



GT128: RegulaE.Fr

Un cadre propice à des investissements durables et de qualité

Patrick TROLLIET – ENP 1 - Expert Institutionnel – EU TAF

28 novembre 2024





Table des Matières

▶ 1. Introduction

- ▶ 2. Un marché libéralisé
- ▶ 3. Une transition énergétique promouvant les EnR
- ▶ 4. Des procédures concurrentielles transparentes
- ▶ 5. Une tarification reflétant les coûts réels
- ▶ 6. Un accès à l'électricité renforcé, notamment en zones rurales
- ▶ 7. Des mesures promouvant la participation du secteur privé
- ▶ 8. La promotion des investissements privés dans l'espace francophone de régulation

DISCLAIMER: *Les informations et les opinions présentées dans cette note sont celles des auteurs et ne reflètent pas nécessairement l'opinion officielle de la Commission européenne. La Commission européenne ne garantit pas l'exactitude des données incluses dans cette note. Ni la Commission européenne ni aucune personne agissant au nom de la Commission européenne ne pourra être tenue responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations contenues dans ce document.*



Les prérequis pour la création d'un cadre propice à des investissements durables et de qualité

Promotion de la participation du secteur privé. Un partage équitable des risques réduisant les incertitudes et rassurant les investisseurs et les promoteurs -réduction fiscales et facilités administratives et transfert de fonds

Accès à l'électricité / Électrification rurale

Principes de révision des tarifs et mécanismes compensatoires. Une tarification transparente reflétant les coûts réels et faisant l'objet de révisions régulières avec des mécanismes de subvention et de compensation

Les prérequis pour une libéralisation du marché

Libéralisation du marché de l'électricité: Un marché ouvert avec des activités séparées, au moins comptablement, un droit d'accès des tiers au réseau, et l'existence de clients éligibles

Accélération de la transition énergétique accroissant la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique et bénéficiant d'un accès prioritaire aux réseaux et de modalités spécifiques d'intégration - Des mesures douanières incitatives aptes à faciliter le développement

Des procédures transparentes pour favoriser une mise en concurrence loyale et rassurer les investisseurs



Table des Matières

▶ 1. Introduction

▶ **2. Un marché libéralisé**

▶ 3. Une transition énergétique promouvant les EnR

▶ 4. Des procédures concurrentielles transparentes

▶ 5. Une tarification reflétant les coûts réels

▶ 6. Un accès à l'électricité renforcé, notamment en zones rurales

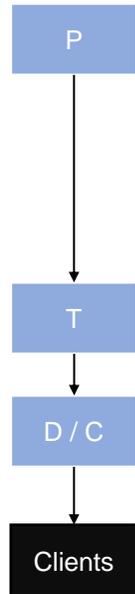
▶ 7. Des mesures promouvant la participation du secteur privé

▶ 8. La promotion des investissements privés dans l'espace francophone de régulation



Les étapes de l'évolution du marché de l'électricité

Monopole verticalement intégré

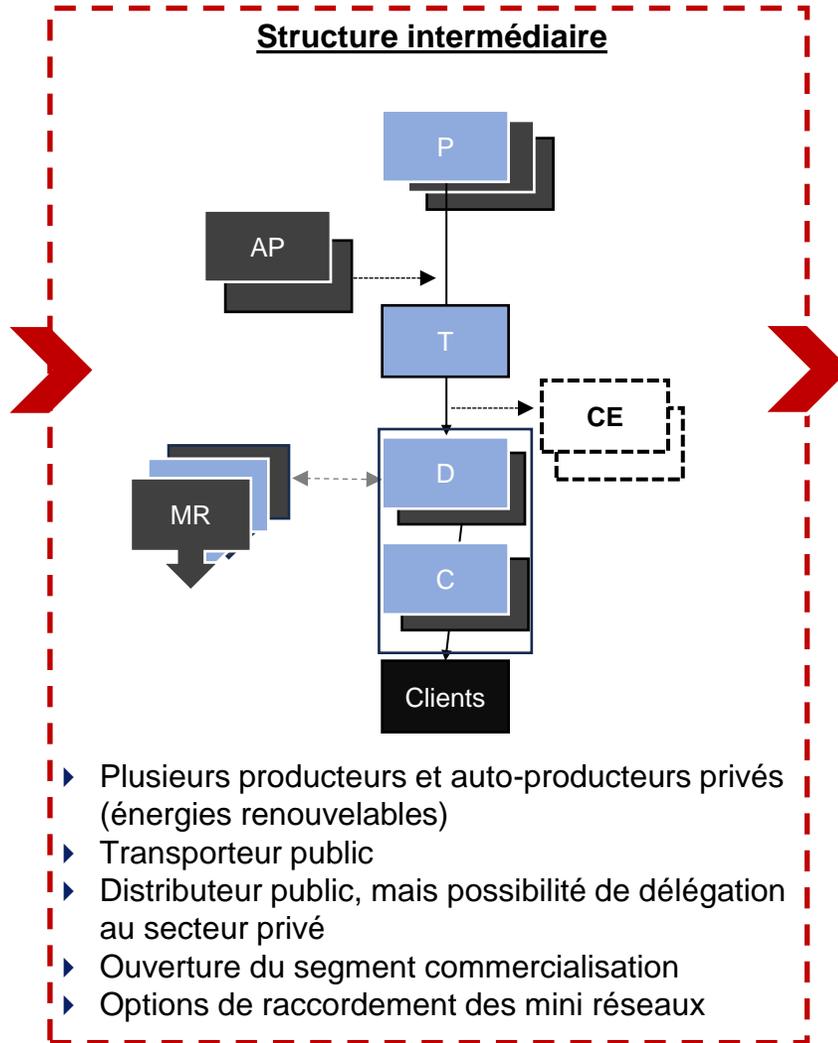


Public
Privé

P = Production
AP = Autoproduction
T = Transport
D = Distribution
C = Commercialisation
CE = Client éligible
MR = Mini Réseau isolé

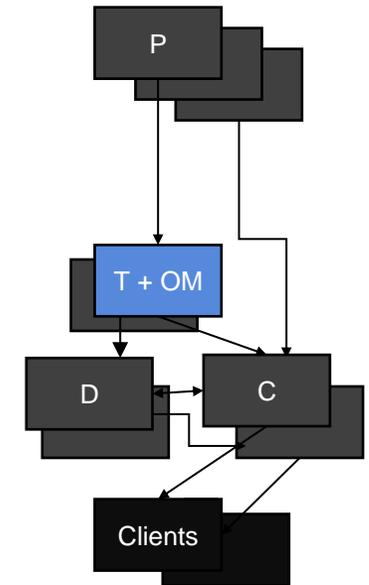
- ▶ L'opérateur historique produit, transporte, distribue et commercialise

Structure intermédiaire



- ▶ Plusieurs producteurs et auto-producteurs privés (énergies renouvelables)
- ▶ Transporteur public
- ▶ Distributeur public, mais possibilité de délégation au secteur privé
- ▶ Ouverture du segment commercialisation
- ▶ Options de raccordement des mini réseaux

Structure d'un marché libéralisé



- ▶ Les clients choisissent distributeurs dans un contexte de libre concurrence
- ▶ Les réseaux de transport et de distribution sont accessibles à tous
- ▶ La distribution est dissociée de la commercialisation



La séparation des activités suit un processus à trois niveaux

Séparation comptable



Chaque entreprise établit en interne :

- des bilans
- des comptes de résultats
- des notes annexes par activité (production, transport/GRT, distribution/GRD et commercialisation)

Niveau 1

Séparation fonctionnelle



Chaque entreprise crée en interne des structures fonctionnelles distinctes pour gérer chaque activité (production, transport/GRT, distribution/GRD et commercialisation)

Niveau 2

Séparation juridique



Chaque entreprise est dissociée en deux, trois ou quatre entités juridiquement distinctes.
Le capital de ces entités pourrait être majoritairement détenu par l'Etat

Niveau 3



La mise en œuvre de la séparation des activités par niveau

Séparation comptable

1. C'est en principe au régulateur que revient la responsabilité de définir la méthodologie à mettre en place, ainsi que d'assurer le respect et le suivi de sa mise en œuvre.
2. L'opérateur définit les périmètres physiques et comptables de chacune des activités, les règles d'imputation, les principes fixant les relations financières entre activités, et les clés de répartition des charges.
3. Il établit les bilans d'ouverture par segment d'activité.
4. Il en déduit des clés de répartition.
5. Il s'assure de l'exhaustivité et de la cohérence des charges et produits émanant de la comptabilité.
6. Il établit un inventaire complet des immobilisations par activité (qui sera mis à jour périodiquement) et réconcilie avec la comptabilité générale.

Niveau 1



Séparation fonctionnelle



7. Réaliser un diagnostic organisationnel et financier.
8. Répartir les salariés par activité.

Niveau 2



Séparation juridique



9. Filialiser les structures internes séparées Comptablement et fonctionnellement
10. Transférer les actifs.

Niveau 3



Le droit d'accès au réseau

Tout producteur, distributeur, importateur, exportateur ou exploitant d'une installation de stockage titulaire d'un titre, tout autoproducteur ayant un titre pour vente de surplus, ou tout client officiellement qualifié d'éligible, qui en fait la demande, a un droit d'accès au réseau

Comment se raccorder au réseau ?

- Tout tiers fait une demande d'accès au gestionnaire du réseau concerné
- Le gestionnaire de réseau concerné analyse la demande et, si les infrastructures dont il est responsable sont en mesure d'accéder à la demande, l'accès est accordé
- Un contrat de raccordement est signé entre les deux parties
- Les frais de raccordement sont à la charge du tiers raccordé

Le rôle du régulateur :

- Les frais de raccordement ne sont pas régulés
- Le contrat est soumis au régulateur, pour équité entre tiers
- En cas de litige entre les parties, ou en cas de refus de raccordement, le régulateur peut être saisi

Quels outils pour la mise en œuvre ?

- Un code de réseau et un code de raccordement permettent de normer ce type d'action
- Un modèle-type de contrat de raccordement peut être produit ou validé par le régulateur
- Un autre type de contrat déterminera les conditions de transport, de transit ou de distribution de l'énergie électrique, il sera indépendant du contrat de raccordement, et les tarifs pratiqués pourront être régulés, au moins pour certains d'entre eux

Tout refus doit être dûment motivé et notifié par écrit avec copie au Régulateur



Les clients éligibles (1)

Les clients dont la consommation annuelle sur un site donné est supérieure ou égale à un seuil déterminé, ou des clients industriels stratégiques (mines, producteurs d'hydrogène vert, etc.) peuvent demander le statut de client éligible.

Pourquoi un statut de client éligible ?

- La notion de client éligible est cruciale pour le développement d'un marché national concurrentiel et constitue une condition préalable à l'adhésion aux marchés régionaux (notamment le marché régional de l'électricité de la CEDEAO)
- Cette dérogation au principe de l'acheteur unique, souvent assumé par l'opérateur public historique, constitue un premier pas vers la libéralisation du marché
- A cette fin, il est nécessaire de conserver une certaine flexibilité dans la possibilité de modifier les seuils, normalement à la baisse (en fonction des résultats observés sur le terrain), en laissant à l'opérateur historique le temps nécessaire pour se préparer à l'évolution du marché
- Le défi consiste cependant, d'une part, à fixer des seuils réalistes permettant l'obtention du statut de client éligible, et à fixer un rythme d'ouverture du marché qui n'entraîne pas de traumatisme indu pour l'opérateur historique

Comment obtenir le statut d'éligible ?

- Le client intéressé soumet une demande au régulateur, annexant sa consommation annuelle de l'année précédant la demande
- Le régulateur analyse la demande et, si les conditions fixées sont respectées, la valide et la soumet au ministre en charge de l'électricité, qui revoit l'analyse et la soumet au Ministre qui délivre le statut de client éligible au candidat, qui est alors inscrit sur une liste régulièrement mise à jour et publiée
- La réglementation doit déterminer, au-delà du seuil de consommation :
 - Les modalités pratiques (mécanismes de déclaration et de validation)
 - La période de validité du statut
 - Les droits ouverts au client éligible
 - Les conditions de perte du statut de client éligible



Les clients éligibles (2)

Quel intérêt d'avoir des clients éligibles?

- ❑ L'opérateur historique entre en concurrence avec de nouveaux acteurs, notamment des producteurs à base d'énergie renouvelable, ce qui le pousse à améliorer ses performances et à baisser ses coûts de production en utilisant une énergie propre et moins coûteuse pour rester compétitif. Une pression concurrentielle accrue pourrait être un puissant facteur d'amélioration et de progrès pour l'opérateur historique
- ❑ L'État dispose de références concrètes pour évaluer les performances de l'opérateur historique et ainsi calibrer au mieux les subventions de fonctionnement ou d'investissement qui peuvent s'avérer nécessaires, et fixer des objectifs réalistes dans le cadre de conventions de programme ou d'affaires
- ❑ L'introduction progressive de clients éligibles permettra de connecter d'autres clients et pourra donc également contribuer à mieux répondre à la demande et à augmenter le taux d'accès à l'énergie au réseau
- ❑ Dans de nombreux cas en Afrique, les tarifs des opérateurs historiques ne couvrent pas leurs coûts, et ils fournissent à perte certains clients. La suppression de cette catégorie de clients pourrait être bénéfique et conduire à une amélioration de la situation financière et de la rentabilité, même si le chiffre d'affaires diminue
- ❑ La déconnexion des gros clients qui deviennent clients éligibles permettra à l'opérateur historique d'arrêter la production dans les centrales thermiques obsolètes et à coûts de production élevés, soit pour les hybrider pour baisser les coûts de production, ou pour les démanteler
- ❑ L'opérateur historique pourra ainsi adopter une approche commerciale de redistribution de sa vente initiale d'électricité aux clients passés au statut de « client éligible », lui permettant à terme d'améliorer ses marges commerciales et d'accompagner la croissance et la continuité de l'accès des populations à une électricité viable
- ❑ Cela permettra aussi de promouvoir les investissements dans la production indépendante ou la revente de surplus d'autoproduction pour fournir les clients éligibles. L'opérateur historique, qui est généralement acheteur unique et GRT, touchera les montants des tarifs de transport lorsque les clients éligibles sont alimentés sur le réseau

... Une étude d'impact réalisée avec l'opérateur historique devrait permettre de fixer le seuil d'éligibilité



Méthodologie de définition du seuil d'éligibilité (étude d'impact)

Identification des centrales de production à coûts élevés

Une séparation comptable préalable des activités est requise

- ❑ Une comptabilité analytique appropriée pour l'activité de production par centrale est essentielle pour permettre à l'opérateur historique de déterminer le coût de production réelle.
- ❑ Les subventions pour l'achat du carburant (fuel) doivent être prises en compte dans le calcul du coût réel de production pour les centrales thermiques, y compris les coûts de l'acheminement du carburant vers le lieu de production
- ❑ Une fois le coût de production par central établi, l'opérateur historique doit le comparer aux prix de vente par catégorie de clients finaux
- ❑ Le différentiel est ainsi établi. Il est généralement largement déficitaire, notamment en ce qui concerne les centrales à production thermique (surtout avec la hausse du prix des carburants)
- ❑ Les centrales obsolètes avec une vente à perte seront identifiées et un plan d'hybridation ou de mise hors service pourraient le cas échéant être établi

Plan de redistribution des ventes issues de la production

Une liste des clients potentiellement à déconnecter est à établir

- ❑ L'opérateur historique et le Régulateur analysent les listes des « gros clients » par centrale afin d'avoir une idée précise de leurs consommations annuelles
- ❑ Les tarifs de transport que les clients éligibles auront quand même à payer s'ils souhaitent avoir une énergie transportée sur le réseau, seront pris en compte et le bénéfice comptabilisé avec le différentiel établi pour le coût de production, pour établir les bénéfices réels du passage de ces clients au statut de clients éligibles
- ❑ L'opérateur historique aura ainsi le choix d'arrêter la production des centrales à coûts élevés, soit temporairement (pour hybridation par exemple), soit définitivement
- ❑ L'opérateur historique et le Régulateur définiront le plan de redistribution des ventes de la capacité libérée par la potentielle déconnexion des gros clients, ou par la mise hors service des centrales à coûts élevés

Fixation du seuil d'éligibilité

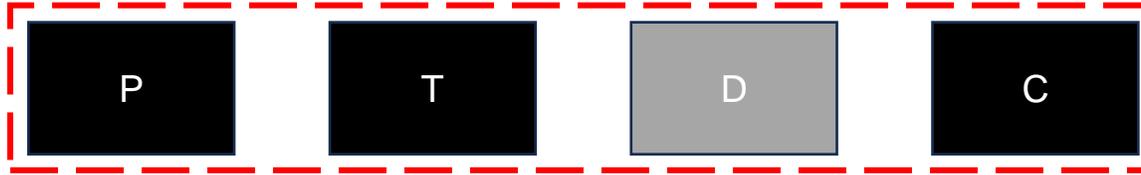
Les plus gros clients à déconnecter seront identifiés

- ❑ Les clients avec le plus gros avantage de déconnexion seront identifiés, et les plus gros d'entre eux seront listés.
- ❑ L'opérateur historique et le Régulateur s'accorderont sur un seuil qui permettra à ces gros clients d'acheter leur électricité directement au producteur de leur choix, à un prix négocié
- ❑ Au départ, le seuil ne doit pas être trop bas, afin que seul un nombre limité de gros clients puissent en bénéficier
- ❑ Le seuil pourra être ajusté à la baisse au cours du temps, pour élargir progressivement le nombre de bénéficiaires



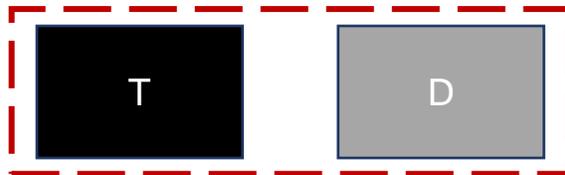
L'impact du désabonnement des clients éligibles par rapport à l'opérateur historique

Tarif payé par un gros client connecté au réseau



Tarif régulé

Tarif payé par le client éligible qui reste connecté au réseau



Tarif d'achat fixé par accord entre le client éligible et son fournisseur

Tarif fixé par le régulateur et payé au GRT

Facturation par le fournisseur
Relevé compteurs par le gestionnaire de réseau?

Potentiels inconvénients à prendre en compte :

- Perte de clients solvables
- Perte de cashflow
- Couverture d'une plage de consommation sans lien avec les pics

Economies réalisées:

- Subvention achat fuel et évaporation durant transport vers lieu de production
- Remplacement par PIE EnR, ce qui baisse le coût moyen de production

Economies réalisées:

- Pas de suivi facturation

Différentiel entre tarif régulé et coût réel

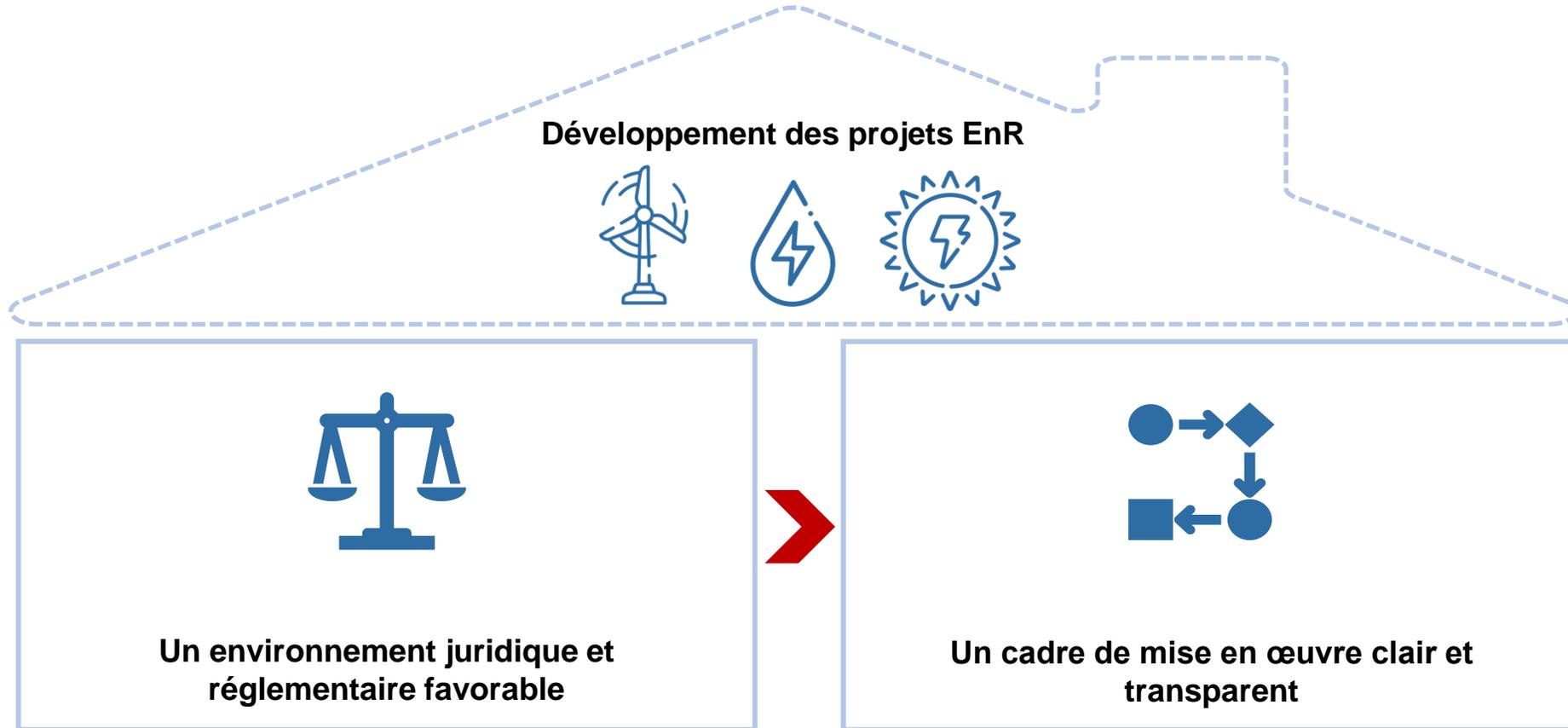


Table des Matières

- ▶ 1. Introduction
- ▶ 2. Un marché libéralisé
- ▶ **3. Une transition énergétique promouvant les EnR**
- ▶ 4. Des procédures concurrentielles transparentes
- ▶ 5. Une tarification reflétant les coûts réels
- ▶ 6. Un accès à l'électricité renforcé, notamment en zones rurales
- ▶ 7. Des mesures promouvant la participation du secteur privé
- ▶ 8. La promotion des investissements privés dans l'espace francophone de régulation



Le cadre de développement des énergies renouvelables



Il est donc nécessaire de mettre en place:

- Une réglementation spécifiquement adaptée aux caractéristiques techniques particulières aux EnR,
- Des mesures incitatives et promotionnelles encourageant les investissements dans ces technologies



Dispositions spécifiques aux énergies renouvelables

Les EnR à production continue

Ce sont essentiellement :



hydraulique



géothermie



biomasse

De par leur coût de production, bien inférieur à la production thermique, par exemple, la logique économique (qui se reflète dans la planification opérationnelle) conduit à leur donner une **priorité d'injection sur les réseaux**.

Les EnR intermittentes et variables

Ce sont essentiellement :



éolienne



solaire

Leur intermittence oblige à mettre en place des dispositions spécifiques visant à limiter les perturbations dans l'équilibre entre l'offre et la demande sur les réseaux.

Les options possibles sont notamment:

- Leur donner une **priorité d'injection sur les réseaux**
- Mettre en place des unités de **stockage** de l'énergie
- Recourir à un **réseau électrique intelligent** (Smart grid)
- Etude d'intégration

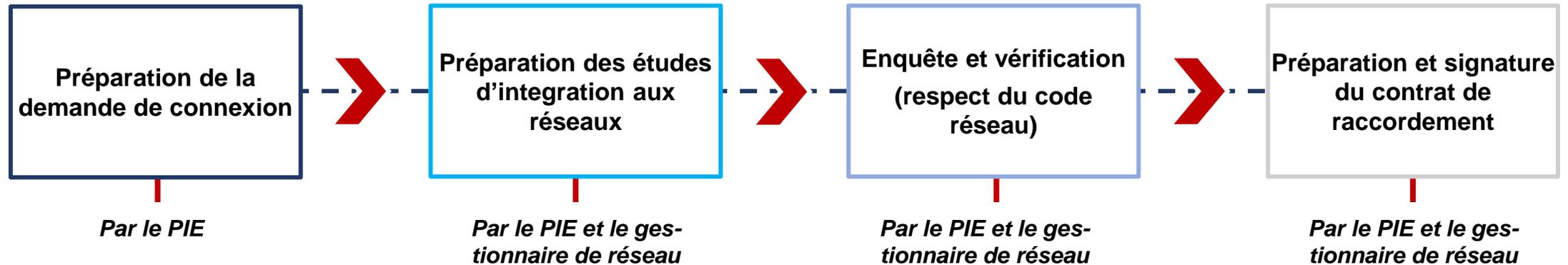


Procédure de raccordement au réseau

Cette procédure doit permettre:

- D'évaluer et se conformer aux exigences réglementaires et réaliser un raccordement au réseau approprié
- D'évaluer la capacité du réseau à accueillir la production d'énergies renouvelables..
- De faire en sorte que les projets de production de grande envergure soient conformes aux exigences du code du réseau (pour les projets plus petits, des codes de distribution peuvent s'appliquer).

Elle se réalise en quatre étapes:





Mesures de promotion de la production d'électricité à base d'EnR

On distingue essentiellement trois types de mesures incitatives pour la production d'électricité à base d'EnR

Des incitations pour récompenser les efforts d'intégration des énergies renouvelables

- L'intégration des énergies renouvelables nécessite des efforts supplémentaires de la part des sociétés de réseau pour maintenir la sécurité opérationnelle. Par conséquent, le régulateur doit accorder une attention particulière à la prévention de toute pratique discriminatoire à l'encontre des producteurs d'énergies renouvelables.
- En outre, des mesures incitatives soigneusement conçues pour compenser les coûts de connexion aux énergies renouvelables pourraient compenser les désincitations des sociétés de réseau à intégrer les énergies renouvelables dans leur réseau.

Des incitations financières

- Les programmes de soutien à l'investissement peuvent prendre la forme de subventions à l'investissement, de prêts concessionnels, des garanties de soutien au crédit, ou de programmes de crédit d'impôt.

Des exonérations fiscales et douanières

- Droits de douane et taxe sur la valeur ajoutée
- Exonération temporaire de l'impôt sur le revenu pour une période convenue (peut être évolutive)
- A inclure dans les lois de finances



Table des Matières

- ▶ 1. Introduction
- ▶ 2. Un marché libéralisé
- ▶ 3. Une transition énergétique promouvant les EnR
- ▶ **4. Des procédures concurrentielles transparentes**
- ▶ 5. Une tarification reflétant les coûts réels
- ▶ 6. Un accès à l'électricité renforcé, notamment en zones rurales
- ▶ 7. Des mesures promouvant la participation du secteur privé
- ▶ 8. La promotion des investissements privés dans l'espace francophone de régulation



La méthodologie d'octroi des titres doit garantir aux investisseurs l'équité et la transparence

L'élaboration et la diffusion d'un manuel de procédures par le régulateur, accessible à tous, est fortement recommandé

Phase préparatoire

- Le Ministère est en charge de la planification de développement du secteur et participe à la programmation
- Le Ministère décide du lancement des appels d'offres (AO) ou des appels à candidatures (AC), ou bien délègue cette responsabilité au régulateur
- La préparation des textes des AO ou AC peut être de la responsabilité du Ministère et/ou du régulateur. Ces textes doivent contenir notamment: l'objet de l'appel, les conditions à remplir par le candidat, le détail des étapes de la procédure et leur calendrier, les critères de sélection, la grille de notation, les délais et lieu de dépôt des candidatures, le mode de présentation des offres, etc.
- Si le Ministère a préparé les textes, ceux-ci sont validés par le régulateur
- Le Ministère et/ou le régulateur publie les appels
- Si des demandes d'informations complémentaires sont émises par des candidats, les questions posées et les réponses apportées sont publiées en temps réel sur les sites web du Ministère et du régulateur

Phase d'évaluation des offres

- Le Ministère (ou le régulateur) reçoit les offres
- Le Ministère et le régulateur, ou le régulateur seul, analyse les offres, sur la base des critères publiés et opère une sélection à partir de la grille de notation
- Le Ministère valide la sélection
- Chaque candidat est informé individuellement des résultats de la sélection, et des justifications accompagnent les rejets d'offres

Phase d'attribution des titres

- Le régulateur prépare les titres et leurs annexes (contrat, cahier des charges), ou les valide lorsque ceux-ci sont préparés par le Ministère
- Le titre est octroyé, selon la législation en vigueur et selon la nature du titre, soit par le régulateur, soit par le Ministre (et ce, parfois, conjointement avec le Ministre en charge des Finances, soit après accord du Conseil des Ministres)
- Les résultats sont publiés

Phase de suivi

- Le régulateur s'assure du respect des dispositions réglementaires et des termes des documents techniques et administratifs associés, à l'octroi du titre
- Le Ministère peut ordonner des missions de contrôle / audit



Procédure d'octroi de titre pour une exploitation sur réseau

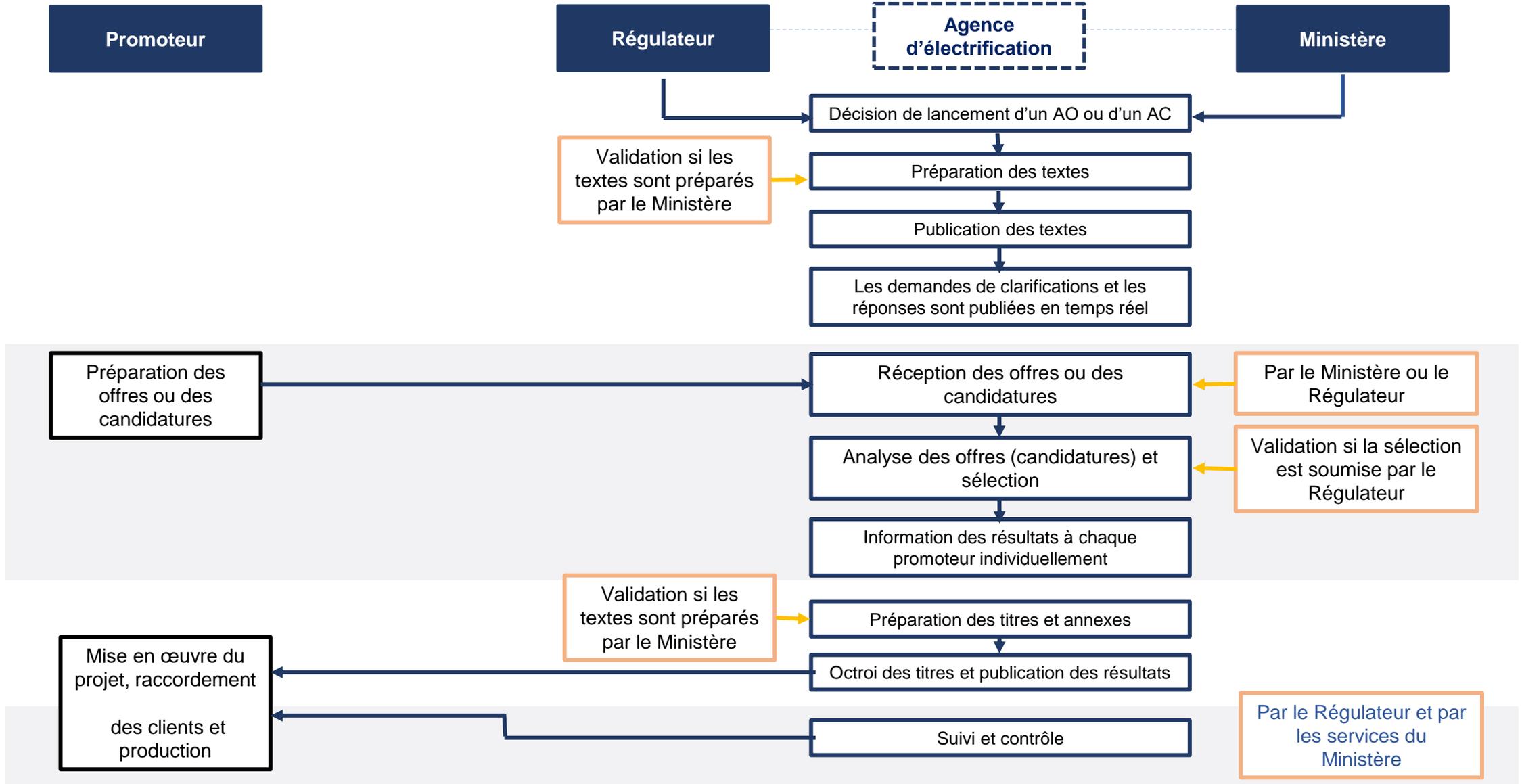




Table des Matières

- ▶ 1. Introduction
- ▶ 2. Un marché libéralisé
- ▶ 3. Une transition énergétique promouvant les EnR
- ▶ 4. Des procédures concurrentielles transparentes
- ▶ **5. Une tarification reflétant les coûts réels**
- ▶ 6. Un accès à l'électricité renforcé, notamment en zones rurales
- ▶ 7. Des mesures promouvant la participation du secteur privé
- ▶ 8. La promotion des investissements privés dans l'espace francophone de régulation



Des principes tarifaires clairs et transparents

La méthodologie tarifaire doit définir les procédures et les formules de fixation des différents tarifs.



Il s'agit de garantir une rémunération juste et reflétant les coûts pour chaque activité du secteur, ainsi que des moyens d'amortir les investissements.



L'établissement de la méthodologie tarifaire s'appuie sur 3 principes de base :

- Principe de vérité des prix : il reflète les coûts réels établis par la séparation comptable
 - Principe de facilité : il est facilement compréhensible pour les opérateurs
 - Principe de prévisibilité : il est stable dans le temps
-



Les procédures de fixation des tarifs sont variables. Le Régulateur peut soit proposer des tarifs, soit les valider, soit les fixer... Dans tous les cas, la concertation avec les Ministères, les opérateurs et les consommateurs est nécessaire car il s'agit d'un enjeu politique et social majeur



Les autorités politiques peuvent décider que les tarifs ne refléteront pas les coûts. Cela nécessitera des subventions au profit des opérateurs lésés. Dans cette situation, le régulateur du secteur doit veiller au respect des accords conclus et à l'équilibre financier global du secteur.

La mise en œuvre de la méthodologie tarifaire est essentielle pour promouvoir les investissements.

Il est très important d'avoir des tarifs reflétant les coûts pour le transport et la distribution, basés sur la séparation comptable, avec un mécanisme de révision périodique.

Cela est donc nécessaire pour fournir un message rassurant aux investisseurs, et constitue souvent l'une des premières tâches cardinales du régulateur.



Des compensations et subventions destinées à garantir aux opérateurs leurs justes rémunérations

Elles s'appliquent lorsque les tarifs de l'électricité ne reflètent pas les coûts réels, conséquence de décisions politiques.



Les compensations

Elles ont essentiellement pour objectif de compenser les pertes générées par une politique de tarifs sociaux ou de ventes d'électricité à de consommateurs auxquels il est difficile d'appliquer la tarification calculée sur la base des coûts réels, ou par une politique de péréquation tarifaire au niveau national



Les subventions

Leur objectif est de baisser le niveau d'investissement, si la réalité du projet ne permet pas de couvrir les coûts réels d'investissement, opération et maintenance des installations



Détermination de leurs montants

Elles doivent compenser le différentiel entre les coûts réels et la tarification régulée afin que l'opérateur perçoive une rémunération lui permettant une rentabilité de son investissement et des frais de fonctionnement, les salaires, les coûts accessoires et les autres coûts résultant du respect des obligations réglementaires et du service public, etc..

C'est en principe au régulateur qu'incombe le calcul des montants, et du suivi de leur bonne utilisation



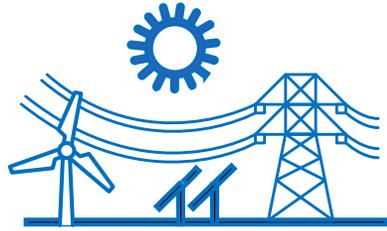
Table des Matières

- ▶ 1. Introduction
- ▶ 2. Un marché libéralisé
- ▶ 3. Une transition énergétique promouvant les EnR
- ▶ 4. Des procédures concurrentielles transparentes
- ▶ 5. Une tarification reflétant les coûts réels
- ▶ **6. Un accès à l'électricité renforcé, notamment en zones rurales**
- ▶ 7. Des mesures promouvant la participation du secteur privé
- ▶ 8. La promotion des investissements privés dans l'espace francophone de régulation



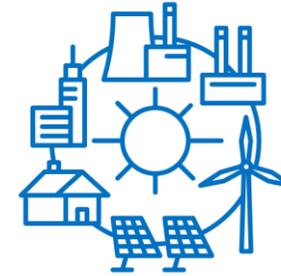
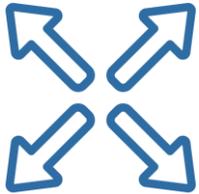
Donner accès à l'électricité à plus d'usagers

C'est à la fois une ambition et un engagement de chaque Gouvernement



Electrification par extension du réseau

- Possibilité de bénéficier de péréquations tarifaires pour l'ensemble de la population
- Possibilité de prêts concessionnaires
- Option souvent coûteuse (distance, relief, occupation des sols, expropriation, etc.)
- Procédures généralement longues et complexes
- En principe, relève de la seule responsabilité du GRT ou du GRD (le plus souvent monopoles d'Etat), donc sans intervention du secteur privé
- Rentabilité économique rarement atteinte (dû aux coûts élevés des infrastructures), sauf pour les zones à haute densité de population



Electrification hors réseau

- Réseaux isolés**
- Marché ouvert aux investisseurs / opérateurs privés: c'est le principe même du partenariat public – privé (PPP)
- Rapidité d'installation en recourant aux EnR
- Coûts et capacité à payer des populations
- Subventions d'équilibre souvent difficiles à mettre en œuvre
- Systèmes isolés PV solaires**
- Fourniture de l'électricité sans connexion au réseau
- Rapidité d'installation (qualification des installateurs?)
- Coût, stockage, normes?, contrôle qualité?, contrats?, régulation?, subventions?





Promouvoir des procédures simplifiées pour l'électrification hors réseau

Le titre octroyé dans le cadre d'une procédure simplifiée doit l'être pour une durée permettant a minima l'amortissement des investissements réalisés par l'opérateur pour installer et opérer le mini-réseau

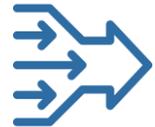
Contrainte liée au principe de séparation des activités



Le principe de séparation des activités exige que chaque activité (production, distribution, commercialisation) soit traitée séparément, et qu'un titre spécifique soit délivré à l'opérateur pour chacune d'entre elles, soit donc ici **trois titres pour un même opérateur**.

Mise en place d'une procédure simplifiée

La simplification procédurale consiste alors en l'octroi d'un **titre unique**, permettant l'opération à la fois de la production, de la distribution et de la commercialisation de l'électricité, sur un site / périmètre déterminé, attribué à l'opérateur retenu pour ce site.





Raccordement d'un mini-réseau isolé au réseau interconnecté

Le recours à des mini-réseaux peut ne constituer qu'une solution « intermédiaire », permettant de desservir une population isolée / éloignée du réseau interconnecté. Le développement du réseau interconnecté peut en effet permettre, à un moment donné, le raccordement d'un mini-réseau isolé au dit réseau interconnecté. Au cas où ce raccordement s'opérerait avant la date d'échéance de la durée du titre octroyé à l'opérateur, des mesures spécifiques d'indemnisation / compensation doivent être envisagées, afin de rassurer ce dernier, en lui garantissant que ses investissements n'auront pas été faits à perte.

Quelles options
de compensation
peuvent être
envisagées ?

- ❑ L'opérateur souhaite poursuivre son activité de distribution et commercialisation sur son périmètre : il pourra alors vendre sa production au GRT (ou GRD), puis racheter l'électricité dont il a besoin pour ses clients finaux, à un prix négocié avec le gestionnaire de réseau auquel il se raccorde (prix approuvé par le régulateur).
- ❑ L'opérateur souhaite conserver son activité de production, et céder au gestionnaire de réseau auquel il se raccorde les activités de distribution et commercialisation: il pourra alors devenir PIE et demander des compensations audit gestionnaire de réseau pour les investissements réalisés dans son réseau de distribution, en tenant compte de l'amortissement.
- ❑ L'opérateur souhaite céder l'intégralité de ses activités de production, distribution et commercialisation au concessionnaire du périmètre régulé environnant: il pourra alors demander des compensations au gestionnaire du réseau auquel il se raccorde pour les investissements qu'il aurait faits dans son réseau, en tenant compte de l'amortissement.
- ❑ Au cas où le raccordement au réseau impliquerait une détérioration irréversible des conditions de gestion financière de l'opérateur du mini-réseau, il pourra demander la résiliation de ses obligations et solliciter une indemnisation de la; part de l'autorité concédante.

Ces mesures devraient figurer dans la réglementation du secteur, et leur mise en œuvre devrait s'opérer sous le contrôle du régulateur, qui devrait arbitrer toute mésentente entre les parties, le cas échéant.



Table des Matières

- ▶ 1. Introduction
- ▶ 2. Un marché libéralisé
- ▶ 3. Une transition énergétique promouvant les EnR
- ▶ 4. Des procédures concurrentielles transparentes
- ▶ 5. Une tarification reflétant les coûts réels
- ▶ 6. Un accès à l'électricité renforcé, notamment en zones rurales
- ▶ **7. Des mesures promouvant la participation du secteur privé**
- ▶ 8. La promotion des investissements privés dans l'espace francophone de régulation



Un ensemble de mesures pour attirer les investissements

Les mesures peuvent se rattacher à trois domaines, séparément ou cumulativement, et doivent constituer des dispositions réglementaires facilement accessibles.

Domaine administratif



- Accès aux informations administratives, environnementales, commerciales, etc
- Accès aux institutions (existence d'un guichet unique)
- Facilité de création d'entreprise
- Conditions de recrutement et gestion du personnel
- Disponibilité de terrains, permis d'établissement d'infrastructures, etc

Domaine fiscal



- Exonération ou réduction des taxes locales, communales, régionales et/ou communautaires
- Abaissement du taux de TVA, éventuellement différencié selon l'étape de réalisation du projet (installation / construction, mise en exploitation, rythme de « croisière » de la production)
- Exonération ou réduction des taxes domaniales ou d'enregistrement
- Exemption ou réduction de l'impôt sur les sociétés jusqu'à la production en plein régime
- Aménagement des procédures d'amortissement
- Réduction de l'impôt sur certains coûts (formation du personnel, protection de l'environnement, etc.)

Domaine financier



- Mouvements de capitaux (conditions, plafonds, etc.)
- Facilités de transfert / taux de change / ouvertures de comptes (privés et commerciaux) et frais bancaires
- Extension des facilités accordées à l'entreprise aux personnels expatriés qui y sont employés

Toutes les mesures à mettre en œuvre ne relèvent pas nécessairement du régulateur, s'agissant de dispositions réglementaires. Toutefois, le régulateur devrait y être associé, du fait de sa connaissance approfondie du secteur et des problématiques propres à chaque opérateur



Clarification des droits et obligations de chaque partie

Le partage des risques doit figurer dans le contrat entre les parties. Quelques exemples de points importants à préciser dans ce contrat

La partie contractante

- S'engage à garantir au contractant l'utilisation de l'espace foncier et des installations (si elles existent) pendant toute la durée du contrat
- S'oblige à laisser le contracteur exploiter les infrastructures existantes ou qu'il construit sans interférences pendant toute la durée du contrat
- S'engage à accorder au contracteur toutes les facilités auxquelles il a droit en tant qu'investisseur
- S'engage à rémunérer le contracteur pour les services rendus selon les tarifs accordés

Le délégataire

- Développe, finance, construit les ouvrages et acquiert les équipements, exploite et entretient conformément aux termes du contrat
- Assume la responsabilité de la gestion et de l'organisation du travail
- Assume la responsabilité civile pendant toute la durée du contrat contre les dangers résultant des travaux qu'il réalise
- Souscrit une assurance responsabilité civile

Le contrat précise

- Les droits et obligations des parties à son expiration ou lors de sa résiliation
- Les modalités de calcul de l'indemnisation due à l'une ou l'autre partie en cas de résiliation
- Le traitement du régime des biens (biens de retour, biens propres)

Il est fortement recommandé au régulateur d'établir des contrats types clairs, précis et disponibles



Un modèle de CAE qui reflète l'environnement favorable aux EnR

Le CAE est le contrat entre l'acheteur ou « le off-taker » (souvent l'opérateur historique - acheteur unique) et un PIE qui fournit la principale source de revenus. Le régulateur doit préparer un modèle ou valider le modèle soumis par les parties.

1

La structure et le régime de répartition des risques dans le cadre du CAE sont essentiels à la capacité du PIE à lever des fonds pour le projet, à récupérer ses coûts d'investissement et à obtenir un rendement sur ses capitaux propres.

En règle générale, les PIE et les prêteurs exigeront que le CAE soit conclu sur une longue période afin de garantir le recouvrement de l'investissement.

2

La possibilité de réaliser des ventes de production additionnelle à des clients éligibles peut améliorer la viabilité commerciale du projet.

Cette flexibilité présente également l'avantage de permettre au PIE de développer sa production d'électricité sans devoir amender le CAE..

3

L'acheteur peut ne pas vouloir autoriser les ventes à des tiers et vouloir inclure une période d'exclusivité dans le CAE.

Cette période ne doit cependant pas constituer un obstacle au développement/à la libéralisation du marché de l'électricité.





Les principes de base à intégrer pour l'établissement d'un CAE

Changement de loi et de règlement

Le CAE doit tenir compte de l'impact sur le tarif en cas de changement de la législation et de la réglementation applicables, ainsi que du mécanisme d'ajustement tarifaire, afin de protéger les investissements privés contre de tels changements.

Des garanties contre les risques politiques pourraient être fournies.

Sous-performance et retards

Le CAE peut prévoir des sanctions ou exiger que le PIE paie des dommages-intérêts s'il ne fournit pas l'électricité conformément aux dispositions contractuelles.

Force majeure

En règle générale, les parties dispensées de se conformer aux obligations contractuelles (et de la responsabilité en matière de dommages) en cas de perturbations résultant d'événements de force majeure.

Toutefois, la portée de l'exonération pour force majeure est souvent un point de négociation clé.

Terminaison

Le CAE devra prévoir ce qui se passe en cas de résiliation (que ce soit à la fin de la durée du contrat ou en cas de résiliation anticipée pour défaut, etc.), y compris les obligations du PIE de remettre les actifs à l'acheteur public, et ce qui arrive aux employés.

La disponibilité et le calcul d'un paiement de résiliation anticipée seront essentiels à la viabilité commerciale et à la bancabilité



Table des Matières

- ▶ 1. Introduction
- ▶ 2. Un marché libéralisé
- ▶ 3. Une transition énergétique promouvant les EnR
- ▶ 4. Des procédures concurrentielles transparentes
- ▶ 5. Une tarification reflétant les coûts réels
- ▶ 6. Un accès à l'électricité renforcé, notamment en zones rurales
- ▶ 7. Des mesures promouvant la participation du secteur privé
- ▶ **8. La promotion des investissements privés dans l'espace francophone de régulation**



Prérequis et indicateurs pour la promotion des investissements privés



1 - Libéralisation du marché de l'électricité

- 1.1 Dispositions pour la séparation des activités
- 1.2 Dispositions pour une séparation au moins comptable des activités
- 1.3 Dispositions relatives aux droits d'accès des tiers au réseau
- 1.4 Dispositions pour la détermination des seuils pour les clients éligibles



2 - Accélération de la transition énergétique

- 2.1 Dispositions visant à promouvoir la production à base d'énergie renouvelable (hors réseau et sur réseau)
- 2.2 Dispositions pour un accès prioritaire des énergies renouvelables au réseau
- 2.3 Modalités et mécanismes d'intégration des énergies renouvelables au réseau



3 - Accès à l'électricité / Electrification rurale

- 3.1 Dispositions pour un droit d'accès à l'électricité
- 3.2 Dispositions visant à simplifier les procédures pour les projets d'électrification rurale
- 3.3 Dispositions pour le raccordement des mini-réseaux isolés au réseau interconnecté



4 - Principes de révision des tarifs et mécanismes compensatoires

- 4.1 Dispositions pour la révision des tarifs et des mesures de compensation le cas échéant
- 4.2 Modalités, mécanismes et délais pour combler les écarts tarifaires
- 4.3 Dispositions pour la participation du régulateur à la fixation des tarifs et du niveau des compensations



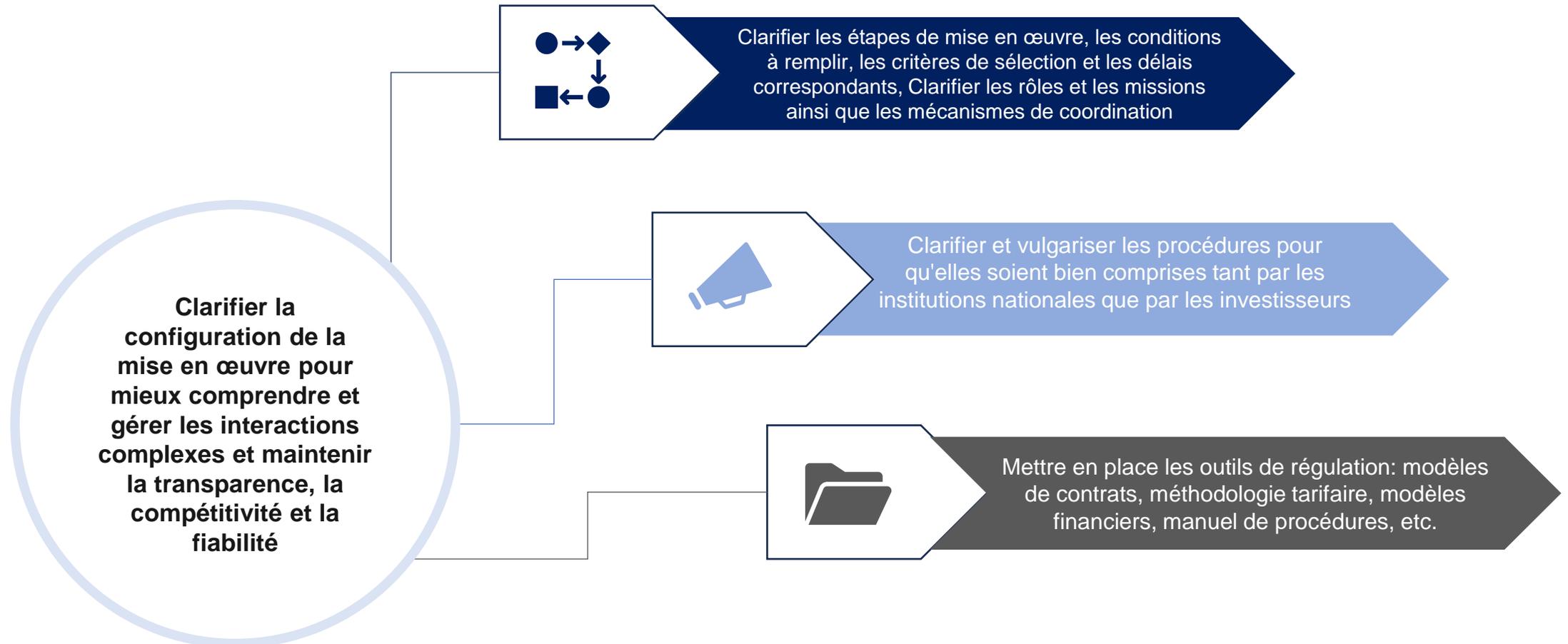
5 - Promotion de la participation du secteur privé

- 5.1 Dispositions pour la concurrence et la transparence pour l'octroi des titres pour l'exercice des activités
- 5.2 Dispositions relatives à la promotion des investissements
- 5.3 Cohérence et harmonie entre la Loi PPP et la Loi sectorielle



Mesures pour la mise en œuvre du cadre légal et réglementaire

Adopter le cadre réglementaire n'est pas suffisant, il faudra aussi avoir la compréhension et les capacités pour sa mise en œuvre...





La Facilité Énergie de l'Union européenne (TAF)

Merci pour votre attention