diviser la base d'actifs de la compagnie en unités commerciales stratégiques clés (SBU) : production, réseau HT, réseau MT et réseau BT. Les SBU des réseaux MT et BT sont subdivisées en unités urbaines et rurales. Les trois SBU de réseau réunies doivent couvrir l'ensemble du réseau de la compagnie auquel tous ses clients sont connectés, y compris les clients connectés aux niveaux de tension de transmission. Dans l'étape suivante, la base d'actifs est classée comme étant liée à la demande ou à la clientèle.

L'objectif de l'exercice est double : i) dériver des facteurs de répartition basés sur les actifs pour répartir les éléments clés dans l'analyse du coût du service ; et ii) dériver des BAR fonctionnalisés pour estimer le rendement des BAR pour les catégories de clients.

Le processus comprend les étapes suivantes :

1. Fonctionnalisation de l'actif fixe brut (GFA)
2. Dérivation des immobilisations nettes fonctionnalisées (NFA) financées par le service public
3. Dériver les BAR fonctionnalisés

Fonctionnalisation de l'actif fixe brut (GFA)

La nécessité de fonctionnaliser le GFA découle du fait que les actifs figurant dans les états financiers du service public sont fonctionnalisés en grandes catégories : installations, lignes et réseaux (installations et machines ou « P&M » en abrégé) ; terrains et bâtiments ; et autres actifs. Pour calculer le coût du service pour chaque catégorie de clients, une classification plus granulaire est nécessaire, comme indiqué ci-dessous.

SBU	Fonctionnalisation de 1er niveau	Fonctionnalisation de 2 ^e niveau
Génération	-	-
Réseau HT	-	Actifs liés à la demande
	-	Actifs liés à la clientèle
Réseau MT	Urbain	Actifs liés à la demande
	Rural	Actifs liés à la clientèle
Réseau BT	Urbain	Actifs liés à la demande
	Rural	Actifs liés à la clientèle

Premièrement, les frais de fonctionnement et d'entretien sont affectés aux fonctions susmentionnées sur la base des valeurs réelles des actifs telles qu'elles figurent dans le registre des actifs de l'entreprise de services publics. Deuxièmement, le reste de la GFA, c'est-à-dire les terrains, les bâtiments et les autres actifs, est fonctionnalisé sur la base du ratio d'allocation des installations et machines (P&M). La somme de toutes les GFA ainsi fonctionnalisées est appelée « GFA non ajustée » car elle est basée sur le ratio d'allocation des installations et machines (P&M).

L'étape suivante consiste à fonctionnaliser les actifs du CGF et à les déduire de la « GFA non ajustée » pour obtenir la « GFA ajustée ». Les actifs de la CGF doivent être fonctionnalisés selon les valeurs fournies dans le registre des actifs du service public.

Dériver les actifs fixes nets fonctionnalisés (NFA) financés par le service public

Il s'agit de déduire l'amortissement cumulé des actifs financés par le service public de la GFA financée par le service public. L'amortissement cumulé des actifs financés par le service public est pris en compte après déduction de l'amortissement cumulé des actifs de la CGF. Le total des amortissements cumulés sur les actifs financés par le service public est ensuite fonctionnalisé en proportion de la GFA financée par le service public (GFA ajustée).

Dérivation du RAB fonctionnalisé

La dernière étape consiste à dériver la RAB fonctionnalisée. La RAB est obtenue en ajoutant les travaux d'investissement en cours (CWIP) et le fonds de roulement net (NWC) à la NFA financée par le service public. La valeur des CWIP est fonctionnalisée en proportion de la GFA ajustée. Ensuite, le fonds de roulement net est calculé comme la somme des éléments suivants :

- 1) Frais d'exploitation et de gestion (1 mois) : coût du combustible pour la production, frais de personnel, frais d'entretien, frais administratifs et généraux.
- 2) Créances (2 mois) : Tarif à recevoir pour la vente d'électricité
- 3) Moins -> Dettes commerciales (1 mois) : coût d'achat de l'électricité, frais de transmission
- 4) Moins -> Dépôt de garantie des consommateurs

Après cela, la NWC est fonctionnalisée en deux étapes : (i) en l'allouant aux SBU sur la base de la part des SBU dans les dépenses totales, et (ii) en allouant les actifs liés à la demande et à la clientèle en proportion de la GFA non ajustée (qui inclut les actifs de la CGF).

1.2.5.3 Dépenses de fonctionnalisation

Cette section traite du processus de fonctionnalisation des dépenses afin de les répartir entre les coûts liés à l'énergie, à la demande et à la clientèle. Les dépenses sont considérées sur une base nette, après déduction des revenus non tarifaires récupérés auprès des consommateurs.

Il convient de noter que les charges d'intérêt et de financement ne sont pas incluses dans les charges nettes. En effet, les charges d'intérêt font partie intégrante du rendement du RAB, qui est financée à la fois par des capitaux propres et des dettes. En outre, l'amortissement ne comprend pas l'amortissement des actifs financés par les clients.

***Dépenses nettes** =*
Frais d'exploitation (carburant, achat d'électricité, frais de personnel, entretien, A&G, provision pour créances douteuses) augmentés de
Amortissement diminué de
Revenus non tarifaires

Les fonctions de coût pour lesquelles la fonctionnalisation a été effectuée sont indiquées ci-dessous.

SBU	Fonctionnalisation de 1er niveau	Fonctionnalisation de 2 ^e niveau
Génération	-	Coût lié à l'énergie
		Coût lié à la demande
Réseau HT	-	Coût lié à l'énergie
		Coût lié à la demande
		Coût lié à la clientèle
Réseau MT	Urbain	Coût lié à l'énergie
		Coût lié à la demande
	Rural	
		Coût lié à la clientèle
Réseau MT	Urbain	Coût lié à l'énergie
		Coût lié à la demande
	Rural	
		Coût lié à la clientèle

La première étape vers la fonctionnalisation est la fonctionnalisation du coût du combustible et de la charge énergétique (coût d'achat de l'électricité). Alors que le coût du combustible est directement affecté aux coûts variables de la « Génération » SBU, le coût de l'énergie (coût d'achat de l'électricité) est affecté aux catégories de clients en fonction de leurs besoins énergétiques.

Les redevances de capacité (coût d'achat de l'électricité) et de transport sont réparties entre les catégories de clients en fonction de leur contribution à la demande de pointe du système.

Ensuite, les frais de maintenance ainsi que les frais administratifs et généraux (A&G) sont fonctionnalisés en coûts liés à la demande et en coûts liés à la clientèle, car ils sont soit liés à la demande, soit liés à la clientèle. La fonctionnalisation est effectuée sur la base de l'AFB non ajustée (y compris les actifs de la CGF puisque le service public doit engager des dépenses d'entretien et d'A&G sur ces actifs également).

Les frais de personnel sont fonctionnalisés selon le processus suivant : (i) affectation aux SBU sur la base des effectifs, (ii) affectation aux frais liés à la demande et aux clients au sein des SBU sur la base des valeurs GFA non ajustées.

La charge d'amortissement des actifs financés par le service public est répartie entre les coûts liés à la demande et les coûts liés à la clientèle sur la base de la GFA ajustée. Les valeurs liées à la CGF sont supprimées à des fins d'allocation puisque l'amortissement n'est pas censé être facturé sur les actifs de la CGF.

Dans la dernière étape, les revenus non tarifaires sont fonctionnalisés. Comme il s'agit de revenus, ils sont traités comme des dépenses « négatives ». Ils ne sont affectés qu'aux coûts liés aux clients. La répartition se fait sur la base du nombre de clients. En effet, ces postes de revenus sont proportionnels au nombre de clients desservis.

1.2.5.4 Réaffectation des recettes liées à la demande, en fonction de la tension

Dans un réseau de transport et de distribution d'électricité, les actifs liés à la demande (par exemple, les sous-stations, les transformateurs, les lignes) à HT sont utilisés pour desservir non seulement les clients HT, mais aussi les clients MT et BT. De même, les actifs MT sont utilisés pour desservir les clients BT. Par conséquent, certaines parties des coûts associés à ces actifs à des tensions plus élevées (BAR liés à la demande et dépenses liées à la demande) doivent être allouées à des tensions plus basses.

La réaffectation est effectuée sur la base de la part de la demande de pointe en fonction de la tension. Dans un premier temps, les coûts à HT sont alloués à HT sur la base de la part de la demande de pointe à HT. Le solde des coûts HT non alloués est ensuite ajouté aux coûts MT pour « mettre à jour » les coûts MT. Les coûts MT « actualisés » sont attribués au MT sur la base de la part de la demande de pointe du MT, tandis que le solde des coûts MT non attribués est ajouté aux coûts BT pour obtenir les coûts BT « actualisés ». Ainsi, à la fin de ce processus, on obtient la RAB liée à la demande et les dépenses liées à la demande, réaffectées aux niveaux HT, MT et BT. En appliquant le taux de rendement au RAB et en l'ajoutant aux dépenses, on obtient le besoin de recettes final (RR) réaffecté aux niveaux HT, MT et BT.

		HV	MV		LV	
			Urbain	Rural	Urbain	Rural
Génération SBU	RR liés à l'énergie	X	X	X	X	X
	RR liés à la demande	X	X	X	X	X

		HV	MV		LV	
			Urbain	Rural	Urbain	Rural
Relatif au réseau	RR liés à l'énergie	X	X	X	X	X
	RR liés à la demande	X	X	X	X	X
	RR liés à la clientèle	X	X	X	X	X

1.2.5.5 Calcul des résultats relatifs au coût du service

Dans cette dernière étape, les coûts unitaires des éléments RR fonctionnalisés ci-dessus sont obtenus. Ces coûts unitaires sont multipliés par la quantité de ventes de chaque catégorie de clients pour obtenir le coût du service.

	Calcul du coût unitaire		Coûts de l'énergie		Coûts de la demande		Coûts du client	
	Facteur	Coût unitaire (a)	Quantité (b)	Coût a X b	Quantité (c)	Coût a X c	Quantité (d)	Coût a X d
RR liés à l'énergie	Ventes d'énergie (GWh)	\$\$\$ / kWh		X				
RR liés à la demande	Ventes de PCN (MW)	\$\$\$ / kW				X		
RR liés à la clientèle	Nombre de clients	\$\$\$ / Client						X

Le coût total du service est calculé comme la somme des coûts de l'énergie, de la demande et du client.

Le coût de service de chaque catégorie de clients est comparé aux recettes recouvrées à partir de la redevance énergétique, de la redevance de demande et de la redevance d'usage pour calculer le pourcentage de recouvrement des coûts. Les résultats du pourcentage de recouvrement des coûts sont présentés par redevance ainsi que sur une base consolidée pour chaque catégorie de clients.

