



مذكرة تقديمية حول المنهجية المحددة لتعريف استعمال الشبكات الكهربائية للتوزيع ذات الجهد المتوسط

1/ مقدمة :

في ظل الرؤية المتبصرة لصاحب الجلالة الملك محمد السادس، نصره الله وأيده، عرف قطاع الكهرباء في المغرب طفرة كبيرة من أجل الاستجابة لتحديات الانتقال الطاقى، لا سيما على المستويين التشريعي والتنظيمي. وقد أسفرت هذه الطفرة عن اعتماد العديد من القوانين ونصوصها التطبيقية التي تسن قواعد وشروط الانفتاح التدريجي لسوق الطاقات المتجددة في المغرب.

موازا مع ذلك، تم اعتماد القانون رقم 83.21 المتعلق بالشركات الجهوية متعددة الخدمات (SRM) من أجل دعم التحول المؤسساتي الذي يمر به المغرب، لا سيما فيما يتعلق بتفعيل الجهوية المتقدمة. وستكون الشركات الجهوية في نهاية المطاف هي الفاعلة الوحيدة المكلفة بتسيير خدمات توزيع الكهرباء والماء الصالح للشرب على مستوى كل جهة من جهات المملكة.

لدعم هذه الدينامية، وضع القانون رقم 48.15 المتعلق بضبط قطاع الكهرباء وإحداث الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء كما تم تغييره وتتميمه، أسس ضبط القطاع. وحدد على وجه الخصوص كفاءات الولوج إلى شبكات النقل والتوزيع مع وضع الشروط والإجراءات اللازمة لتحديد تعريفات استعمال تلك الشبكات.

2/ المقاربة المعتمدة وأهم المبادئ الأساسية للمنهجية :

طبقا لأحكام القانون 48.15 السالف الذكر، تضطلع الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء بمهمة ضمان الوصول العادل والشفاف والغير تمييزي إلى الشبكات الكهربائية للتوزيع ذات الجهد المتوسط. وفي هذا الصدد، فإن من بين مهام الهيئة تحديد تعريفات استعمال الشبكات الكهربائية للتوزيع ذات الجهد المتوسط.

وبالفعل فقد قامت الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء بوضع منهجية للتعريفات تبعا لمقاربة هذه الأخيرة المبنية على الحوار والتشاور من خلال عقد سلسلة من ورش العمل مع جميع الأطراف المعنية في قطاع الكهرباء بالمغرب (الفاعلين المؤسساتيين، مسيري الشبكات الكهربائية وكذا أعضاء الفدراليات المهنية).

كما أجرت الهيئة استشارة عمومية على موقعها على الإنترنت. ومكنت هذه الاستشارة من إثراء المنهجية من خلال مراعاة التعليقات والمساهمات التي تم الإعراب عنها قدر الإمكان.

وهكذا اتخذ مجلس الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء المنعقد بتاريخ **19 فبراير 2025** قرارا يحدد بموجبه تعريفات استعمال الشبكات الكهربائية للتوزيع ذات الجهد المتوسط (TURD).

وتكون بهذا قد حددت الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء تعريفات استعمال الشبكات الكهربائية للتوزيع ذات الجهد المتوسط، لفترة الضبط الأولية الممتدة من فاتح مارس 2025 إلى 28 فبراير 2027. ويشكل هذا القرار خطوة مهمة في مسلسل ضبط قطاع الكهرباء في المغرب، وذلك باعتماد مبدأ التعريفات الموحدة على مستوى التراب الوطني. ويبسط هذا الاختيار بنية التعريفات لا سيما في سياق يتميز بالإحداث التدريجي للشركات الجهوية متعددة الخدمات المحدثة بموجب القانون رقم 83.21 السالف الذكر.

كما أن تحديد فترة الضبط في سنتين هو قرار يتماشى مع هذا السياق، ويعكس رغبة الهيئة في إجراء مراجعة متزامنة بين هذه التعريفات وتلك المتعلقة باستعمال الشبكة الكهربائية الوطنية للنقل، والتي ستنتهي فترة ضبطها الأولى في بداية عام 2027.

كما يستجيب تحديد تعريفات استعمال الشبكات الكهربائية للتوزيع ذات الجهد المتوسط لرغبة الهيئة في توضيح توزيع التكاليف المتعلقة باستعمال هاته الشبكات. ومن خلال اعتماد هذا النهج، تضمن الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء تعريفات شفافة لكافة المستعملين، مما يؤمن مساهمة الجميع بشكل عادل في تكاليف استعمال الشبكة. كما تساهم التعريفات المحددة من قبل الهيئة في توضيح الرؤية للمستثمرين وتعزيز فعالية أداء مسيري الشبكات.

وتشكل هذه التعريفات لبنة جديدة للنظام التعريفي الذي تم تصميمه بموجب أحكام القانون رقم 48.15 السالف الذكر مع السهر على ضمان وتعزيز ضبط فعال، لاسيما من وجهة النظر الاقتصادية.





Note de présentation de la méthodologie tarifaire de l'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution

1/ Préambule :

Dans le cadre de la vision éclairée de **Sa Majesté le Roi Mohammed VI, que Dieu l'Assiste**, le secteur de l'électricité au Maroc a connu une avancée majeure répondant aux défis de la transition énergétique notamment sur le plan légal et réglementaire.

Cette avancée s'est concrétisée par l'adoption de plusieurs textes juridiques édictant des règles et des conditions permettant une ouverture progressive du marché des énergies renouvelables au Maroc.

Parallèlement, la loi n° 83-21 relative aux Sociétés Régionales Multiservices (SRM) a été adoptée en vue d'accompagner les mutations institutionnelles que connaît le Maroc, notamment en matière d'activation du processus de la régionalisation avancée. Ces SRM seront, à terme, les seuls opérateurs en charge de la gestion des services de la distribution d'eau et d'électricité au niveau de chaque Région du Royaume.

Pour accompagner cette dynamique, la loi n°48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'ANRE, telle que modifiée et complétée, a posé les jalons de la régulation du secteur. Elle a notamment précisé les modalités d'accès aux réseaux de transport et de la distribution, tout en établissant les fondements et les procédures de fixation des tarifs d'utilisation desdits réseaux.

2/ Approche adoptée et grands principes de la méthodologie tarifaire :

Conformément aux dispositions de la loi n° 48-15 précitée, l'ANRE assure la garantie d'un accès équitable, transparent et non discriminatoire aux réseaux électriques de moyenne tension de la distribution. A ce titre, l'ANRE est responsable, entre autres, de la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution (TURD).

En effet, l'ANRE a procédé à l'élaboration de ladite méthodologie dans le strict respect de sa démarche participative, à travers la tenue d'une série d'ateliers de travail avec l'ensemble des parties prenantes concernées du secteur électrique marocain (acteurs institutionnels, gestionnaires de réseaux ainsi que les membres des fédérations professionnelles).

De même, l'ANRE a réalisé une consultation publique sur son site Internet. Cette consultation a permis d'enrichir la présente méthodologie en tenant compte, dans toute la mesure du possible, des commentaires et contributions exprimés.

Subséquentement, le Conseil de l'ANRE tenu le **19 février 2025** a adopté sa décision fixant le TURD. C'est ainsi que l'ANRE fixe, pour la première fois, le tarif d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution, pour la période de régulation allant du 1^{er} mars 2025 au 28 février 2027.

Cette décision constitue un jalon important dans la régulation du secteur de l'électricité au Maroc, marquée par l'adoption du principe d'un tarif unique sur l'ensemble du territoire national. Ce choix de l'ANRE simplifie la structure tarifaire, surtout, dans un contexte caractérisé par la création et la mise en place progressive des SRM créées en vertu de la loi n° 83-21, tel que mentionné plus haut.

Le choix d'une période de deux ans est aussi spécifique à ce contexte. Il est, également, animé par la volonté de l'ANRE de réaliser une révision conjointe avec la tarification de l'utilisation du réseau électrique national de transport dont la validité de sa première période tarifaire expirera début 2027.





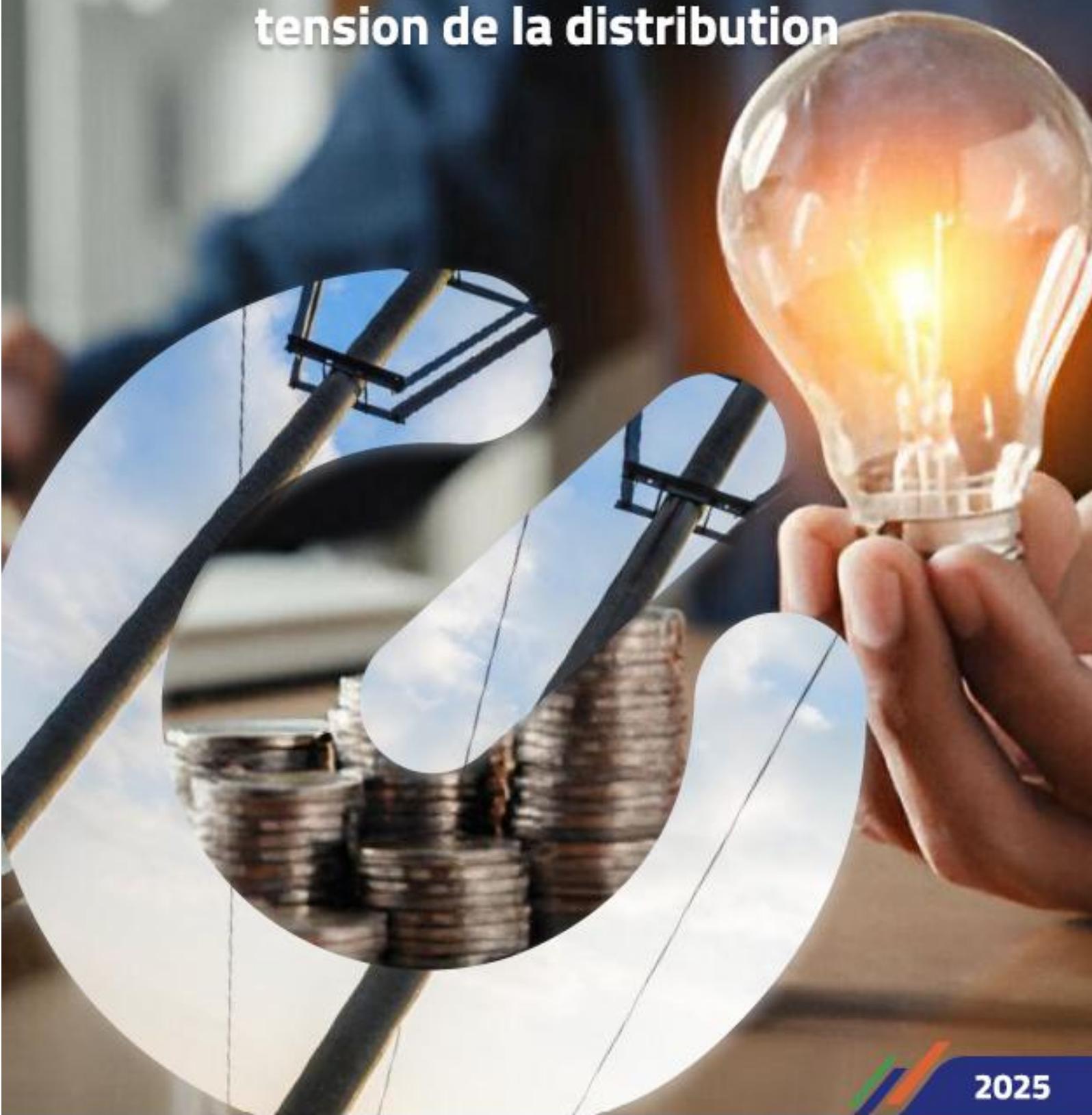
La fixation du TURD répond à la volonté de l'ANRE de clarifier la répartition des coûts liés à l'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution. En adoptant cette approche, l'ANRE garantit une tarification transparente pour l'ensemble des consommateurs, assurant que chacun contribue de manière juste aux coûts d'utilisation du réseau. Le tarif fixé par l'ANRE permet une prévisibilité accrue pour les utilisateurs du réseau et constitue, également, une incitation à l'efficacité de la gestion des opérateurs de réseaux.

Cette nouvelle tarification vient compléter le dispositif tarifaire déjà conçu dans le cadre des dispositions de la loi n°48-15 précitée, tout en veillant à garantir et promouvoir une régulation efficace, notamment d'un point de vue économique.





Méthodologie tarifaire d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution



Sommaire

Définitions et acronymes	3
1. Introduction.....	5
2. Fondement juridique.....	7
3. Vue d'ensemble.....	8
3.1 Approche adoptée	8
3.2 Principes généraux de construction tarifaire	8
4. Définition des principes de régulation tarifaire	10
4.1 Régime de régulation tarifaire	10
4.2 Période de régulation	10
4.3 Principe d'un tarif unique	11
5. Estimation du Revenu Global Requis (RGR)	13
5.1 Vue globale du schéma de construction du RGR	13
5.2 Coûts à recouvrer.....	13
5.3 Calcul du Revenu global Requis	14
5.4 Couverture des pertes	15
5.5 Compte de régularisation	15
5.6 Services système	15
5.7 Traitement des frais de raccordement	16
6. Construction de la structure tarifaire.....	17
6.1 Acteurs redevables du tarif.....	17
6.2 Services couverts par le tarif.....	17
6.3 Principe du « timbre-poste »	17
6.4 Tarification point par point	18
6.5 Tarif binôme.....	18
6.6 Modulation horosaisonnaire	19
6.7 Absence de tarification spécifique.....	19
7. Mise en œuvre de la méthodologie	20
7.1 Elaboration du modèle détaillé de tarification	20
7.2 Test et approbation du modèle de tarification	20
7.3 Révision de la méthodologie de tarification	20
8. Annexes	21
8.1 Services couverts par le tarif selon différents cas d'usage	21
8.2 Calcul du taux de rémunération des investissements pour estimer les charges du capital autorisées	22



Définitions et acronymes

Dans le cadre de ce document, et sauf mention contraire, les définitions suivantes sont applicables :

ANRE	Désigne l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité créée en vertu de la loi n°48-15 telle qu'elle a été modifiée et complétée
Autoconsommation	Consommation de l'énergie électrique produite exclusivement par une installation d'autoproduction (Cf. Définition loi n° 82-21)
Autoproduction	Production de l'énergie électrique exclusivement pour ses propres besoins (Cf. Définition loi n° 82-21)
BAR	Base d'actifs régulés
CAPM	Capital Asset Pricing Model (MEDAF en français) : modèle utilisé pour calculer le coût des fonds propres
CMPC	Coût Moyen Pondéré du Capital (WACC en anglais)
CNE	Charges Nettes d'Exploitation
CPA	Charges du Capital Autorisées
Cost plus	Terme anglais désignant une méthode de calcul du tarif sur la base du coût de revient auquel on ajoute une marge correspondant à la rémunération du capital ;
CRENT	Le Code du Réseau Electrique National de Transport
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution d'électricité : toute personne morale de droit public ou privé, chargée conformément à la législation et la réglementation en vigueur, d'assurer, outre les missions qui lui sont imparties, le service public de distribution de l'énergie électrique dans son périmètre de distribution
GRT	Gestionnaire du Réseau Electrique National de Transport : la personne morale responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau électrique national de transport et, le cas échéant, de ses interconnexions avec des réseaux électriques de transport de pays étrangers
Horo-saisonnier	Désigne la variation en fonction de l'heure et/ou la saison
Marché Libre de l'électricité	le marché sur lequel tout fournisseur d'électricité peut, conformément à la législation et la réglementation en vigueur et notamment la loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables et les textes pris pour son application, commercialiser l'énergie électrique à l'intérieur du Maroc et/ou l'exporter à l'étranger
Marché Réglementé de l'électricité	L'ensemble des utilisateurs du réseau public fournis en électricité dans le cadre des tarifs réglementés
Moyenne Tension (MT)	Niveau de tension nominale entre 5,5 kV et 22 kV
Non-discrimination	Signifie que le tarif payé par les utilisateurs n'est pas lié à leur usage final de l'électricité mais aux coûts qu'ils engendrent sur le réseau
Période de régulation	Durée d'application de la méthodologie tarifaire
ONEE	Désigne l'Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable
Première période de régulation	Période commençant le 1 ^{er} mars 2025 et se terminant le 28 février 2027



Producteur	Toute personne morale ou physique qui produit l'électricité en vue de sa revente totale ou partielle conformément aux dispositions légales et réglementaires
Réseau de distribution de moyenne tension	Désigne le réseau constitué des lignes aériennes et des câbles souterrains de moyenne tension, des postes sources (transformation HT/MT), ainsi que des équipements annexes tels que les équipements de téléconduite et de télécommunications, les équipements de protection, les équipements de contrôle, de commande et de mesure, servant à acheminer l'électricité depuis le réseau électrique national de transport, jusqu'aux points de branchement des consommateurs raccordés en moyenne tension ou d'alimentation des postes de transformation MT/BT
RGR	Revenu Global Requis, le revenu maximum que l'opérateur sera autorisé à générer
Services système	Désignent l'ensemble de services permettant au GRT de maintenir la fréquence, la tension et les échanges transfrontaliers avec les pays voisins, ainsi que la gestion de l'intermittence des énergies de « sources renouvelables raccordées aux réseaux électriques de très haute tension, de haute tension, de moyenne tension et de basse tension », ils comprennent : (i) la réserve primaire et secondaire; (ii) la réserve tertiaire : réserve froide rapide à l'arrêt et la réserve à l'arrêt; (iii) l'équilibrage offre-demande; (iv) l'écrêtement au-delà des seuils réglementaires
SRM	Sociétés Régionales Multiservices tels que définies dans la loi n°83-21 et qui seront progressivement responsables de la distribution d'électricité, d'eau potable et de l'assainissement liquide au niveau des régions du Maroc
Timbre-poste	Signifie que la tarification est indépendante de la distance entre le site d'injection de l'électricité et le site de soutirage
Valeur historique	Désigne la valeur initiale de construction ou d'achat d'un bien, d'un équipement ou d'un service



1. Introduction

La stratégie énergétique nationale, lancée en 2009, conformément aux Hautes Orientations de **Sa Majesté le Roi Mohammed VI, Que Dieu l'Assiste**, vise essentiellement à accroître l'attractivité du secteur des énergies renouvelables (EnR) dans notre pays et favoriser le développement d'un écosystème opérant dans la production de l'électricité verte.

Pour ce faire, notre pays vient de renforcer son cadre législatif, réglementaire et institutionnel, à travers, notamment, la promulgation de la loi n°40-19 modifiant et complétant la loi n°13-09 relative à la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et de la loi n°82-21 relative à l'autoproduction de l'énergie électrique. Ces deux lois définissent les règles et conditions permettant d'assurer une ouverture progressive du marché des EnR au Maroc à travers la promotion d'initiatives privées pour la production de l'énergie, sa commercialisation et son exportation via un accès aux réseaux électriques.

L'ensemble de ces lois fixe les bases de la future organisation du système électrique national qui se caractérise par la coexistence d'un marché libre et d'un marché réglementé.

Le marché libre concerne aujourd'hui deux catégories d'acteurs :

- les exploitants privés d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables qui approvisionnent leurs clients privés à travers les réseaux de transport et de distribution, conformément aux dispositions de la loi n°13-09 telle que modifiée et complétée ;
- le régime de l'autoproduction et de l'autoconsommation, défini par la loi n°82-21.

Dans cette configuration, se pose la question des conditions techniques et économiques de l'utilisation des réseaux qui va conditionner, pour une large part, le bon fonctionnement du système de manière générale et l'émergence viable d'une filière de production privée d'électricité.

En vue d'instaurer le cadre de régulation approprié pour le secteur de l'électricité au Maroc, la loi n°48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité (ANRE) telle qu'elle a été modifiée et complétée, a clairement fixé les principes de régulation du secteur de l'électricité dont, notamment, les modalités d'accès aux réseaux de transport et à la moyenne tension de la distribution ainsi que les principes de fixation des tarifs d'utilisation desdits réseaux.

Dans un premier temps, l'ANRE a d'ores et déjà fixé le tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport (TURT et TSS), dans sa décision n°02/24 du 5 février 2024, au terme d'un processus de larges consultations auprès des différentes parties prenantes.

Dans un second temps, l'ANRE se propose maintenant de fixer les tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution (TURD). A cet effet, le présent document expose les grands principes de tarification qu'elle envisage mettre en œuvre.

A date d'aujourd'hui, la distribution d'électricité au niveau national est assurée par quatre catégories d'opérateurs :

- des régies publiques de distribution : ces régies opèrent sous la tutelle du Ministère de l'Intérieur et sont également en charge des activités de distribution de l'eau potable et de l'assainissement liquide ;
- des distributeurs privés : il s'agit d'opérateurs privés opérant dans les grandes villes du Royaume dans le cadre de la gestion déléguée ;
- des sociétés régionales multiservices (SRM) : il s'agit des opérateurs créés en vertu de la loi n°83-21 en vue d'accompagner le processus de la régionalisation avancée ;
- l'ONEE qui assure la distribution de l'électricité dans les autres zones hors celles gérées par les SRM, les régies publiques et les distributeurs privés.



Comme souligné précédemment, la loi n°83-21 relative aux Sociétés Régionales Multiservices (SRM) a été adoptée en vue d'accompagner les mutations institutionnelles que connaît le Maroc, notamment en matière d'activation du processus de la régionalisation avancée. Cette loi vise, entre autres, à rationaliser les investissements dans le secteur de la distribution et à traiter les disparités spatiales en matière de répartition des services publics d'électricité, d'eau potable et d'assainissement liquide. Ces SRM seront, à terme, les seuls opérateurs en charge de la gestion de ces services au niveau de chaque Région du Royaume. 4 SRM ont été opérationnalisés courant l'année 2024.

Dans le processus d'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution, l'ANRE souhaite travailler en étroite concertation avec l'ensemble des acteurs concernés.

Elle a procédé à une série de réunions de lancement notamment avec les acteurs institutionnels, l'opérateur historique intégré (ONEE), les représentants des distributeurs ainsi que les représentants des développeurs privés. Ces auditions ont permis d'avoir un large retour d'expérience sur les tarifs existants et de recueillir les attentes des acteurs concernés sur les grands principes qui pourraient constituer la base de la tarification envisagée.

L'ANRE a également organisé une consultation publique, du 6 au 17 janvier 2025, afin de recueillir l'opinion de tous les acteurs concernés.



2. Fondement juridique

La loi n°48-15 précitée dispose dans son article 14 que « *Par dérogation aux dispositions de la loi n°104-12 relative à la liberté des prix et de la concurrence, le tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport et les tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution sont fixés, selon les modalités fixées au présent chapitre, par l'ANRE* ».

Dans son article 15, cette loi accorde à l'ANRE les prérogatives de fixation du tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport, après avis du gestionnaire du réseau électrique national de transport (GRT).

Dans son article 16, ladite loi confère les mêmes prérogatives à l'ANRE en ce qui concerne la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension (MT) de la distribution après avis du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité (GRD) concerné.

Conformément aux articles 15 et 16 de la loi n°48-15, les éléments à prendre en compte dans la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution sont les suivants :

- les coûts liés à la conduite, l'exploitation, la maintenance, le développement et le renouvellement [**des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution**]. Ces coûts incluent les charges de capital y compris une juste rémunération des capitaux investis et les charges d'exploitation y compris les charges liées à la gestion des flux sur le réseau ;
- une contribution proportionnelle aux sommes perçues par **les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité** au titre des tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution ;
- les coûts échoués, le cas échéant ;
- en outre, les coûts liés aux services système tels que « définis dans la loi n°13-09 précitée pour l'électricité » produite à partir de sources d'énergies renouvelables ».



3. Vue d'ensemble

3.1 Approche adoptée

Au regard du contexte global du projet de tarification, l'approche adoptée par l'ANRE se devait d'être à la fois rigoureuse, en présentant une démarche globale, transparente et cohérente mais aussi pragmatique et incitative à la gestion efficiente des réseaux de transport et de distribution d'électricité et permettant de se placer d'emblée dans le cadre de la loi et les règles qu'elle impose.

Les principales étapes de cette approche sont les suivantes :

1. Benchmarking des méthodologies utilisées dans d'autres pays en veillant à prendre en considération les spécificités et la stratégie globale du Maroc en matière d'électricité ;
2. Recueil des attentes des parties prenantes intervenant dans le secteur électrique national en amont de la rédaction du projet de la méthodologie tarifaire ;
3. Consultation publique sur le site web de l'ANRE pour permettre à la fois aux intervenants et au grand public de réagir par écrit sur le document ;
4. Evaluation des remarques soulevées en vue de leur prise en compte dans la version finale du document ;
5. Concertations avec les parties prenantes concernées du secteur électrique national ;
6. Approbation et publication de la méthodologie tarifaire sous sa forme finale.

Il convient néanmoins de souligner que les délais extrêmement courts sous lesquels le tarif doit être mis en œuvre, d'une part, et la difficulté à établir ce tarif sur la base de données complètes et fiables, du fait de la création progressive des SRM, d'autre part, ont conduit l'ANRE à prendre des mesures simplificatrices pour cette première période de régulation.

Ces mesures, qui seront détaillées dans le corps du document, concernent principalement :

- l'adoption du principe d'un tarif unique (cf. § 4.3) ;
- la dissociation entre injection et soutirage (cf. § 6.1) ;
- la tarification à l'énergie et/ou à la puissance (cf. § 6.5) ;
- la modulation horosaisonnaire (cf. § 6.6).

L'ANRE est pleinement consciente que la méthodologie tarifaire devra nécessairement évoluer sur ces points pour être conforme aux standards internationaux. Des travaux dans ce sens seront lancés ultérieurement à l'occasion de la refonte tarifaire globale (TURT et TURD) qui sera mise en œuvre pour préparer la prochaine période de régulation tarifaire (horizon 2027).

3.2 Principes généraux de construction tarifaire

3.2.1 Les enjeux de la tarification

L'objectif général de la régulation tarifaire est double :

1. s'assurer que l'opérateur en situation de monopole fournisse un service efficace et de haute qualité, tout en lui permettant de récupérer ses coûts raisonnables de service à travers les tarifs ;
2. protéger les consommateurs contre des tarifs excessifs par rapport au service rendu, tout en veillant à ce qu'ils paient une juste part des coûts qu'ils génèrent.



Le niveau du tarif doit assurer aux différents opérateurs des ressources suffisantes pour effectuer leurs missions de façon efficace. En particulier, il doit permettre le financement des investissements qui ont été planifiés et couvrir les charges d'exploitation et de maintenance nécessaires pour offrir le niveau de qualité attendu.

La structure du tarif doit envoyer un « signal prix » au consommateur final :

- qui reflète aussi fidèlement que possible le coût subi par l'opérateur à un moment précis pour satisfaire la demande ;
- qui incite le consommateur à réduire sa consommation lorsque le coût subi par la collectivité est le plus élevé pour la satisfaire.

3.2.2 Les étapes qui mènent à la décision tarifaire

1. **Définir les principes qui encadrent la régulation tarifaire** : il s'agit de faire des choix généraux et de stratégie qui vont influencer les travaux de construction tarifaire. Parmi les choix à faire :
 - a. le régime de régulation : choisir entre Cost-Plus (rémunération de l'opérateur régulé en coûts plus marge) ou Price/Revenue Cap (fixer le prix (resp. Revenu) maximal que l'opérateur peut pratiquer (resp. Générer) ;
 - b. la période de régulation : la durée pendant laquelle le tarif est valide ;
 - c. l'incitation : décider d'intégrer des mécanismes d'incitation à l'efficacité ;
 - d. la péréquation : décider si le tarif devra être uniforme sur l'ensemble du territoire national ou différent par zone géographique.
2. **Définir un coût raisonnable du service à recouvrer et un revenu maximal autorisé (Revenu Global Requis) cohérent avec ce coût du service** : il s'agit de déterminer le revenu que l'opérateur sera autorisé à percevoir afin de couvrir les coûts d'investissement et d'opération et de dégager une marge raisonnable.
3. **Construire la structure tarifaire** : il s'agit d'identifier des inducteurs de coûts et de répartir les coûts selon ces inducteurs en fonction du comportement des consommateurs et des caractéristiques techniques du réseau.



4. Définition des principes de régulation tarifaire

4.1 Régime de régulation tarifaire

La méthodologie mise en œuvre pour calculer les tarifs d'utilisation des réseaux MT de la distribution doit être cohérente avec celle qui a été arrêtée pour calculer le tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport.

En conséquence, et pour une première période de tarification, il est d'usage d'utiliser la méthode « cost-plus » qui a vocation à permettre aux gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité (GRDs) de couvrir tous les coûts, autorisés par l'ANRE, engendrés par l'activité de distribution d'électricité en moyenne tension. Les coûts intègrent, entre autres, les projections d'investissements communiqués par les GRDs ainsi que les charges nettes d'exploitation. Un compte de régularisation des charges et produits permet d'ajuster les écarts constatés entre le prévisionnel utilisé pour le calcul et la réalité constatée.

Bien que ce principe de couverture des coûts du gestionnaire du réseau ne soit pas aisé à concilier avec une efficacité économique parfaite, l'ANRE mettra en place des mécanismes d'accompagnement permettant de pallier les inconvénients de ce principe : concertation avec toutes les parties prenantes, contrôles et ajustements des données reçues des GRDs pour les besoins de l'exercice tarifaire, contrôle ex post de ces données, etc. En l'absence d'éléments suffisamment précis pour apprécier le caractère juste et raisonnable des coûts, l'ANRE pourra appliquer une **approche normative** en vue de pallier l'absence des données indispensables pour le calcul tarifaire.

4.2 Période de régulation

La période de régulation désigne la durée sur laquelle le tarif est défini. Elle correspond à l'horizon temporel sur lequel ont été établies les prévisions de demande, d'investissements et de charges.

À la fin de chaque année¹, le tarif ne peut être revu que du fait de mécanismes d'indexation clairement identifiés a priori lors de son élaboration et reposant sur des critères opposables et non discutables (typiquement, une indexation sur l'inflation afin de refléter l'évolution des conditions économiques). Eventuellement, cette indexation peut être plafonnée ou lissée pour assurer une certaine stabilité des tarifs.

À la fin de la période de régulation, la définition d'un nouveau tarif donne lieu à une réflexion plus profonde, comportant notamment les aspects suivants :

- la vérification a posteriori des hypothèses qui avaient prévalu à l'élaboration du tarif sur la période qui se termine et, le cas échéant, le calcul du montant de l'ajustement (positif ou négatif) à reporter sur la période suivante ;
- l'actualisation des prévisions de demande, d'investissements, de charges permettant de construire un plan d'affaires sur la nouvelle période de régulation ;
- éventuellement, la remise en cause de certains principes tarifaires, s'il s'avère qu'ils ont produit des effets contraires aux objectifs attendus, ou l'ajout de nouveaux mécanismes de régulation incitative, par exemple.



¹ A l'intérieur d'une même période de régulation

En général, la durée de la période de régulation résulte d'un compromis entre deux éléments :

- elle ne doit pas être trop longue pour que les prévisions soient suffisamment fiables, notamment au niveau du plan d'investissement ;
- elle ne doit pas être trop courte à la fois pour donner aux acteurs économiques une visibilité suffisante et compte tenu de la charge de travail que nécessite l'élaboration d'un nouveau tarif.

Dans sa décision n°02/24 du 5 février 2024, l'ANRE a fixé le tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport pour une première période de régulation courant du 1^{er} mars 2024 au 28 février 2027, sauf décision de prorogation éventuelle, prise par le Conseil de l'ANRE.

Afin d'assurer la cohérence entre les deux tarifs, notamment dans la mise en œuvre d'éventuelles adaptations décidées à l'aune d'un premier retour d'expérience, l'ANRE souhaite fixer les tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution sur une période échéant simultanément avec le tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport.

La durée de la première période de régulation est donc fixée à 24 mois (du 1^{er} mars 2025 au 28 février 2027) durant laquelle le tarif ne subira aucune révision. Lors de la période suivante, l'ANRE procédera à une révision de la méthodologie et/ou de la structure tarifaire en utilisant, le cas échéant, la revue des comptes dissociés des SRM et en s'appuyant sur l'expérience acquise, les besoins du marché, les intérêts des consommateurs, des investisseurs, du GRT et des GRDs. Une consultation préalable sera alors lancée par l'ANRE dans ce sens.

4.3 Principe d'un tarif unique

L'article 16 de la loi n°48-15 précise que « *les tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution sont fixés par l'ANRE, après avis du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité concerné* ». La loi laisse donc la possibilité de fixer des tarifs différents par GRD mais n'interdit pas que ces tarifs soient identiques.

Il convient néanmoins de tenir compte de la création progressive des Sociétés Régionales Multiservices (SRM), tant sur l'esprit de la loi qui les a instituées que sur les contraintes pratiques que pose cette création.

Sur le fond, comme rappelé plus haut, la loi n°83-21 relative aux SRM vise, entre autres, à traiter les disparités spatiales en matière de répartition des services publics d'électricité, d'eau potable et d'assainissement liquide. Ceci renvoie à des principes d'équité et d'aménagement du territoire qui poussent, l'un et l'autre, à définir des tarifs uniques sur l'ensemble du territoire.

Sur le plan pratique, l'élaboration d'un tarif suppose de considérer à la fois les réalisations passées (afin d'asseoir la rémunération des opérateurs sur des éléments comptables étayés) et les projections futures (afin de prendre en compte l'impact des investissements et de l'évolution de la demande sur la période de régulation). Compte tenu des changements structurels en cours, il est donc impossible de disposer d'un périmètre à la maille duquel seraient disponibles simultanément réalisations et prévisions.

En conséquence, et pour des raisons pratiques l'ANRE a fait le choix de définir un tarif unique sur l'ensemble du territoire national, qui s'appliquera à l'ensemble des acteurs de la distribution en moyenne tension.

Toutefois, comme évoqué plus haut, la nécessité de définir aussitôt un tarif pour une première période de régulation conduit l'ANRE à prendre des mesures pragmatiques et simplificatrices pour la détermination du niveau du tarif unique.

Pour la détermination du niveau du tarif, l'ANRE a formulé une demande auprès des opérateurs concernés pour les données qui sont nécessaires pour déterminer ce niveau du tarif. Cependant, compte tenu de la situation transitoire dans laquelle se trouvent ces opérateurs, notamment du fait de la mise en place progressive des SRM, il s'avère impossible de disposer en temps utile de données exhaustives couvrant **à la fois** les réalisations sur les dernières années et les projections sur les deux prochaines années.



En conséquence, l'ANRE se propose de fonder ses calculs sur les seules données qui seront disponibles et communiquées par les opérateurs concernés. Elle se réserve toutefois la possibilité d'y apporter des corrections indispensables afin de tenir compte d'un éventuel déséquilibre dans la représentativité de ces données, notamment entre zones urbaines et zones rurales.



5. Estimation du Revenu Global Requis (RGR)

5.1 Vue globale du schéma de construction du RGR

La figure ci-dessous résume le cadre conceptuel de la méthodologie qui permet de calculer le RGR :

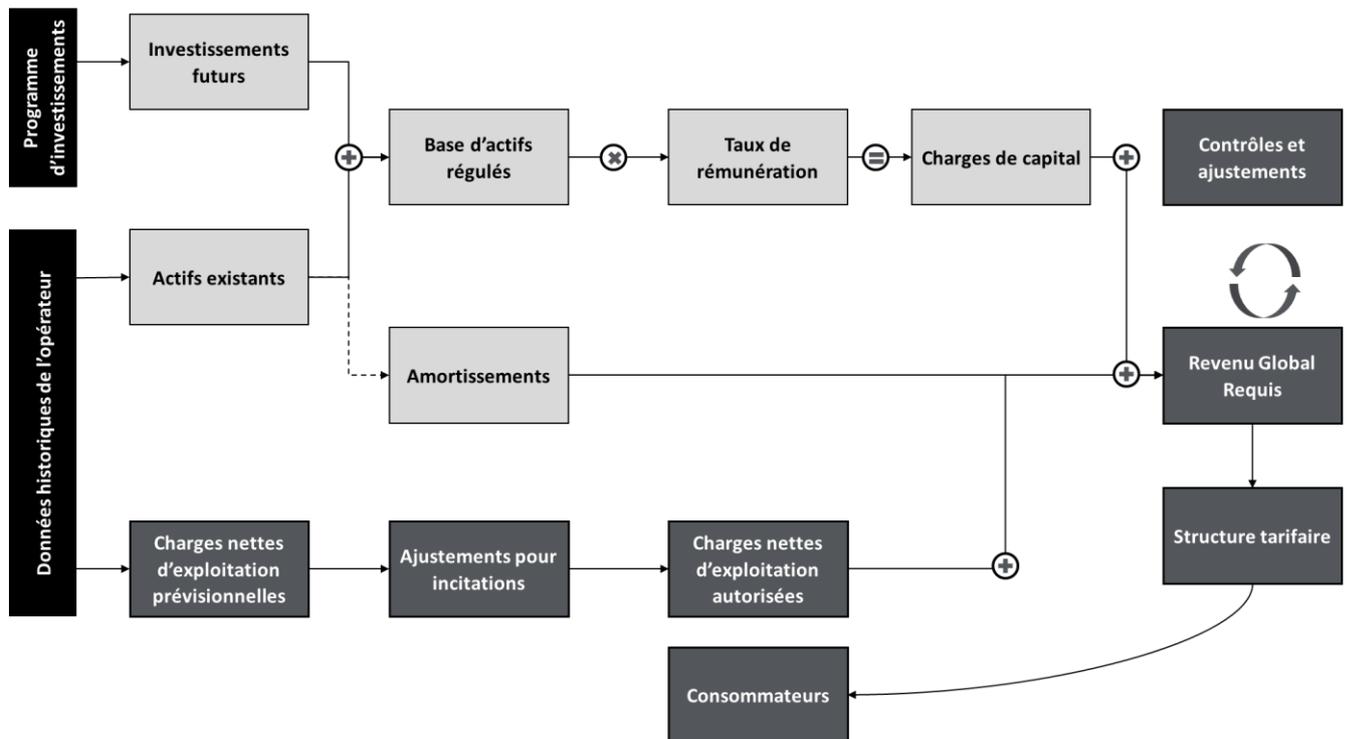


Figure 1 Schématisation de la construction tarifaire

5.2 Coûts à recouvrer

Les tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution seront calculés à partir de l'ensemble des coûts mentionnés dans les articles 15 et 16 de la loi n°48-15, tels qu'ils résultent de la comptabilité générale dissociée de l'activité de distribution d'électricité en moyenne tension des opérateurs concernés, qui devra être communiquée à l'ANRE par ces opérateurs (à terme, les SRM).

Cependant, pour la première période de régulation, et pour les raisons invoquées ci-dessus, les données pertinentes seront extraites de la comptabilité analytique des opérateurs existants.

Il s'agit, notamment, des coûts suivants :

- charges d'exploitation : les données retenues par l'ANRE seront celles transmises par les opérateurs concernés après des échanges avec eux. Le montant final de ces charges s'entend net des recettes accessoires encaissées à divers titres par les opérateurs ;
- charges de capital : les charges de capital se composent d'une part, d'une dotation aux amortissements calculée selon le mode linéaire sur la durée de vie économique des ouvrages, et d'autre part, d'une rémunération financière calculée sur la valeur nette comptable des actifs. Les durées de vie seront celles appliquées par les opérateurs dans leur comptabilité générale aux divers actifs telles qu'elles sont précisées en annexe des états de synthèse annuels, sauf décision contraire motivée de l'ANRE.

Dans le cas où un opérateur ne dispose pas d'une comptabilité analytique suffisamment fiable, l'ANRE se réserve le droit de répartir les charges liées aux différentes activités de l'opérateur (ou d'en modifier la répartition proposée par ledit opérateur) selon sa propre méthodologie, en faisant appel à des coûts normatifs issus d'un benchmark pertinent.

5.3 Calcul du Revenu global Requis

Dans le cadre de la méthode adoptée, dite « cost-plus », l'ANRE détermine le revenu annuel requis pour un GRD durant la période de régulation. Ce revenu sera ensuite utilisé pour fixer le tarif de la période.

$$RGR = CNE + CVA + CPA - RNF$$

Avec :

- **CNE** : charges nettes d'exploitation.
- **CPA** : charges du capital autorisées. Il s'agit de la rémunération des investissements réalisés par l'opérateur régulé.
- **CVA** : contribution versée à l'ANRE. Il s'agit d'une contribution proportionnelle aux sommes perçues par les GRDs conformément à l'article 39 de la loi n°48-15.
- **RNF** : revenus non tarifaires. Il s'agit, entre autres, des services rendus aux tiers par l'activité de distribution de moyenne tension, tels que les éventuelles prestations directement facturées aux usagers, exclusives (raccordements, changements de compteurs, interventions techniques...) ou non exclusives (maintenance d'installations privées...).

5.3.1 Charges nettes d'exploitation (CNE)

Les charges nettes d'exploitation sont principalement composées des achats externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes.

Le niveau des charges d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité de l'opérateur dans la mesure où, ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Les charges correspondant aux activités générant des revenus non tarifaires (RNF), tels que définis ci-dessus, sont exclues du périmètre des charges retenues, puisque lesdits revenus s'ajoutent au Revenu Global Requis.

5.3.2 Charges du capital autorisées (CPA)

Les charges du capital se composent d'une part, d'une dotation aux amortissements calculée selon le mode linéaire sur la durée de vie économique des ouvrages, et d'autre part, d'une rémunération financière ayant comme base la valeur historique des ouvrages diminuée des amortissements.

Pour le calcul de cette dernière composante, un taux de rémunération des investissements est appliqué sur la Base d'Actifs Régulés (BAR). Celle-ci correspond à la Valeur Nette Comptable (VNC, c'est-à-dire la valeur brute diminuée des amortissements et des dépréciations cumulatifs) des immobilisations employées à la distribution d'électricité.

$$CPA = \text{Amortissements} + BAR \times \text{Taux de rémunération}$$

Les catégories d'actifs qui seront incluses dans la BAR sont à la discrétion de l'ANRE qui peut par exemple, considérer que les actifs non-productifs (véhicules de fonction, etc...) ou liés à des activités non couvertes par le tarif (prestations non-exclusives, soumises à la concurrence), ne sont pas à prendre en compte dans la BAR.

Le taux de rémunération est approximé par le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) dont les paramètres sont définis selon les modalités précisées en annexe 8.2.



5.4 Couverture des pertes

L'évaluation de l'énergie acheminée, prise en considération dans le calcul du tarif, se fera selon la formule suivante :

$$E_{\text{Livrée}} = E_{\text{Injectée}} - E_{\text{Pertes}}$$

$E_{\text{Livrée}}$: désigne la quantité d'énergie soutirée par les usagers du réseau de distribution en moyenne tension (clients raccordés en moyenne tension et postes de transformation MT/BT) ;

$E_{\text{Injectée}}$: désigne la quantité d'énergie injectée dans le réseau de distribution en moyenne tension (au niveau des postes sources HT/MT à l'interface du réseau électrique national de transport et par les installations de production raccordées en moyenne tension) ;

E_{Pertes} : correspond aux pertes d'énergie provenant essentiellement de l'échauffement des conducteurs MT (pertes par effet Joule) et des champs magnétiques dans les transformateurs HT/MT (pertes fer); leur volume dépend de la valeur du courant, de la longueur des lignes et des caractéristiques du réseau, ainsi que des modes d'exploitation.

Pour la couverture des pertes, deux solutions peuvent être envisagées :

- soit les pertes restent à la charge des producteurs : chaque producteur doit donc produire la quantité d'énergie facturée à ses clients, augmentée des pertes (et fixer ses prix en conséquence) ;
- soit les pertes sont à la charge des opérateurs de réseaux : chaque producteur ne fait qu'injecter sur le réseau la quantité d'énergie effectivement facturée à ses clients, charge aux opérateurs (transport et distribution) d'acheter la quantité d'énergie nécessaire à la compensation des pertes.

Par souci de cohérence avec les dispositions prises dans l'élaboration du tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport (TURTE), le choix a été fait de laisser les pertes, compensées en nature, à la charge des producteurs et des autoproducteurs pour la quote-part de l'énergie transitée par le réseau, à hauteur d'un plafond à fixer par l'ANRE et exprimé en pourcentage du volume de l'énergie livrée.

Il apparaît toutefois nécessaire que les GRDs soient incités à maîtriser le volume des pertes car ce sont eux qui sont en mesure de mettre en œuvre les moyens nécessaires à la réduction de leur volume (renforcement des lignes, modification des schémas d'exploitation, entretien des postes, ...).

5.5 Compte de régularisation

Afin de prendre en considération d'éventuels écarts entre les données utilisées pour la période de régulation en cours et les données réellement constatées pour la même période, il est prévu de créer un compte de régularisation permettant d'enregistrer les écarts significatifs. Ce compte permettra aussi l'enregistrement des revenus ou des dépenses imprévues intervenant durant la période de régulation en cours.

Le solde de ce compte à la fin de la période de régulation en cours sera pris en compte dans le calcul du tarif de la période suivante.

Pour le bon fonctionnement de ce mécanisme, l'ANRE se réserve le droit de lisser l'apurement du compte sur plusieurs périodes en cas de solde important, tout en s'assurant du caractère réellement efficace des données du GRD concerné.

5.6 Services système

Dans sa décision n°02/24 du 5 février 2024, l'ANRE a fixé la rémunération des services système (TSS) qui est acquittée par l'ensemble des producteurs du marché libre raccordés au réseau électrique national de transport.

L'ANRE considère que cette rémunération doit également s'appliquer aux producteurs du marché libre raccordés aux réseaux électriques de moyenne tension de la distribution, puisqu'eux et leurs clients bénéficient des mêmes services fournis par le GRT : réserves d'équilibrage primaire et secondaire (pour le contrôle de la fréquence), tertiaire (pour l'ajustement de l'offre) et fourniture d'énergie réactive (pour le contrôle de tension).

En conséquence, la rémunération des services système s'applique aux installations de production d'électricité de sources d'énergies renouvelables raccordées aux réseaux électriques de moyenne tension de la distribution, y compris celles destinées à l'autoproduction nécessitant un transit par le réseau. Elle sera payée selon les modalités à arrêter d'un commun accord entre les différentes parties prenantes concernées.

5.7 Traitement des frais de raccordement

Conformément à la réglementation en vigueur, tous les frais de renforcement du réseau électrique de moyenne tension de la distribution seront inclus dans les coûts de raccordement pris en charge par l'exploitant.

En conséquence, les coûts liés au raccordement des installations au réseau MT ne sont pas couverts par le tarif. Ils sont intégralement facturés à l'exploitant, à savoir :

- les coûts directs, y compris les équipements annexes nécessaires au raccordement, les limites de responsabilité définissant le raccordement se référant aux dispositions du code de réseau en la matière ;
- les éventuels coûts indirects, y compris les coûts de renforcement des réseaux MT de la distribution.

A titre transitoire et durant cette période de régulation tarifaire, les dispositions des textes juridiques en vigueur concernant la prise en charge des coûts de renforcement sont appliquées, sachant qu'elles posent un problème de cohérence avec le principe de la tarification de l'utilisation du réseau électrique national de transport. Cette question sera largement débattue avec les parties prenantes concernées en préparation de la prochaine période de régulation tarifaire (horizon 2027).



6. Construction de la structure tarifaire

6.1 Acteurs redevables du tarif

Les tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution s'appliquent à l'ensemble des utilisateurs raccordés à ces réseaux.

Les consommateurs du marché réglementé sont soumis à un tarif de vente intégré qui rémunère l'ensemble des activités de la chaîne de valeur électrique. Le tarif d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution est donc inclus dans ce tarif de vente final.

A contrario, les consommateurs du marché libre s'acquittent directement du seul prix de l'énergie auprès des producteurs. Les autoconsommateurs, quant à eux, n'achètent que l'éventuelle énergie complémentaire sur le marché réglementé. Dans les deux cas, ils restent redevables du tarif d'utilisation des réseaux de distribution, pour tout ou partie de leur consommation en cas d'utilisation desdits réseaux.

A la lecture de la loi n°13-09 et de la loi n°82-21, l'ensemble des usagers du **marché libre** (consommateurs et producteurs) sont redevables du tarif d'utilisation des réseaux électriques de distribution de moyenne tension. Celui-ci pourrait donc s'appliquer indifféremment aux injections et/ou aux soutirages.

Sur le marché libre, et dans un souci de simplification, c'est le consommateur qui le paiera. Idem pour l'autoconsommateur pour la part d'énergie transitant par le réseau.

En effet, dans le cas où le producteur supporterait tout ou partie du tarif, le péage distribution deviendrait une charge qui devrait être couverte par le prix de vente de l'énergie, au même titre que les autres composantes de son prix de revient. Dans tous les cas, c'est donc le consommateur qui supporte le tarif, soit en tant que tel, soit intégré dans le prix de l'énergie. Ceci présente en outre l'avantage de la cohérence avec le tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport.

6.2 Services couverts par le tarif

La loi ne définit pas précisément les services couverts par la notion d'utilisation du réseau. Néanmoins, conformément aux pratiques internationales, l'ANRE considère que le tarif d'utilisation des réseaux électriques de distribution en moyenne tension doit couvrir les coûts du distributeur en matière de développement, de maintenance et d'exploitation des infrastructures, tel que prévu par la loi.

Une analyse plus fine des services couverts par le tarif d'utilisation des réseaux de distribution en moyenne tension suppose d'envisager les différents cas d'usage selon les localisations respectives du producteur (ou l'autoproduiteur) et du consommateur (ou l'autoconsommateur). Cette analyse fait l'objet de l'annexe 8.1.

6.3 Principe du « timbre-poste »

L'ANRE a retenu le principe du « **timbre-poste** », qui signifie que la tarification est indépendante de la distance entre le point d'injection et le point de soutirage.

Il s'agit d'un principe très généralement adopté dans la tarification des réseaux électriques, tout particulièrement dans le cas des réseaux de distribution, pour des raisons à la fois théoriques et pratiques. Sur un plan théorique, les flux physiques générés par un flux commercial entre un producteur et un consommateur sont indépendants de la distance qui les sépare puisqu'ils ne vont pas nécessairement de l'un vers l'autre. Sur un plan pratique, il s'agit à l'évidence de la solution la plus simple à mettre en œuvre.

Par ailleurs, ce principe a déjà été retenu par l'ANRE dans la méthodologie d'élaboration du tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport.



6.4 Tarification point par point

Durant cette première période de régulation, et afin de simplifier la mise en œuvre de la tarification pour tous les acteurs, il a été retenu d'adopter une tarification « **point par point** », c'est-à-dire s'appliquant par point de connexion au réseau². Le regroupement tarifaire de différents points de connexion, par conséquent, n'est pas envisagé durant la première période de régulation.

6.5 Tarif binôme

L'orthodoxie économique veut, d'une part, que les revenus d'un monopole régulé, tel qu'un gestionnaire de réseau, soient fixés pour couvrir ses coûts et, d'autre part, que chaque utilisateur couvre les coûts qu'il génère.

Ceci induit donc deux problématiques bien distinctes, voire indépendantes : le niveau du tarif, c'est-à-dire le Revenu Global Requis (RGR) de l'opérateur et la structure du tarif, c'est-à-dire sa répartition entre les différents acteurs.

La détermination du Revenu Global Requis est largement encadrée par la loi et a fait l'objet de différents développements dans le chapitre précédent (cf. notamment le schéma récapitulatif au § 5.1).

La structure du tarif doit envoyer un « signal prix » au consommateur final qui (i) reflète aussi fidèlement que possible le coût subi par l'opérateur à tout moment pour satisfaire la demande et (ii) qui incite le consommateur à réduire sa consommation lorsque le coût est le plus élevé pour la satisfaire, de façon à réduire le coût global supporté par la collectivité.

Les réseaux électriques de distribution, comme le réseau électrique national de transport, sont dimensionnés pour permettre l'acheminement d'une certaine quantité d'énergie. On dit qu'ils sont dimensionnés par la pointe de consommation. Une fois que le réseau est construit, le coût des infrastructures (développement, maintenance et exploitation) est indépendant de l'énergie qui y est effectivement acheminée. Seul le coût de couverture des pertes dépend de l'énergie, en première approximation, de façon proportionnelle.

En matière de réseaux électriques, la réduction du coût supporté par la collectivité passe donc, avant tout, par la diminution de la pointe de consommation. En conséquence, la structure du tarif doit inciter le consommateur à moins consommer pendant les heures où le réseau est le plus chargé.

L'introduction d'un terme fixe (proportionnel à la puissance souscrite) répond à cet objectif puisque le coût supporté par un consommateur sera d'autant plus faible, pour une même quantité d'énergie consommée, que sa consommation sera étalée sur un plus grand nombre d'heures : la part proportionnelle à l'énergie restera la même mais la part liée à la puissance souscrite sera d'autant plus faible que sa pointe de consommation sera réduite.

L'utilité d'une telle tarification binôme, c'est-à-dire comportant un terme proportionnel à l'énergie (terme variable) et un terme proportionnel à la puissance souscrite (terme fixe), est particulièrement évidente dans le cas de l'autoconsommation. En effet, dans le cadre d'une tarification uniquement fondée sur l'énergie, un autoconsommateur qui se satisferait de sa propre production ne paierait rien au titre de l'utilisation du réseau, alors même que le réseau lui apporte des services : a minima, le réglage de sa fréquence et l'assurance d'être alimenté en cas de défaillance ou d'insuffisance de son autoproduction.

Lors de l'élaboration de la méthodologie de tarification de l'utilisation du réseau électrique national de transport, l'ANRE avait fait le choix, pour cette première période de régulation, d'un tarif strictement proportionnel à l'énergie soutirée. Toutefois, elle avait souligné que, pour les périodes de régulation ultérieures, et en fonction du développement du réseau et de son utilisation, elle examinera la faisabilité d'un système de tarification comportant une part fixe, fonction de la puissance souscrite.



² C'est-à-dire que les coûts sont calculés en fonction de la localisation précise du point de connexion d'un utilisateur

Compte tenu des contraintes mentionnées en préambule du présent document, l'ANRE est contrainte de faire le même choix de simplification pour cette première période de régulation. En effet, la méthodologie qui permettrait une quantification de la part fixe nécessite des données qui ne sont pas aujourd'hui disponibles.

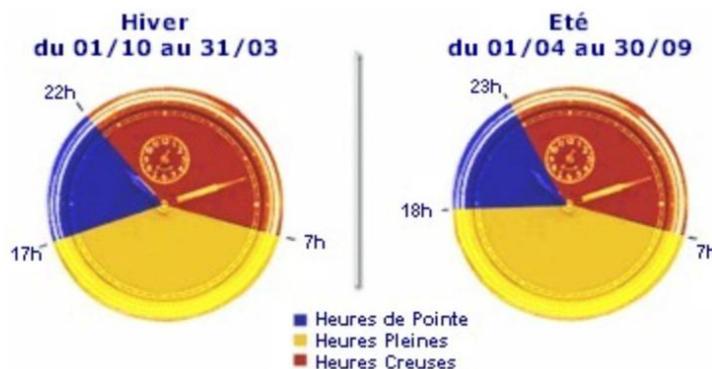
En conséquence, pour cette première période de régulation réduite à deux ans, le tarif d'utilisation des réseaux électriques de distribution en moyenne tension ne comportera qu'un **terme proportionnel à l'énergie consommée**. Ce principe sera réexaminé à l'occasion de la refonte conjointe du TURD et du TURT pour la prochaine période de régulation qui débutera en 2027.

6.6 Modulation horosaisonnaire

Conformément aux principes énoncés dans le paragraphe précédent, il apparaît juste que les usagers qui consomment pendant les heures où le réseau est le plus chargé contribuent davantage que ceux qui consomment pendant les heures creuses.

Le tarif de vente aux clients MT du marché réglementé comporte une différenciation horosaisonnaire. Ceci implique, d'une part, que les clients sont déjà habitués à une telle différenciation temporelle et que, d'autre part, ils sont équipés des dispositifs de comptage adaptés.

(Source : Site web de l'ONEE)



Afin de ne pas introduire de confusion dans l'esprit des clients, l'ANRE souhaite caler la définition des plages horaires sur celles déjà en vigueur dans le cadre du tarif de vente final aux clients du marché réglementé.

Toutefois, cette différenciation horosaisonnaire n'a d'intérêt que si les calculs qui seront effectués à partir des courbes de charges fournies par les opérateurs conduisent à des tarifs significativement différents. Pour les mêmes raisons que celles précédemment évoquées, l'ANRE n'est pas en mesure d'effectuer de tels calculs, faute de disponibilité des données.

En conséquence, pour cette première période de régulation réduite à deux ans, le tarif d'utilisation des réseaux électriques de distribution en moyenne tension **ne comportera pas de modulation horosaisonnaire**. Ce principe sera réexaminé à l'occasion de la refonte conjointe du TURD et du TURT pour la prochaine période de régulation qui débutera en 2027.

6.7 Absence de tarification spécifique

Le principe de non-discrimination entre les différents utilisateurs implique que la même structure tarifaire doit être appliquée à tous les utilisateurs du réseau. En cas de spécificité avérée, l'ANRE en tiendra compte, après une étude détaillée, lors des prochaines périodes de régulation.



7. Mise en œuvre de la méthodologie

7.1 Elaboration du modèle détaillé de tarification

Une fois la méthodologie tarifaire approuvée par le Conseil de l'ANRE, après consultation des parties prenantes, un modèle final de tarification des réseaux électriques de distribution de moyenne tension est élaboré. Il s'agit de la mise en place d'un logiciel adapté et de l'implémentation du modèle de tarification dans le logiciel.

Cela nécessite aussi la mise en place de la base de données, l'écriture de scripts pour le transfert des données au modèle financier et l'articulation avec le système de facturation des GRDs afin d'en assurer le suivi et d'en déduire la contribution proportionnelle due à l'ANRE en vertu de l'article 39 de la loi n° 48-15. Dans un premier temps, et tenant compte de la période de démarrage et en attendant l'acquisition d'un logiciel spécifique, EXCEL est utilisé à la fois en tant que logiciel et base de données.

7.2 Test et approbation du modèle de tarification

Le modèle de tarification a fait l'objet d'une phase de test en utilisant les données réelles transmises par les GRDs ainsi que celles estimées ou proposées par les consultants en se basant sur des ratios issus d'un benchmark international.

Une fois la phase de test terminée avec succès, les services de l'ANRE ont utilisé le modèle pour calculer les tarifs d'utilisation du réseau sous la forme d'un tableau fixant **les montants en dirhams** des différents termes de la grille tarifaire.

Ces montants ainsi que les dispositions d'entrée en vigueur sont approuvés par le Conseil de l'ANRE, après avis des GRDs concernés et ce, conformément aux dispositions de la loi n°48-15.

7.3 Révision de la méthodologie de tarification

Avant la fin de la première période de régulation, fixée à 24 mois, l'ANRE procédera à une évaluation et à une revue de la méthodologie pour s'assurer de sa pertinence à l'environnement national et international et à d'éventuelles modifications du cadre réglementaire, technique ou économique.

En fonction de cette revue, l'ANRE pourra décider soit de prolonger la durée de validité de la méthodologie pour une nouvelle période de régulation, soit proposer une nouvelle méthode plus appropriée. La décision finale sera prise par l'ANRE après un processus de concertation avec les différents acteurs concernés.



8. Annexes

8.1 Services couverts par le tarif selon différents cas d'usage

Si on considère que le tarif d'utilisation des réseaux électriques de distribution de moyenne tension (TURD) est supporté par tous les utilisateurs du réseau, soit **directement pour le marché libre**, soit **indirectement pour le marché réglementé**, alors on peut retenir l'option que le TURD est intégralement supporté par le consommateur ou l'autoconsommateur pour la part d'énergie transitant par le réseau.

Dans ce cas, le consommateur paie toujours au GRD auquel il est raccordé. En effet, le GRD auquel le producteur est raccordé sera rémunéré par les consommateurs, raccordés à ce même réseau, qui consomment l'énergie injectée par le producteur.

Le tableau ci-dessous précise les modalités de soumission au paiement du TURD ainsi qu'aux autres tarifs et ce, pour les différents cas d'usage identifiés selon les localisations respectives du producteur (ou l'autoproduiteur) et du consommateur (ou l'autoconsommateur).

Par convention, le terme « autoconsommateur » désigne la personne participant à une opération d'autoproduction (autrement dit l'autoproduiteur, tel que mentionné par la loi n°82-21) en tant qu'elle dispose d'un raccordement au réseau pour une installation de consommation d'électricité. De même, l'autoproduiteur désigne la même personne, mais en tant qu'elle dispose d'un raccordement au réseau pour une installation de production d'électricité avec le même niveau de tension.

Le cas de l'autoproduiteur (et donc de l'autoconsommateur) non raccordé au réseau n'a pas été étudié, puisque, bien évidemment, il ne supporte aucun tarif d'utilisation du réseau.

Cas d'usage concerné	Soumis au TURD sur la base de l'énergie livrée (Oui/Non)	Soumis au TURT sur la base de l'énergie livrée (Oui/Non)	Soumis au TSS sur la base de l'énergie injectée (Oui/Non)	Traitement des Pertes
Producteur et consommateur raccordés au même réseau de distribution	Oui	Non	Oui	$T_{\text{pertes réseau MT}}$
Producteur raccordé au réseau de transport et consommateur raccordé à un réseau de distribution	Oui	Oui	Oui	$T_{\text{pertes réseau THT/HT}}$ + $T_{\text{pertes réseau MT}}$
Autoproduiteur et autoconsommateur situés sur le même site	Non	Non	Non, la part autoconsommée sur site n'est pas soumise au TSS ni à la comptabilisation des pertes	
Autoproduiteur et autoconsommateur situés sur des sites différents raccordés au même réseau de distribution	Oui	Non	Oui	$T_{\text{pertes réseau MT}}$

Pour les cas d'usage impliquant des localisations entre le producteur (ou l'autoproduiteur) et le consommateur (ou l'autoconsommateur) dans des réseaux de distribution différents, l'ANRE examinera ultérieurement les modalités de leur mise en œuvre.



8.2 Calcul du taux de rémunération des investissements pour estimer les charges du capital autorisées

Le taux de rémunération des investissements est approximé par le CMPC (Coût Moyen Pondéré du Capital). Le CMPC d'une entreprise est le taux de rentabilité exigé par les investisseurs pour financer les projets de l'entreprise.

Une entreprise dispose de deux possibilités pour se financer : l'emprunt (i.e. la dette) ou les fonds propres. Le CMPC se calcule à partir du coût lié à la rémunération des fonds propres immobilisés et celle des créiteurs. On parle de coût moyen pondéré, car on calcule le CMPC en pondérant ces deux coûts unitaires par la proportion effective de dettes et de fonds propres composant le passif de l'entreprise (on parle alors de ratio d'endettement, i.e. du poids de la dette dans le passif de l'entreprise).

$$\text{CMPC} = \text{Coût des fonds propres} \times (1 - \text{Ratio d'endettement}) + \text{Coût de la dette} \times \text{Ratio d'endettement} \times (1 - \text{taux d'imposition})$$

8.2.1 Coût des fonds propres

Le CAPM, fondement théorique du calcul du coût des fonds propres

Le *Capital Asset Pricing Model* (CAPM, MEDAF en français) est une méthode de valorisation du rendement cible d'un actif basé sur des principes de marchés concurrentiels, et supposant qu'à chaque instant un investisseur a le choix entre (i) investir dans un actif financier dit « sans risque » (tels que les bons du trésor, obligations d'Etat...), (ii) investir sur la « moyenne » du marché financier, (iii) investir dans une société particulière, dans un secteur d'activité donné.

La méthode du CAPM permet de fixer un rendement cible de cette société particulière en ajustant un « taux sans risque » de départ :

$$\text{Coût des fonds propres} = \text{Taux sans risque} + \beta \times \text{Prime de Risque}$$

- **Taux sans risque** : c'est la rentabilité attendue par le marché pour un actif présentant le risque le plus faible. Il est fixé en fonction des taux souverains du Maroc, afin de refléter le niveau de risque propre au pays ainsi que les spécificités locales.
- La prime de risque :
 - *le bêta* : la corrélation entre la volatilité de l'entreprise et celle du marché. Il est censé représenter le risque systématique non-diversifiable des capitaux investis. Il sera estimé sur la base d'un échantillon de sociétés comparables incluant en partie des entreprises avec une participation publique dans l'actionnariat³.
 - *la prime de risque de marché* : la rentabilité moyenne espérée sur le marché, constatée à partir des données historiques.

Enjeux d'application à la régulation

L'approche CAPM est optimisée pour apprécier le coût d'opportunité d'un opérateur privé. En effet, un investisseur privé souhaitera obtenir un premium sur le taux sans risque qui soit cohérent avec le risque de marché qu'il est capable de prendre par ailleurs.

³ Il est également important de noter que l'actionnariat des SRM peut être détenu jusqu'à 90% par le secteur privé, ce qui rend l'utilisation de cette approche tout à fait cohérente.



Or, le secteur de la distribution d'électricité au Maroc, dans le cadre des réformes prévues par la loi n°83-21, se caractérise par une forte présence de capitaux publics. Ce contexte justifie une adaptation des méthodologies classiques d'évaluation financière afin de tenir compte de la structure de l'actionnariat. En effet, les entreprises publiques disposent de capacités d'arbitrage différentes de celles des entreprises privées et peuvent mobiliser des instruments additionnels pour atténuer les risques grâce à l'intervention de l'Etat.

Par ailleurs, l'application stricte du modèle CAPM, basé sur des comparables sectoriels, peut s'avérer inadéquate pour garantir une trésorerie suffisante, en particulier lorsque les échéances de la dette sont significativement plus courtes que la durée d'amortissement des actifs. Ce décalage peut entraîner un effet d'étranglement financier, où le service de la dette absorbe une part disproportionnée des flux de trésorerie disponibles, compromettant ainsi la viabilité financière à court terme.

Pour ces raisons, l'ANRE a choisi d'ajuster l'approche CAPM :

- Ajuster le ratio d'endettement, reflétant la capacité des entreprises publiques à recourir davantage à la dette (en fixant un **ratio normatif** notamment et déterminé par benchmark).
- Moduler le calcul du coût des fonds propres en cohérence avec l'actionnariat :
 - lorsque le GRD est 100% public : cohérent avec les rendements exigés pour les prises de participation des sociétés publiques marocaines ;
 - lorsque le GRD est en partie privé : approche CAPM avec des comparables dont l'actionnariat est cohérent comme expliqué précédemment.

Des ajustements supplémentaires seront effectués, le cas échéant, pour intégrer les différentes contraintes identifiées, telles que le niveau d'endettement souhaité, le contexte régional, ou tout autre facteur pertinent.

L'ANRE veillera à ce que les revenus des opérateurs régulés soient suffisants pour couvrir le service de la dette, garantissant ainsi la soutenabilité financière de leur activité.

8.2.2 Ratio d'endettement

L'approche retenue par l'ANRE pour fixer un ratio d'endettement est l'**approche normative** tirée d'un benchmark. Ce ratio est fixé pour correspondre à une **structure financière optimale**, plutôt que la structure financière réelle de l'opérateur régulé. Cette approche est destinée à inciter l'opérateur à optimiser sa structure financière.

En effet, un financement entièrement par la dette ne serait pas acceptable pour les prêteurs, qui exigeront de l'emprunteur un apport en fonds propres minimal. Mais un financement entièrement en fonds propres ne serait généralement pas optimal pour l'opérateur, que ce soit en termes de montants à mobiliser, de niveau de risque et de compétitivité de son offre (le coût des fonds propres étant plus élevé que celui de la dette).

8.2.3 Coût de la dette

Le coût de la dette pourra être établi en appliquant une prime d'endettement au taux sans risque. Cette prime d'endettement peut être approximée par la moyenne des spreads des Credit Default Swaps (CDS) d'entreprises internationales du même secteur. Ce choix s'explique par l'absence de données marocaines. Bien que non parfait, cet indicateur permet de capter une dimension essentielle : le risque spécifique au secteur d'activité, qui reste globalement influencé par des dynamiques similaires à l'international.

L'objectif de cette méthode est de fournir une estimation raisonnable du coût de la dette reflétant le risque sectoriel. En l'absence de données marocaines spécifiques, cette approche, même imparfaite, constitue une alternative fiable et cohérente.

