

Date du document : 18/2/2026

LIGNES DIRECTRICES

CD-26b18-CWaPE-0063

(Révision des lignes directrices CD-25b14-CWaPE-0060 du 14/2/2025)

RELATIVES À L'ÉTABLISSEMENT DU PLAN D'ADAPTATION POUR LA GESTION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Établies en application l'article II.2 du Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité et l'accès à ceux-ci

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	4
1.1. Objectif du document	4
1.2. Principale modification pour l'exercice 2026	4
1.3. Contexte législatif.....	5
1.3.1. Contexte européen	5
1.3.2. Contexte wallon	6
1.4. Méthodologie	9
1.4.1. Portée de l'exercice.....	9
1.4.2. Consultation publique	10
1.4.3. Consignes	11
1.4.4. Motivations	12
1.4.5. Coopération entre GRD.....	13
2. DESCRIPTIF DE L'INFRASTRUCTURE EXISTANTE	13
2.1. Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre	13
2.2. Pyramide des âges.....	14
3. BILAN DES RÉALISATIONS DE L'ANNÉE PRÉCÉDENTE (ANNÉE N-1).....	14
4. ACTUALISATION DES PLANS EN COURS (ANNÉE N)	15
5. IDENTIFICATION DES OBJECTIFS ET PERSPECTIVES MACROÉCONOMIQUES	16
5.1. Hypothèses retenues.....	16
5.2. Identification et quantification des (nouveaux) usages	17
5.3. Mesures de gestion intelligente du réseau	17
5.4. Impact sur les investissements.....	18
5.4.1. Méthodologie appliquée pour anticiper l'évolution des flux.....	18
5.4.2. Outils utilisés.....	19
5.5. Impact sur les autres réseaux.....	19
6. PLAN D'ADAPTATION (ANNÉES N+1 ET SUIVANTES).....	19
6.1. Les besoins en capacité	20
6.1.1. Évolution prévisible du prélèvement, de la production et des pointes de charge	20
6.1.2. Les nouveaux producteurs et consommateurs	26
6.1.3. Les problèmes de congestion (surcharges).....	28
6.1.4. Les problèmes de qualité de tension constatés (chutes de tension, surtensions, flicker, ...)	28
6.1.5. Adaptations suite aux coupures non planifiées	28
6.2. Autres aspects à prendre en compte	29
6.2.1. Remplacements pour cause de vétusté	29
6.2.2. Interventions pour raison de sécurité.....	29
6.2.3. Environnement.....	30
6.2.4. Harmonisation des plans de tension.....	31
6.2.5. Parallèle avec les investissements Elia	31
6.2.6. Amélioration de l'efficacité	32
6.2.7. Remplacement des compteurs	33
6.2.8. Évolution vers les réseaux « intelligents »	33
6.2.9. Mesures de flexibilité.....	34
6.2.10. Investissements en sûreté	35
6.2.11. Autre motivation (uniquement pour bilan année N-1).....	35
6.2.12. Projets subventionnés.....	35
7. LISTE DES TRAVAUX NOMINATIFS PROGRAMMÉS ET ÉVALUATION BUDGÉTAIRE PAR PROJET	36

8. PLAN DE DÉPLOIEMENT DES COMpteURS COMMUNICANTS	36
9. SUIVI DES TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION	38
10. ANNEXES	38

1. INTRODUCTION

Cette version annule et remplace le document de travail du 05/02/2026

1.1. Objectif du document

Les présentes lignes directrices ont pour but de définir le cadre standardisé dans lequel les GRD établissent leurs plans d'adaptation et programmes d'investissements, l'actualisation des travaux et budgets en cours et le bilan des réalisations de l'année précédente.

Pour simplifier la rédaction du plan et faciliter le traitement des données, un « tableur » Excel (dénommé comme tel dans la suite du document) reprend la plupart des données chiffrées. Ce tableur sera réalisé en complétant le modèle de tableur repris en annexe des présentes lignes directrices. Ce tableur est à considérer comme faisant partie intégrante du plan. Dûment complété, sa transmission est obligatoire via un support informatique, et ce de manière concomitante à la transmission du projet de plan proprement dit.

Codification des symboles utilisés :

	Nouveauté introduite par rapport à la version précédente des lignes directrices.
	Rappel – précision apportée tenant compte du retour d'expérience, notamment suite à certaines interprétations différentes rencontrées.

1.2. Principale modification pour l'exercice 2026

La mise à jour des présentes lignes directrices a été rendue nécessaire au regard du retour d'expérience de l'exercice précédent, de l'actualité mettant en évidence un besoin accru de prévisibilité et de monitoring ainsi que du changement législatif intervenu suite au décret du 19 décembre 2025.

Le contenu de la présente a fait l'objet d'une concertation avec l'ensemble des GRD, notamment lors d'une réunion de travail tenue dans les locaux de la CWaPE en date du 11 février 2026.

Les adaptations menées dans ce document reflètent fidèlement les conclusions retenues à l'issue de cette réunion et des différents échanges dans ce cadre.

Le tableur Excel qui sert d'annexe au plan a donc également été revu pour intégrer ces changements. Ce tableur est à considérer comme faisant partie intégrante du plan d'adaptation.

Principaux changements introduits dans les lignes directrices pour l'exercice 2026

1. Renforcement de la consultation publique en conformité avec la guidance ACER-CEER (durée de la consultation, publicité des réponses, stimulation de l'engagement des utilisateurs).
2. Développement de la coopération des GRD sur des investissements mutualisés en conformité avec l'article 11 du décret.
3. Rapportage concernant la coordination entre GR en conformité avec la guidance ACER-CEER.
4. Rapportage explicite de la coopération avec les réseaux en interface (conventions de coopération § 5.4.1).
5. Développement de la méthodologie appliquée pour anticiper l'évolution des flux.

6. Extension à l'injection de la prévision de charge globale.
7. Exigence de mise à jour et d'analyse des « cahiers noirs ».
8. Développement des données relatives aux état de charges des feeders et autres assets réseaux.
9. Développement du suivi des investissements de renforcement et/ou d'extension jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice et ceux permettant d'octroyer de la capacité ferme aux demandeurs flexibilisés en prélèvement.
10. Mise en place d'un rapportage des travaux aux postes pour raccordement.
11. Mise en place d'un rapportage relatif à la conformité au règlement (UE) 2019/1021.
12. Clarification du rapportage d'activité de la flexibilité commerciale.
13. Ajout du suivi des projets motivés par la sûreté (cybersecurity entre autres).
14. Mise en formulaire de certaine tables (vétusté, sécurité des cabines).

Les modifications apportées au modèle de tableur sont renseignées dans l'onglet « Modifications » du modèle lui-même.

1.3. Contexte législatif

1.3.1. Contexte européen

1.3.1.1. Directive européenne (UE) 2019/944 « Market design »

La directive européenne (UE) 2019/944 « Market design », établit à l'article 32, points 3 et 4 :

« 3. *La mise en place d'un réseau de distribution se fonde sur un plan de développement du réseau transparent que le gestionnaire de réseau de distribution publie au moins tous les deux ans et soumet à l'autorité de régulation. Le plan de développement du réseau offre de la transparence quant aux services de flexibilité à moyen et long termes qui sont nécessaires, et énonce les investissements programmés pour les cinq à dix prochaines années, l'accent étant mis en particulier sur les principales infrastructures de distribution nécessaires pour raccorder les nouvelles capacités de production et les nouvelles charges, y compris les points de recharge des véhicules électriques. Ce plan de développement du réseau inclut également le recours à la participation active de la demande, à l'efficacité énergétique, à des installations de stockage d'énergie ou à d'autres ressources auxquelles le gestionnaire de réseau de distribution doit recourir comme alternatives à l'expansion du réseau.*

4. *Le gestionnaire de réseau de distribution consulte tous les utilisateurs du réseau concernés ainsi que les gestionnaires de réseau de transport concernés au sujet du plan de développement du réseau. Le gestionnaire de réseau de distribution publie les résultats du processus de consultation ainsi que le plan de développement du réseau et soumet les résultats de la consultation et le plan de développement du réseau à l'autorité de régulation. L'autorité de régulation peut demander que le plan soit modifié. »*

1.3.1.2. Guidance ACER-CEER

La guidance ACER-CEER (juillet 2025, <https://www.ceer.eu/publication/acer-ceer-guidance-on-electricity-distribution-planning/>) vise à renforcer la planification des réseaux de distribution afin de soutenir efficacement la décarbonation, l'électrification et l'intégration massive des énergies renouvelables. Elle préconise une planification proactive sur un horizon d'au moins dix ans, fondée sur des scénarios énergétiques robustes, une identification structurée des besoins réseau et une sélection transparente des projets. Un équilibre est recherché entre investissements infrastructurels et solutions de flexibilité, évaluées de manière systématique. La coordination entre gestionnaires de réseaux de distribution et de transport est renforcée afin d'assurer la cohérence du système électrique dans son ensemble. La guidance insiste également sur l'harmonisation du contenu des plans de développement, l'amélioration de la transparence et l'implication structurée des parties prenantes. Enfin, elle souligne le rôle clé des régulateurs dans le suivi, l'évaluation et l'incitation à une mise en œuvre effective des plans de développement.

À travers les présentes lignes directrices, la CWaPE entend entamer un travail de conformité de l'exercice des plans d'adaptation à cette guidance. Pour l'exercice 2026, seule une partie des recommandations est implémentée. Le travail sera poursuivi en concertation avec les GRD dans les mois à venir.

1.3.2. Contexte wallon

Le cadre législatif a évolué en 2025. Le texte ci-dessous reprend les exigences directement applicables aux plans d'adaptation. Si le texte de la version actuelle du décret venait à être modifié entre la publication des présentes lignes directrices et la remise par les GRD des versions provisoires et définitives des plans d'adaptation, d'une manière générale, la législation applicable est celle en vigueur au moment de déposer la version provisoire.

Cette année, le contexte législatif a évolué étant donné l'entrée en vigueur du décret programme du 19 décembre 2025, concernant notamment la flexibilité en prélèvement et la coopération entre GRD. Le plan d'adaptation 2026-2031 doit en tenir compte. Les présentes lignes directrices ont été adaptées en conséquence.

Extraits du Décret du 12 avril 2001 (version consolidée) relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité :

Article 2.

Pour l'application du présent décret, il y a lieu d'entendre par : ...

30° "plan d'adaptation" : plan envisageant les projets de remplacement, de rationalisation ou de développement du réseau, établi en application de l'article 15.

Article 11.

§ 5. Dans leurs activités qui relèvent de leur mission de service public telle que définie par ou en vertu du présent décret, les gestionnaires de réseau de distribution coopèrent entre eux dans le but d'assurer une utilisation efficiente de leurs revenus autorisés, en réalisant des investissements communs et en favorisant les synergies, afin d'assurer l'interopérabilité de leurs équipements et de rechercher des économies d'échelles.

La CWaPE contrôle la mise en œuvre de cette coopération.

Le Gouvernement peut préciser les modalités d'application de cette coopération.

Article 15.

§ 1er. En concertation avec la CWaPE, et après consultation des utilisateurs du réseau et des autres gestionnaires de réseaux concernés dont les résultats sont publiés sur le site du gestionnaire de réseau, les gestionnaires de réseau établissent chacun un plan d'adaptation du réseau dont ils assument respectivement la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. Le Gouvernement précise la notion de conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.

La CWaPE établit des lignes directrices afin de préciser les modalités de la consultation visée à l'alinéa 1er.

Lors de l'élaboration de leur plan d'adaptation, les gestionnaires de réseaux envisagent notamment les mesures de gestion intelligente du réseau, de flexibilité, de stockage, d'efficacité énergétique, d'intégration des productions décentralisées et d'accès flexibles ou toute autre ressource alternative pour permettre d'éviter le renforcement de la capacité du réseau.

Les règlements techniques précisent le planning et les modalités d'établissement et de mise à jour du plan d'adaptation.

Le plan d'adaptation des réseaux de distribution couvre une période de cinq ans et, à partir de la quatrième année de la période tarifaire en cours, il permet au minimum de couvrir la période tarifaire suivante. Chaque nouvelle version du plan d'adaptation est publiée sur le site du gestionnaire de réseau de distribution lors de son établissement.

...

§ 2. Le plan d'adaptation contient une estimation détaillée des besoins en capacité de distribution ou de transport local, avec indication des hypothèses sous-jacentes, y compris les points de recharge, tenant compte de l'évolution probable de la consommation et des productions décentralisées ainsi que des mesures liées à la gestion intelligente des réseaux, et énonce le programme d'investissements que le gestionnaire de réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins (dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables) et les moyens budgétaires qu'il entend mettre en œuvre à cet effet. Chaque plan contient un rapport de suivi relatif aux plans précédents.

Le plan d'adaptation contient au moins les données suivantes :

- 1° Une description de l'infrastructure existante, de son état de vétusté et de son degré d'utilisation, en précisant pour les principaux équipements structurant au niveau de la moyenne tension, leur pyramide d'âge et la comparaison entre les mesures de pointe et leur capacité technique ;
- 2° Une estimation et une description des besoins en capacité, compte tenu de l'évolution probable de la production, des installations de stockage, de la consommation, des points de recharge, des mesures d'efficacité énergétique et de flexibilité, et des échanges avec les autres réseaux ;
- 3° Une description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés, y compris les moyens informatiques et équipements de communication et, le cas échéant, le renforcement ou l'installation d'interconnexions, ainsi qu'un répertoire des investissements importants déjà décidés, une description des nouveaux investissements importants devant être réalisés durant la période considérée et un calendrier pour ces projets d'investissement ;
- 4° La fixation des objectifs de qualité de service poursuivis, en particulier concernant la durée des pannes et la qualité de la tension ;

- 5° *La liste des interventions d'urgence intervenues durant l'année écoulée ;*
- 6° *Le plan de déploiement des compteurs communicants comprenant notamment l'identification et la justification des segments ou secteurs prioritaires visés à l'article 35, §1er, ainsi que l'état d'avancement de placement des compteurs communicants et de l'activation de leur fonction communicante ;*
- 7° *Les mesures prises dans le cadre de l'approvisionnement et du raccordement des unités de production, l'identification et la quantification des éventuels surcoûts liés à l'intégration des productions d'électricité verte, notamment la priorité donnée aux unités de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables, ou aux cogénérations de qualité ;*
- 8° *Sur la base des objectifs de production des énergies vertes, une cartographie du réseau moyenne tension et haute tension identifiant les zones nécessitant une adaptation en vue d'intégrer les productions d'électricité vertes, conformément à l'article 26 ;*
- 9° *La politique en matière de réduction des pertes techniques et administratives.*

§ 3. *Si la CWaPE constate que le plan d'adaptation ne permet pas au gestionnaire de réseau de remplir ses obligations légales, elle enjoint celui-ci de remédier à cette situation dans un délai raisonnable qu'elle détermine.*

§ 4. *Les gestionnaires de réseau sont tenus d'exécuter les investissements dont ils mentionnent la réalisation dans leurs plans d'adaptation, sauf cas de force majeure ou raisons impérieuses qu'ils ne contrôlent pas.*

§ 5. *La CWaPE surveille et contrôle la mise en œuvre des plans d'adaptation. La CWaPE impose la réalisation par les gestionnaires de réseau de tout ou partie des investissements qui auraient dû être réalisés en vertu de ces plans d'adaptation si ceux-ci sont toujours pertinents compte tenu de la version la plus récente des plans d'adaptation.*

Règlement technique électricité pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci

Le règlement technique (RTD) en vigueur au moment de la rédaction de ces lignes directrices correspond aux prescriptions de l'AGW du 27 mai 2021 (MB : 15 juillet 2021).

Les procédures d'établissement et de mise à jour du plan d'adaptation sont définies dans les articles II.1 et II.2 du RTD qui prévoient respectivement :

Art. II.1. Dans le cadre des règles opérationnelles pour la gestion technique des flux d'électricité, le GRD convient avec la CWaPE des modalités pratiques de concertation en vue de l'établissement d'un plan d'adaptation de son réseau sur base des informations telles que décrites dans le présent Titre.

Art. II.2. § 1er. Les modalités pratiques d'établissement du plan d'adaptation sont les suivantes :

1. *Conformément aux lignes directrices établies par la CWaPE en concertation avec les GRD, chaque GRD remet à la CWaPE, pour le 2 mai de chaque année, une version provisoire de son plan d'adaptation dont le contenu est défini dans le décret ;*

2. La CWaPE procède ensuite à l'examen du plan et informe le GRD de ses conclusions provisoires au plus tard le 1er juillet. La CWaPE peut convenir dans l'intervalle avec le GRD d'une date pour la présentation du plan. À cette occasion, elle peut également demander au GRD de lui fournir les informations et justifications complémentaires qu'elle estime nécessaires. Dans ses conclusions provisoires, elle peut lui imposer de revoir/compléter son plan si elle estime que celui-ci ne garantit pas que le GRD remplira ses obligations légales ;
3. Le GRD ajuste éventuellement son plan et remet, pour le 15 septembre, la version définitive à la CWaPE ;
4. Après décision favorable de la CWaPE, le plan est mis en application dès le 1er janvier de l'année suivante. Le cas échéant, le GRD se conforme aux injonctions et impositions de la CWaPE conformément aux articles 15, §§3 et 5, du décret.

§ 2. Le plan d'adaptation couvre une période correspondant à la période tarifaire et au minimum une période de cinq ans. Si les circonstances l'imposent, il peut également être adapté à tout moment et proposé à la CWaPE.

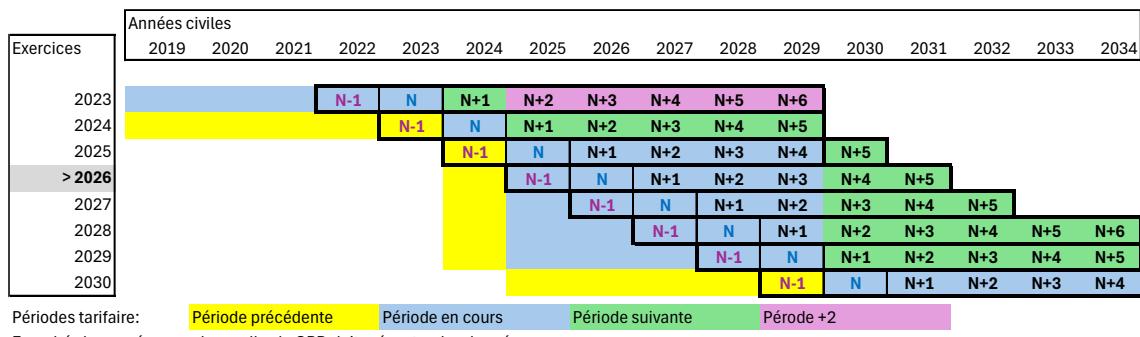
Remarque

Certains éléments demandés par le décret ne sont pas repris dans le plan d'adaptation mais font l'objet d'un rapportage spécifique dans le rapport qualité. À ce titre, ce dernier doit être considéré également comme une annexe au plan d'adaptation.

1.4. Méthodologie

1.4.1. Portée de l'exercice

Le plan d'adaptation introduit au cours de l'année N portera sur une période de 5 ans. Toutefois, à partir de la quatrième année de la période tarifaire en cours, le plan d'adaptation devra permettre au minimum de couvrir la période tarifaire suivante. Ce principe est illustré à la figure suivante :



Le tableau ci-dessous reprend la portée définie du plan d'adaptation en fonction de son année d'introduction.

Année N Année d'introduction du plan d'adaptation / année d'encours	Année N-1 Année d'inventaire	Années N+x Portée du plan d'investissement	Période(s) tarifaire(s) concernée(s)
2022	2021	2023 à 2028	2019 à 2023 et « 2024 à 2028 »
2023	2022	2024 à 2029	2024 et 2025 à 2029
2024	2023	2025 à 2029	2025 à 2029
2025	2024	2026 à 2030	2025 à 2029 (+ partie de 2030 à 2034)
>2026	2025	2027 à 2031	2025 à 2029 (+ partie de 2030 à 2034)

2027	2026	2028 à 2032	2025 à 2029 (+ partie de 2030 à 2034)
2028	2027	2029 à 2034	2025 à 2029 et 2030 à 2034

Pour la mise en œuvre de la présente lors de l'exercice 2026, il faut donc entendre par :

- Année N-1 : 2025 ;
- Année N : l'année d'exercice ; l'année d'écriture du plan soit 2026 ;
- Années N+1 et suivantes : les années de 2027 à 2031.

1.4.2. Consultation publique

Conformément au décret et à la guidance ACER-CEER, une consultation des utilisateurs du réseau et des autres gestionnaires de réseaux concernés doit être menée par les GRD. **Les résultats sont ensuite publiés sur le site des gestionnaires de réseau.**

Les modalités initiales de cette consultation ont été convenues avec les GRD au cours d'une réunion de travail tenue le 31 janvier 2024 dans les locaux de la CWaPE et adaptée ensuite en tenant compte du retour d'expérience. Elles sont les suivantes :

La consultation publique sera menée sous la forme d'une information et de la mise à disposition du document et du formulaire de réponse via le site internet du GRD concerné, annoncée dans sa newsletter et celle de la CWaPE.

La CWaPE encourage le recours à des pratiques d'engagement axées sur l'utilisateur, telles que des webinaires spécialisés, des présentations et des échanges en ligne ou en personne, des réunions ou des enquêtes afin de toucher un public large et diversifié, tel que préconisé par la guidance ACER-CEER.

Le document soumis consistera en une version du plan telle que convenue dans les lignes directrices mais expurgée des données confidentielles éventuelles¹. Les annexes chiffrées ne seront pas obligatoirement jointes.

Si des montants devaient être cités, ils devraient l'être sous une forme agrégée en insistant sur le fait que le processus se situe en amont de toute approbation par la CWaPE.

Le 1^{er} jour de consultation est fixé à la date du 2 mai, date de remise du projet à la CWaPE. La consultation prend fin minimum 6 semaines plus tard, soit le 13 juin au plus tôt. Un retard de publication entraîne automatiquement un report correspondant de la date de fin de la publication.

Les GRD se sont accordés sur une formulation commune du document destiné à recueillir les réactions des différentes parties. Le modèle de formulaire mis au point est annexé aux présentes lignes directrices (voir § 10). Il doit être personnalisé par le GRD et publié sur son site en même temps et au même endroit que le plan.

Une attention particulière sera accordée au respect des règles régissant l'emploi des langues.

À l'issue de celle-ci, le GRD assurera le traitement des réactions récoltées sous la forme d'un tableau à remettre à la CWaPE lors de la rentrée de la version définitive et reprenant :

- L'identité des intervenants ;
- La question / remarque formulée ;

¹ Le caractère confidentiel d'une information doit être justifié.

- Le traitement accordé par le GRD et en cas de refus, la raison éventuelle pour laquelle ce dernier n'a pas estimé devoir la prendre en compte ;
- Le suivi finalement accordé.

À ce stade, il ne semble pas nécessaire que des contacts spécifiques complémentaires aux contacts existants soient menés entre les GR concernés. Il est cependant convenu que le positionnement des différents GR impactés par d'éventuels travaux programmés pendant la période fasse l'objet d'une formalisation, notamment pour les points d'interface.

Les principales remarques formulées lors de la consultation publique seront également passées en revue lors de la réunion de travail prévue entre la CWaPE et les GRD pour l'examen du projet de plan et normalement programmée dans la seconde moitié du mois de juin.

Les documents (version définitive du plan d'adaptation et rapport de consultation en version anonymisée) sont publiés sur le site internet du GRD après avis favorable de la CWaPE sur le plan.

 La CWaPE constate que cette obligation n'est pas respectée en 2025. Elle attend dès lors une mise à jour des processus internes aux gestionnaires de réseau dès publication des présentes lignes directrices.

1.4.3. Consignes

Chaque projet nominatif, réalisé ou planifié, et chaque enveloppe de projets non nominatifs mentionnés dans le plan doivent être accompagnés de leurs estimations budgétaires ainsi que des métrés associés. Ces informations sont communiquées par le biais du tableau dont le layout est imposé par la CWaPE.

Concernant les montants, le GRD doit renseigner des montants incluant les frais généraux. Pour les années N et suivantes, le GRD doit tenir compte, dans les montants renseignés, de l'inflation prévue pour chaque année de l'exercice. Le taux d'inflation à appliquer est commun à tous et fourni par la CWaPE sur base des projections établies par le Bureau du Plan² pour l'Indice Santé. Ces informations sont transmises via l'onglet 'Introduction' du Tableur.

 Le GRD détaille dans son plan la méthodologie utilisée pour déterminer les prix unitaires (tenant compte de l'inflation susmentionnée, complétée si celle-ci s'avérait insuffisante par des suppléments au niveau des prix unitaires) des investissements prévus notamment en considérant les tensions observées sur les marchés des éléments de réseaux, mais également au regard d'éventuelles augmentations qui seraient constatées/anticipées au niveau des prix de la sous-traitance. Il détaille également sa politique d'anticipation de commande des éléments critiques pour satisfaire les besoins du réseau.

² Source : Bureau fédéral du plan, « Perspectives économiques 2025-2030 », Version de juin 2025 - Annexe statistique, table « Chiffres clés pour l'économie belge », <https://www.plan.be/fr/publications/perspectives-economiques-2025-2030-juin-2025>

Après avis favorable de la CWaPE, le plan est mis en application dès le 1^{er} janvier de l'année suivante et devient engageant pour le GRD, conformément au décret.

Celui-ci est donc tenu d'exécuter les investissements dont il mentionne la réalisation dans son plan d'adaptation, sauf démonstration d'un cas de force majeure ou raisons impérieuses qu'il ne contrôle pas. Dans ce cas, si le GRD est confronté à la nécessité de postposer de manière « significative » la réalisation d'un investissement ayant préalablement fait l'objet d'un avis favorable, le GRD est tenu de fournir à la CWaPE, au plus tard lors du dépôt du prochain plan, en précisant de manière circonstanciée les raisons justifiant ce changement. Le cas échéant, il atteste impérativement que le report de cet investissement n'est pas de nature à compromettre la sécurité, la fiabilité, et l'efficacité de son réseau. Si l'adaptation reportée avait été jugée importante pour la sécurité, la fiabilité ou l'efficacité du réseau, il en avertit spontanément la CWaPE.

La CWaPE surveille et contrôle la mise en œuvre des plans d'adaptation. La CWaPE impose la réalisation par les GRD de tout ou partie des investissements qui auraient dû être réalisés en vertu de ces plans d'adaptation si ceux-ci sont toujours pertinents compte tenu de la version la plus récente du plan d'adaptation.

En termes de structure, le respect strict de la présentation standard et notamment de la codification des motivations est requis.

1.4.4. Motivations

Tous les projets qui doivent être répertoriés dans les chapitres 3, 4 et 6 doivent être associés à une seule motivation parmi les motivations listées au tableau ci-dessous. Il est à noter que ces motivations et leur numérotation correspondent à la structure du chapitre 6. C'est donc à ce chapitre qu'il faut trouver les explications relatives à chaque motivation à l'exception de la motivation « Autre motivation ».

La motivation « Autre motivation » ne peut servir qu'au chapitre 3, pour justifier le passé (année N-1), mais n'est par contre pas accessible les années suivantes.

Pour information, la notion de « groupe » a été introduite dans la décision d'examen de la CWaPE sur les plans de l'exercice 2024. Ce regroupement facilite l'interprétation de haut niveau des données. Il n'a aucune incidence sur l'encodage des données.

Motivation	Groupe
E 1.1 Evolution prévisible de la consommation et pointes de charge	Besoins en capacité
E 1.2.1 Nouveaux raccordements dédiés à producteurs / stockages	Nouveaux URD
E 1.2.2 Nouveaux raccordements dédiés aux gros clients industriels	Nouveaux URD
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	Nouveaux URD
E 1.2.6 Nouveaux raccordements de clients résidentiels	Nouveaux URD
E 1.3 Problèmes de congestion constatés (surcharge)	Curatif
E 1.4 Problèmes de qualité de l'onde de tension constatés (chute de tension, etc)	Curatif
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	Curatif
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	Assainissement
E 2.2 Sécurité	Assainissement
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	Assainissement
E 2.3 Environnement	Assainissement
E.2.3.2 Transformateurs : mise en conformité PCB	Assainissement
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	Assainissement

Motivation	Groupe
E 2.5 // avec investissements Elia	Synergie Elia
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	Efficacité
E 2.7 Remplacement de compteurs	Remplacement de compteurs
E 2.8 Réseaux intelligents	Réseaux intelligents
E 2.11 Sûreté	Sûreté
Subvention GW pour accélérer la transition énergétique	Subvention GW
Autre motivation	Autre motivation

La CWaPE insiste pour que les intitulés soient repris strictement lors de l'encodage dans le tableur. Les champs correspondants ont une liste déroulante à cet effet.

1.4.5. Coopération entre GRD

En application de l'article 11 du décret, le gestionnaire de réseau explicite dans son plan les actions entreprises pour coopérer avec ses pairs dans le but d'assurer une utilisation efficiente de leurs revenus autorisés, en réalisant des investissements communs et en favorisant les synergies, afin d'assurer l'interopérabilité de leurs équipements et de rechercher des économies d'échelles.

Il est attendu que cette thématique transversale soit abordée dans une section spécifique reflétant l'intégration de cette dynamique dans la stratégie d'entreprise et dans chaque section où elle trouve application.

En référence aux conclusions des audits IT menés pour la CWaPE chez certains GRD, il est en particulier attendu que cette coopération prenne forme entre autres dans les investissements en IT/OT.

2. DESCRIPTIF DE L'INFRASTRUCTURE EXISTANTE

2.1. Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre

Un tableau spécifique correspondant à un onglet du tableur, vise à dresser un descriptif de l'infrastructure existante au 31 décembre de l'année écoulée (année N-1). Il reprend les métrés et l'inventaire des principaux équipements constitutifs des réseaux mais également certains renseignements techniques complémentaires, notamment en termes de gestion active des réseaux.

Cette annexe est reprise dans le fichier Excel dans l'onglet « Tab 0_descriptif infrastructure existante ».

Tab 0	Descriptif de l'infrastructure existante : Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre de l'année N-1
-------	--

Pour mémoire, les installations relatives à l'éclairage public (BT) ne doivent pas être reprises dans l'inventaire. De plus, seuls les investissements en lien avec les activités régulées sont à reprendre dans les PA.



Indépendamment du plan d'adaptation, la transmission à la CWaPE du rapport annuel visant à quantifier les flux ayant transité par les réseaux de distribution au cours de l'année N-1 reste attendue au plus tard pour le 31 mars de l'année N (dénommée usuellement « Annexe 3 »).

Précision concernant le comptage : Conformément à l'objectif décrit ci-dessus, les nombres de compteurs doivent refléter, par type de technologie, le nombre d'unités physiques installées et en service sur le réseau indépendamment de leurs fonctions. C'est particulièrement le cas pour les compteurs communicants pour lesquels le nombre indiqué doit reprendre tant les compteurs utilisés de manière standard que ceux utilisés en tant que compteur à prépaiement. Le rapportage à la CWaPE concernant l'activation des fonctions sociales se fait indépendamment du présent exercice.

De manière complémentaire, à partir de l'exercice 2025, le GRD fournit également, pour le territoire des communes qu'il dessert, le nombre et la puissance cumulée des usages significatifs des URD tels qu'entre autres désignés aux prescriptions de l'article I.15. § 1^{er} du RTDE. Les usages concernés pour lesquels la CWaPE demande un reporting normalisé sont ajoutés au Tab 0 du tableur. Il s'agit des pompes à chaleurs de plus de 4 kW thermique, des systèmes de stockage par batterie (raccordés en BT ou en MT) et des points de recharges³ (raccordés en BT ou en MT).

2.2. Pyramide des âges

De manière complémentaire et en adéquation avec les prescriptions du Décret, il est demandé au GRD de détailler dans ce paragraphe, la pyramide des âges des principaux équipements structurant au niveau de la moyenne tension (MT).

Le GRD fournira une description de l'état de vétusté de son infrastructure MT. Il décrira ensuite la stratégie à long terme de renouvellement de son réseau qu'il compte mettre en œuvre au regard de l'état de vétusté.

Tant que possible il fournit également ces informations pour son infrastructure BT.

3. BILAN DES RÉALISATIONS DE L'ANNÉE PRÉCÉDENTE (ANNÉE N-1)

Dans ce chapitre, le GRD dresse le bilan des projets et investissements :

- Clôturés au cours de l'année N-1 ;
- En cours au 31 décembre de l'année N-1 ;
- Reportés (retard non significatif) ;
- Reportés de manière significative ou annulés : sous réserve de la démonstration que cela ne met en péril, ni la sécurité, ni la fiabilité, ni l'efficacité du réseau.

Cette situation est dressée, pour l'année écoulée (N-1), en complétant les tableaux 1.a et 2 repris dans les onglets spécifiques du tableur. Sous peine de non-recevabilité et vu les rappels déjà formulés les années précédentes, la CWaPE insiste sur la nécessité pour les GRD de reprendre non seulement les montants (€) mais également les quantités réellement placées. Tant que possible les chiffres réels sont repris, à défaut leur meilleure estimation.

Pour les projets en cours, seuls les montants et quantités réalisés sont indiqués. Pour les projets reportés, les montants et quantités doivent être mis à zéro, à l'exception des frais déjà engagés tels que ceux liés à des études préalables.

³ Art. 2, 27^{ter} " point de recharge " : point de recharge électrique normal ou à haute puissance dont l'interface permet de recharger un véhicule électrique ou de recharger la batterie d'un véhicule électrique en vue de son échange

Tab 1	Postes budgétaires (tab 1.a : réalisé pour année N-1)
Tab 2	Bilan N-1

Dans le Tab 2 du tableur, les projets seront justifiés par les motivations décrites au § 1.4.4. Si des travaux réalisés ne correspondent à aucune de ces motivations, la motivation « Autre motivation » peut être utilisée et accompagnée d'une description détaillée.



Depuis l'exercice 2024, le Tab 1 du tableur a été adapté. De nouvelles colonnes sont ajoutées à la table en vigueur jusqu'à présent (Tables A) :

- De nouvelles colonnes présentent les sommes des quantités et montants des investissements en « Adaptation » et « Extension » (Tables B)
- De nouvelles colonnes présentent les données postes budgétaires calculées à partir des données projets. (Tables C)

Ces adaptations ont pour but de faciliter l'encodage et le contrôle.

Le GRD a 2 options pour l'encodage des données postes budgétaires :

- Soit de la manière historique dans les Tables A,
- Soit directement dans les Tables B.

Rappel

Pour la deuxième méthode et pour autant qu'il ait encodé tous les projets, il peut s'aider des Tables C.

NB : Les contrôles automatiques de cohérence PB/Projets sont maintenus. Le GRD doit donc veiller à ce que les indicateurs de couleur de l'onglet « Introduction » soient verts avant de transmettre le formulaire à la CWaPE.

À terme, l'encodage dans les tableaux postes budgétaires pourrait être abandonné pour autant qu'il n'y ait pas d'impact négatif chez les GRD.

4. ACTUALISATION DES PLANS EN COURS (ANNÉE N)

Dans ce chapitre, le GRD dresse obligatoirement le bilan des travaux significatifs en précisant ceux :

- Confirmés pour l'année N ;
- Reportés à l'année N+1 ;
- Reportés à une échéance plus lointaine (avec justification des raisons de ces reports) ;
- Annulés (avec justification des raisons de ces annulations).

Chaque projet en cours doit être présenté avec les estimations budgétaires (montants) et quantités associées même si celles-ci, s'agissant d'estimations, seront corrigées ex-post lors de l'exercice suivant. Comme prévu au chapitre 2, concernant les travaux reportés de manière significative ou annulés, l'approbation sera conditionnée à la démonstration que cela ne met en péril, ni la sécurité, ni la fiabilité, ni l'efficacité du réseau.

À l'instar du chapitre précédent, cette situation est résumée en complétant les tableaux 1.b et 3 repris dans les onglets spécifiques du tableur joint à la présentation standardisée.

Tab 1	Postes budgétaires (tab 1.b : budget approuvé pour année N)
Tab 3	Tab 3_Actualisation N

Dans le Tab 3 du tableur, les projets seront motivés par les motivations décrites au § 1.4.4.

5. IDENTIFICATION DES OBJECTIFS ET PERSPECTIVES MACROÉCONOMIQUES

Ce chapitre a pour but de poser les bases sous-jacentes aux détails donnés au chapitre suivant en ce qui concerne les perspectives à long terme des besoins en capacité, indépendamment des projets en cours, planifiés ou à l'étude.

Dans ce chapitre, le GRD établit les éléments qu'il a pris en compte pour établir les perspectives d'utilisation de son réseau et indique comment il anticipe les investissements pour pouvoir y répondre. Il formule les raisonnements qui lui permettent de traduire ces évolutions sociétales en prévision d'investissements, et ce pour chaque poste budgétaire.

NEW

Note : Cette démarche rejoint les recommandations de la guidance ACER-CEER qui définit trois piliers :
 «
Network planning typically involves the following three essential pillars:
 • *Scenario development represents the first major step of the network development process. It involves exploring and evaluating the possible evolution of electricity demand and supply, considering factors such as population growth, societal changes, economic development and technological advancements. The scenarios are a basis for identifying future capacity needs and solutions addressing them.*
 • *Identification of grid capacity needs is the second major step of the network planning process and involves determining where and when additional grid capacity may be required to ensure the grid can accommodate projected demand and supply. This subprocess builds on the existing grid infrastructure and considers scenario inputs to forecast and locate capacity gaps.*
 • *As the third major step of the network planning process, project identification and selection subprocess aims to develop the optimal solution to an identified need. Solutions may include reinforcement of grid by either building new or upgrading existing infrastructure or other nonwire solutions.*
 »
 Ces trois piliers sont couverts dans les présentes lignes directrices de la manière suivante :
 « Scenario development » : § 5.1, § 5.2, § 5.3
 “Identification of grid capacity needs” : § 5.4
 “Project identification” : § 6

5.1. Hypothèses retenues

Dans cette section, le GRD précise les hypothèses qu'il a retenues et indique le cas échéant leur origine. Il peut s'agir de textes européens, belges ou wallons (tel que le PACE), d'études réalisées sur commande du GRD ou d'une autre entité, d'études internes ou toute autre source pertinente. Il indique également les projets ou programmes de développement propres à son territoire qui ont une incidence significative. On pense, par exemple, à l'établissement des Zones d'Accélération introduites par la directive RED III ou à des projets de réallocation de territoires.

Il distingue les hypothèses qu'il a retenues dans sa planification de celles qu'il n'a pas retenues. Pour ces dernières, il évalue un risque et l'impact de ce risque sur les investissements.

Ces hypothèses sont actualisées annuellement si nécessaire. Les mises à jour sont clairement identifiées et expliquées.

5.2. Identification et quantification des (nouveaux) usages

Le GRD identifie les nouveaux usages qui seront au minimum les suivants :

- La mobilité électrique ;
- Les pompes à chaleur ;
- Le développement photovoltaïque ;
- Le développement éolien ;
- Le stockage ;
- Les datacenters.

À cette liste, il ajoute les usages qu'il juge opportuns tels que le développement du grand photovoltaïque, des réseaux de chaleur, de l'électrification industrielle, ...

Concernant les réseaux de chaleur, il établit ces perspectives en application de la Directive (UE) 2018/2001 modifiée par la Directive (UE) 2023/2413, article 24 §8 :

« 8. Les États membres établissent un cadre en vertu duquel les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité évaluent au minimum tous les quatre ans, en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de chaleur et de froid dans leurs zones respectives, le potentiel des réseaux de chaleur et de froid en matière de fourniture d'énergie d'équilibrage et d'autres services de réseau, notamment la participation active de la demande et le stockage thermique de l'électricité excédentaire produite à partir de sources renouvelables, et déterminent si le recours au potentiel identifié serait plus économique en ressources et plus efficace au regard des coûts que les solutions alternatives.

Les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité tiennent dûment compte des résultats de l'évaluation requise en vertu du premier alinéa dans la planification du réseau, les investissements dans le réseau et le développement des infrastructures sur leurs territoires respectifs. [...] »

Il identifie également les usages en décroissance.

Pour chaque usage, il donne les caractéristiques et quantifie en particulier les capacités nécessaires et les volumes d'énergie attendus pour chaque année de l'exercice et éventuellement au-delà, en fonction du scénario qu'il a pris comme hypothèse, pour le développement des véhicules électriques, des pompes à chaleur et des productions décentralisées. Il distingue les applications raccordées en HT et en BT.

Le GRD détaille la manière dont il a estimé ces quantités.

5.3. Mesures de gestion intelligente du réseau

Conformément à l'article 15, §1^{er}, alinéa 3, le GRD explicite *les mesures de gestion intelligente du réseau, de flexibilité, de stockage, d'efficacité énergétique, d'intégration des productions décentralisées et d'accès flexibles ou toute autre ressource alternative pour permettre d'éviter le renforcement de la capacité du réseau.*

Pour chacune de ces mesures, il en évalue les effets.

Les investissements correspondants aux mesures que le GRD réalise lui-même sont détaillées au § 6.2.8.

Les mesures qui ne sont pas ou pas totalement sous son contrôle telles que la tarification incitative, la fin de la compensation ou le développement de différentes formes de flexibilité commerciale sont également prises en compte dans les hypothèses de dimensionnement des investissements réseaux. À noter que certaines de ces mesures sont potentiellement déjà prises en compte dans les hypothèses (§ 5.1).

5.4. Impact sur les investissements

Sur base des nouveaux usages identifiés (§ 5.2) et des mesures de gestion intelligente du réseau (§ 5.3), le GRD indique comment il anticipe les besoins en capacité par année et pour chaque poste budgétaire. Il indique finalement comment ces besoins sont et seront intégrés aux investissements relevant du BAU en faisant référence aux projets et aux motivations.

5.4.1. Méthodologie appliquée pour anticiper l'évolution des flux

 Le GRD explique la méthodologie qu'il a suivie pour anticiper l'évolution des flux sur son réseau (des URD BT jusqu'aux interfaces avec le réseau de transport/transport local) et vérifier que ceux-ci sont bien en adéquation, au regard des investissements planifiés, avec les besoins futurs (au moins à l'horizon du plan).

Il explique sur quelles mesures/relevés il se base (mesures compteurs communicants, circuits BT télémesurés, relevés/télémesures de charge aux transformateurs MT/BT, cabines et sous-stations télécontrôlées, Qwave, etc) et comment il estime les charges actuelles sur les assets pour lesquels il ne dispose pas de relevé ou de mesures/comptages.

Il explique comment il parvient à estimer (en prélèvement et en injection) et à maîtriser les taux de charge des principaux assets de son réseau, ainsi que les plans de tension MT et BT à l'horizon du plan d'adaptation (pour parvenir à une photo réseau saine à l'issue du plan), tenant compte de la croissance organique de la demande (et donc notamment des hypothèses de croissance (bornes de recharge VE, PàC, PV et croissance au sein de la puissance contractuelle) reprises aux points 5.1 et 5.2) et des différentes demandes d'études de détail/d'orientation.

Il renseigne et explique comment il a déterminé les différents facteurs de foisonnement qu'il utilise, aux différents niveaux du réseau (Circuits BT > Cabines MT/BT > Réseau MT > Postes HT/MT, ...).

Outre le raccordement attendu des nouveaux utilisateurs et les demandes d'augmentation de puissance des utilisateurs déjà raccordés, la transition énergétique en cours nécessite une meilleure anticipation des besoins que celle réalisée par le passé, et donc une attitude plus prospective de la part du GRD (aller capter de manière proactive les besoins futurs avant leur concrétisation en demande d'étude, de manière à pouvoir préparer les réseaux le plus en amont possible). À cette fin, le GRD explique également comment il anticipe les flux liés au potentiel futur qu'il est parvenu à identifier de manière prospective (zones d'accélération identifiées, potentiels pour les futurs parcs d'activité économiques, pour les batteries, pour les futurs projets de fast-charging ou besoins futurs exprimés par les industriels notamment lors du plan puissance, et explique les autres démarches effectuées/contacts d'acteurs pris dans le but d'identifier et d'anticiper les besoins futurs, notamment les hypothèses de croissance au sein de la capacité actuelle). La CWaPE insiste sur l'importance que les exercices réalisés dans le cadre du plan puissance notamment permettent de mettre en place et de pérenniser les outils nécessaires pour aller capter anticipativement les besoins des demandeurs afin de pouvoir en tenir compte, le plus tôt possible, dans les études (notamment les études à plus long terme) du GRD et du GRT(L).

Le GRD explique également comment cette méthodologie débouche sur des projets concrets concernant les besoins en puissance. Il explique également les données qu'il transmet au GRT/GRTL permettant d'anticiper des besoins aux postes d'interface.

Le GRD explique enfin comment il tient compte des raccordements flexibles et comment il planifie les projets d'adaptation du réseau pour fournir aux demandeurs la puissance ferme demandée.

5.4.2. Outils utilisés

Le GRD explique comment il s'oriente vers une approche « data driven », si ce n'est déjà fait, et les logiciels de planification des réseaux qu'il a utilisés pour ce faire, et détaille les évolutions éventuellement en cours à ce sujet (notamment les logiciels de « load flow » utilisés et les outils de « probabilistic assessments » leur permettant d'évaluer un large spectre de conditions opérationnelles différentes).

5.5. Impact sur les autres réseaux

Les prévisions formulées ci-avant, outre leurs impacts en termes d'investissement sur le réseau du GRD ont également un impact sur les réseaux en interfaces avec celui-ci, en particulier les réseaux de transport et de transport local.

La concertation avec ces autres réseaux est donc d'une grande importance afin d'assurer que les besoins du GRD en termes de besoins en capacité et d'échange d'énergie seront également assurés. Le GRD fait état des interactions qu'il entretient avec ses pairs en conformité avec les recommandations de la guidance ACER-CEER préconisant le renforcement de la coopération et de la coordination entre GRD et entre GRD et GRT. Au minimum, il indiquera le statut des conventions de collaboration ainsi que la dernière version disponible des fichiers d'estimation des besoins de capacité de chaque interface.

À cette fin, les gestionnaires de réseau devront s'impliquer davantage dans la mise en place d'un nouvel outil visant à atteindre cet objectif de prévision aussi réaliste que possible. Ce sera notamment le cas pour l'évolution des puissances ¼ horaires dans les postes ELIA car il apparaît maintenant de manière évidente que les cahiers noirs menaient à une sous-estimation des besoins attendus sans que celle-ci ne soit dénoncée par aucune des parties concernées.

Pour l'exercice 2026 et vu l'urgence, la mise en place effective de ce nouvel outil est très hypothétique. Faute de mieux, la CWaPE demande que les GR utilisent une dernière fois la version actuelle des cahiers noirs.

La CWaPE insiste cependant sur l'urgence de développer, en parfaite collaboration en les parties concernées (ELIA et GRD) ce nouvel outil de prévisions sur une période étendue. Tenant compte de ses missions, la CWaPE sera partie prenante dans les définitions de la forme et du fond dont ce nouvel outil devra être dotés et qui servira d'outil déclencheur des investissements, tant pour les GRD si concernés que pour ELIA.

6. PLAN D'ADAPTATION (ANNÉES N+1 ET SUIVANTES)

Ce chapitre détaille les projets d'investissement pour les années à venir. Il détaille les différentes motivations qui engendrent ces investissements sur les réseaux. La section 6.1, vise à expliciter les besoins en capacité notamment issus des besoins identifiés au chapitre 5. La section 6.2 vise à expliciter les autres besoins, essentiellement lié à la maintenance et à l'amélioration des réseaux.

6.1. Les besoins en capacité

Sur base de l'analyse développée au chapitre précédent, cette première partie reprend les données et les hypothèses de base, en explique l'analyse et explicite les résultats qui seront mentionnés dans les chapitres suivants.

6.1.1. Évolution prévisible du prélèvement, de la production et des pointes de charge

6.1.1.1. Méthodologie

Voir §5.4.1.

6.1.1.2. Les postes sources HT/MT

a. Evolution globale

Dans le Tab 6.1.1.2.a, le GRD précise le taux d'accroissement général de la charge en prélèvement et en injection sur les autres réseaux qu'il prend en considération pour les années à venir. Il précise également l'évolution des volumes échangés.

Ces données sont celles qu'il prend comme hypothèse globale en complément ou à défaut de données plus précises issues de projets fermes (ceux-ci devant être repris dans le tableau des puissances garanties en prélèvement, voir ci-dessous).

Tab 6.1.1.2.a

Prévision de l'évolution des charges et des volumes d'énergie prélevée et injectée sur les autres réseaux (GRT et GRD voisins)

b. Puissance garantie en prélèvement

Le GRD reprend la liste des postes Elia auxquels il est connecté ainsi que les prévisions de charges attendues pour la période du plan (extrait des prévisions de consommation d'Elia, également appelées « cahiers noirs »).

Note : Lors de l'exercice 2025, il est apparu que les cahiers noirs ne reflétaient pas suffisamment la réalité des nouveaux projets de raccordement et la croissance organique de la charge des réseaux dans un contexte d'électrification. Un travail est dès lors en cours pour remplacer les « cahiers noirs » par un nouvel outil de prévision et de concertation entre gestionnaires de réseau. Sans attendre ces évolutions nécessaires, la CWaPE demande aux GRD de veiller à ce que les données faisant l'objet de l'examen des plans soient actualisées au plus près des dates de remise des plans provisoires et définitifs.

Pour le présent exercice 2026, n'étant pas assuré que le travail sur le nouvel outil puisse aboutir dans un délai compatible avec l'exercice des plans d'adaptation des GRD, la CWaPE demande aux GRD de transmettre leur « forecast » au format des cahiers noirs (arrêtée au 31/03/2026), conformément au point 5.5 ci-dessus.

Ces mêmes données seront remises à jour au 31/08/2026 avant la remise des plans définitifs.

Dans le cadre de l'examen de la puissance garantie pour la mise à disposition d'énergie dans le réseau de distribution, le GRD identifie les situations qui pourraient devenir critiques dans les années visées par la période du plan. Il énumère les actions prévues et, le cas échéant, fait l'état des demandes adressées à Elia pour couvrir l'augmentation de puissance.

Si des dépassements éventuels de charge p.r. Sn-1 devaient être identifiés sur certains postes à l'horizon du plan, le GRD fournit les justifications pour lesquelles les projets concernés n'ont pas pu être planifiés plus tôt (notamment au niveau de la priorisation des investissements), donne des indications sur la criticité de la situation et détaille les mesures conservatoires qu'il met en place pour faire face à ces dépassements attendus lors d'une éventuelle situation N-1.

Le GRD fournit en annexe de son plan les PV de réunions périodiques qu'il a tenu avec le gestionnaire de réseau de transport (local) concernant la planification des projets aux postes et reprenant :

- La date de tenue de la réunion et le nom des participants ;
- Par poste :
 - Les problèmes évoqués en termes de terrain, bâtiment, encombrement, infrastructures, mise à disposition de puissance, ...
 - Les principes retenus pour y faire face ;
 - Les accords voire les désaccords visant notamment :
 - Les problèmes soulevés, leur gravité et leur degré d'urgence ;
 - Les solutions techniques retenues pour les pallier ;
 - Tenant compte d'une nécessaire anticipation, les délais engageants retenus (en ce compris le phasage des travaux) ;
 - Le cas échéant la répartition des coûts.
- Les difficultés de congestion potentielles situées en amont dans l'alimentation de ces postes ; en cas de problème, la nature et le timing des mesures prévues par Elia doivent être décrits de manière engageante ;
- Les difficultés de toute autre nature qui risqueraient que les objectifs fixés lors de ces réunions de coordination puissent ne pas être rencontrés à temps.

c. Puissance garantie en injection dans le réseau de transport (local)

L'injection dans le réseau de transport/transport local et la saturation dans les postes est traitée dans le cadre des cahiers verts et rapport sur la flexibilité technique.

d. Les travaux aux postes indispensables pour pouvoir raccorder les demandeurs (prélèvement et injection)

Le GRD complète le tableau Tab 6.1.1.2.c et y reprend les travaux aux postes qui sont indispensables pour pouvoir y raccorder des demandeurs, que ça soit en production ou en injection (exemple : ajout de cellules MT dans la cabine du GRD pour raccorder un demandeur TMT).

Le GRD complète, outre le N° de projet, la description des travaux et la référence du poste concerné :

- Le nombre de demandeurs (contrats flexibles signés) impactés par ce projet ;
- La date contractuelle de raccordement du(des) demandeur(s). Si des contrats différents mentionnent des dates différentes, le GRD reprendra la première date ;
- L'information (« O ») si pour ce projet, les travaux du GRD dépendent de travaux à réaliser par le Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) ou de Transport Local (GRTL) ou (« N ») si le GRD est seul à réaliser des travaux ;
- La date de raccordement planifiée (ou réalisée). En cas de travaux à réaliser à la fois par le GRD et par le GRT(L), cette date doit être coordonnée avec le GRT(L) et correspondre à la fin de l'ensemble des travaux GRD+GRT(L) ;
- Un commentaire éventuel du GRD .

Il indique la date de la dernière mise à jour du listing (« photo réalisée le »).

6.1.1.3. Les feeders et autres échanges entre réseaux

Les GRD disposent de postes, de sous-stations, et autres cabines télécontrôlées dont ils peuvent disposer de relevés pour leurs feeders. Dans le cadre de la smartisation des réseaux, certains GRD ont également placé des compteurs AMR sur leurs feeders.

Pour l'ensemble de ses feeder MT (non seulement pour les postes et sous-stations télécontrôlées), mais à l'exclusion des feeders dédiés à des raccordements TMT, le GRD dresse un tableau reprenant, par feeder et de manière exhaustive :

- le courant maximum admissible (correspondant à la valeur de réglage du disjoncteur),
- pour l'année N-1 :
 - o le courant maximum mesuré* en prélèvement ;
 - o le courant maximum mesuré* en injection ;
 - o le type de mesure fournie (instantanée, quart-horaire, ...) ;
 - o le taux de charge correspondant [%charge] ($\max(I_{mesuré, prélèvement}, I_{mesuré, injection}) / I_{max}$).
- à l'horizon du plan :
 - o le courant maximum attendu en prélèvement (downwards) ;
 - o le courant maximum attendu en injection (upwards) ;
 - o le taux de charge correspondant [%charge] ($\max(I_{mesuré, prélèvement}, I_{mesuré, injection}) / I_{max}$).
- pour les situations les plus critiques constatées ou attendues (et au minimum lorsque le taux de charge mesuré ou attendu en prélèvement ou en injection est supérieur à 90%) :
 - o un commentaire du GRD ;
 - o les mesures conservatoires prises en l'attente de la réalisation d'un projet ;
 - o la référence du projet permettant de lever la congestion (ou mentionne « à l'étude » ou « pas encore à l'étude » en fonction du statut) ;
 - o l'année planifiée pour la réalisation du projet.

Si le GRD ne dispose pas de la possibilité de distinguer le sens du flux (via l'absence de mesure signée dans son système) pour l'ensemble de ses feeders, il reprend le courant mesuré dans la colonne « I mesuré prélèvement », sinon il complète les 2 colonnes sur base des mesures des compteurs feeders (pour REW notamment).

Afin toutefois d'harmoniser les différentes façons de compléter ce tableau par les différents GRD, la CWaPE spécifie que le courant mesuré demandé n'est pas le courant maximum mesuré pour le feeder concerné sur l'année N-1, mais bien celui correspondant au moment de la pointe synchrone du réseau du GRD, dans la configuration dans laquelle se trouve le réseau à ce moment-là, le but n'étant pas d'obtenir les charges des feeders dans des configurations non-normales du réseau mais bien d'avoir une idée de leurs taux de charges (en prélèvement au moment de la pointe en prélèvement et si possible, en injection au moment où l'injection est maximale) dans une configuration aussi normale que possible du réseau, et de pouvoir ensuite suivre et anticiper l'évolution de ceux-ci.

De plus, le tableau identifie les feeders qui participent à des échanges avec des réseaux de distribution voisins, ainsi que les projets éventuels de nouveaux feeders (les feeders TMT correspondant à des raccordements d'URD ne sont pas à prendre en compte).

Tab 6.1.1.3

Charge maximum par feeder (tableau trié par état de charge du feeder extrapolé au terme de la période couverte par le plan)

6.1.1.4. Les transformateurs de distribution et les circuits basse tension

La CWaPE souhaite pouvoir monitorer les taux de charge/les plages de tension des principaux assets des GRD, à la fin de l'année N-1 et extrapolé à l'horizon du plan, et donc notamment celui des transformateurs de distribution et des circuits BT (départs BT).

S'il ne l'a pas déjà fait, le GRD reprend la méthodologie utilisée pour

- mesurer les charges (en tenant compte des télémesures déjà placées ou envisagées dans le cadre de la smartisation des réseaux) des transformateurs

et les plages de tension des circuits BT. Il reprend également la méthodologie utilisée pour estimer les charges des transformateurs (non-télérélevés et qui ne feraient pas l'objet d'une relève manuelle) et circuits BT non équipés de compteurs communicants, le cas échéant.

Il complète le tableau « Tab 6.1.1.4_Suivi charges TFO » qui reprend les indicateurs demandés pour les transformateurs MT/MT d'une part et MT/BT et BT/BT d'autre part. Les indicateurs sont attendus pour l'injection et le prélèvement de manière distincte dans les trois situations suivantes :

- Situation mesurée (ou, à défaut estimée) au cours de l'année N-1, aux moments les plus défavorables (charge maximale (prélèvement) en hiver et injection maximale en été) ;
- La situation extrapolée à l'horizon du plan (tenant compte des accroissements de la charge et de l'injection attendus, si aucun changement de configuration de réseau n'était réalisée entretemps (à titre indicatif et facultatif). Cette colonne est une étape intermédiaire pouvant aider à compléter la colonne suivante (situation anticipée) ;
- La situation anticipée tenant compte à la fois des accroissements de la charge et de l'injection attendus, mais aussi des projets nominatifs et non-nominatifs couverts par le plan d'adaptation (et donc de la configuration finale du réseau après renforcement).

Le GRD complète le tableau « Tab 6.1.1.4_Suivi circuits BT ».

Au niveau des circuits BT, l'évaluation de leur état de santé s'effectuera sur base de la vérification de la plage de tension par rapport aux valeurs admissibles.

De la même manière que pour le tableau précédent, la CWaPE demande aux GRD de bien vouloir compléter les indicateurs dans les différentes situations suivantes :

- Situation mesurée (ou, à défaut estimée) au cours de l'année N-1 ;
- Dans la mesure du possible, la situation extrapolée à l'horizon du plan (tenant compte de l'impact sur la tension des accroissements de la charge et de l'injection attendus, si aucun changement de configuration de réseau n'était réalisée entretemps (à titre indicatif et facultatif). Cette colonne est une étape intermédiaire pouvant aider à compléter la colonne suivante (situation anticipée). La CWaPE attire l'attention du GRD que l'évolution de la tension située en amont des transformateurs MT/BT, dans le réseau MT, est également un facteur qui influence la tension BT, et qu'idéalement, le GRD devrait donc idéalement pouvoir tenir compte de l'impact des accroissements de la charge et de l'injection attendus au niveau des feeders MT. La CWaPE demande aux GRD de bien vouloir détailler ses hypothèses ;
- Dans la mesure du possible, la situation anticipée tenant compte à la fois des accroissements de la charge et de l'injection attendus, mais aussi des projets nominatifs et non-nominatifs couverts par le plan d'adaptation (et donc de la configuration finale du réseau après renforcement). La CWaPE attire l'attention du GRD que l'évolution de la tension située en amont des transformateurs MT/BT, dans le réseau MT, est également un facteur qui influence la tension BT, et qu'idéalement, le GRD devrait donc idéalement pouvoir tenir compte de l'impact des accroissements de la charge et de l'injection attendus au niveau des feeders MT. La CWaPE demande aux GRD de bien vouloir détailler ses hypothèses.

Les indicateurs demandés au « Tab 6.1.1.4_Suivi circuits BT » sont dès lors construits autour de seuils de tension représentatifs.

Les critères d'appartenance d'un circuit à une plage de tension donnée sont basés sur les tensions moyennes 15 minutes relevées par les compteurs communicants, ou d'estimations du GRD. Ils sont détaillés dans le formulaire lui-même.

Les dépassements ne seront pris en compte qu'à partir du 5e dépassement inclus (quel(le) que soit la phase ou le CC concerné, soit plus d'une heure sur la période d'analyse sur le circuit considéré), seuil à partir duquel nous considérerons que les phénomènes de dépassements deviennent significatifs et récurrents.

Un même circuit ne peut être comptabilisé qu'une seule fois dans un même sens (positivement ou négativement), même s'il dépasse plusieurs seuils (reprendre dans ce cas le dépassement du seuil le plus pénalisant).

Un même circuit peut être comptabilisé plusieurs fois dans des sens différents (positivement ou négativement), s'il dépasse à la fois des seuils à la baisse et à la hausse.

Ces indicateurs sont complétés par l'indicateur implémentant le critère variation de tension de la norme EN 50160, l'évènement 'Bad Voltage Quality' (BVQ).

Le GRD fait donc également état dans le tableau du nombre de circuits BT de son réseau, du nombre de circuit équipé en CC et de la situation de l'implémentation et de l'utilisation du BVQ.

Tab 6.1.1.4	Suivi charges TFO
Tab 6.1.1.4	Suivi circuits BT

6.1.1.5. Les investissements de renforcement et/ou d'extension jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice

Le GRD complète le tableau « Tab 6.1.1.5 ».

Tab 6.1.1.5 CBA+

Le GRD liste, dans ce tableau, les investissements de renforcement et/ou d'extension du réseau du GRD faisant suite à un projet identifié comme « économiquement justifié » à la suite d'une étude préalable/d'une analyse coût-bénéfice positive (CBA+).

Les travaux effectués pour raccorder le demandeur au réseau ne sont pas concernés par la présente exigence, qui concerne uniquement les projets de renforcement ou d'extension du réseau. La CWaPE considère effectivement, sur base de l'article 25 decies §2 du décret électricité, que le GRD a l'obligation de raccorder tous les producteurs qui en font la demande et que les analyses coût-bénéfice ne sont donc pas d'application pour des projets de raccordement au réseau.

Le GRD complète, outre le N° de projet, la description des travaux et la référence du poste concerné,

- La référence de la décision de la CWaPE qui a permis de considérer le projet d'extension ou de renforcement comme « économiquement justifié » (exemple : CD-25f12-CWaPE-1108 – le GRD mentionnera « en attente » le cas échéant) ;
- La date de signature du contrat qui déclenché le délai de maximum 5 ans pour la réalisation des travaux (contrat relatif soit au dossier concerné par la décision susmentionnée, soit un dossier ultérieur à celui-ci) ;
- La date contractuelle à laquelle le projet économiquement justifié doit être terminé (date de signature du contrat ci-dessus + maximum 5 ans en MT) ;
- Si le GRT(L) ou le GRD a fait une demande de prolongation de délai à la CWaPE, conformément à l'article 7§2 de l'AGW « T-Flex » du 10/11/2016, la référence de la décision de la CWaPE et la nouvelle échéance accordée par celle-ci ;
- L'information (« O ») si pour ce projet économiquement justifié, les travaux du GRD dépendent de travaux à réaliser par le Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) ou de Transport Local (GRTL) ou (« N ») si le GRD est seul à réaliser des travaux ;
- La date de mise en service planifiée (ou réalisée), à laquelle le producteur pourra (a pu) voir ses besoins de modulation diminuer. En cas de travaux à réaliser à la fois par le GRD et par le GRT(L), cette date doit être coordonnée avec le GRT(L) et correspondre à la fin de l'ensemble des travaux GRD+GRT(L) ;
- Un commentaire éventuel du GRD.

Il indique la date de la dernière mise à jour du listing (« photo réalisée le »).

6.1.1.6. Les investissements permettant d'octroyer de la capacité ferme aux demandeurs flexibilisés en prélèvement

Ce chapitre vise à suivre les renforcements de réseau dans les zones où la capacité de réseau est limitée ou inexistante et qui permettent d'octroyer de la capacité ferme aux demandeurs visés par l'article 26§2octies du décret électricité et ayant été flexibilisés en prélèvement.

L'art. 26 §2octies du décret électricité dispose que « *Sans préjudice de l'alinéa 3, 2°, la conclusion de contrats visés à l'alinéa 1er ne permet pas aux gestionnaires de réseau de retarder le renforcement du réseau dans les zones où la capacité est limitée ou inexistante* » et que le contrat de raccordement doit stipuler « la date prévue pour l'octroi du raccordement à hauteur de la totalité de la capacité ferme demandée ».

La CWaPE souhaite pouvoir monitorer ces dispositions dans les plans d'adaptations.

Les travaux effectués pour raccorder le demandeur au réseau ne sont pas concernés par la présente directive, qui concerne uniquement les projets de renforcement ou d'extension du réseau. La CWaPE considère effectivement, sur base de l'article 34.2°.a) du décret électricité, que le GRD a l'obligation de raccorder tout client final qui en fait la demande.

Le GRD complète le tableau « Tab 6.1.1.6 ».

Tab 6.1.1.6	Flex_prelevt
-------------	--------------

Le GRD reprend dans ce tableau tous les projets⁴ permettant d'octroyer de la capacité ferme aux demandeurs qui se sont vu octroyer, temporairement, une capacité flexible en prélèvement.

Le GRD complète, outre le N° de projet, la description des travaux et la référence du poste concerné,

- Le nombre de demandeurs (contrats flexibles signés) impactés par ce projet ;
- La date contractuelle pour l'octroi de la totalité de la capacité ferme aux demandeurs. Si des contrats différents mentionnent des dates différentes, le GRD reprendra la première date par ordre chronologique ;
- L'information (« O ») si pour ce projet, les travaux du GRD dépendent de travaux à réaliser par le Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) ou de Transport Local (GRTL) ou (« N ») si le GRD est seul à réaliser des travaux ;
- La date de mise en service planifiée (ou réalisée), à laquelle le producteur pourra (a pu) voir ses besoins de modulation diminuer. En cas de travaux à réaliser à la fois par le GRD et par le GRT(L), cette date doit être coordonnée avec le GRT(L) et correspondre à la fin de l'ensemble des travaux GRD+GRT(L) ;
- Un commentaire éventuel du GRD.

Il indique la date de la dernière mise à jour du listing (« photo réalisée le »).

Note : En l'attente de la publication d'une méthodologie permettant de déterminer « *les zones où le développement du réseau ne constitue pas la solution la plus efficace* », le GRD reprendra dans ce tableau tous les investissements nécessaires pour octroyer les capacités permanentes aux demandeurs.

6.1.2. Les nouveaux producteurs et consommateurs

Sur base des dossiers clients en cours d'exécution ou pour lesquels il a un contrat ou pour lesquels il réalise une étude et sur base des conclusions du chapitre 5, le GRD identifie les projets correspondant dans le tableau.

Les projets fermes (en cours ou contractualisés) seront nominatifs.

Les projets à l'étude et les perspectives long terme des besoins en capacité seront non-nominatifs.

6.1.2.1. Les nouveaux raccordements dédiés aux producteurs / stockages

Dans le texte descriptif, le GRD indique toute information générale à ce type de raccordement ou particulière aux projets qui méritent une explication détaillée.

Dans l'onglet qui y est dédié, le GRD dresse la liste des dossiers de raccordement d'unités de production ($P \geq 100$ kVA) ayant fait l'objet d'un avis préalable, étude d'orientation ou étude détaillée.

⁴ À l'exclusion des zones où le développement du réseau ne constitue pas la solution la plus efficace.

Les demandes d'augmentation de puissance de producteurs existants sont également visées. Il précise notamment :

- Le poste HT concerné ;
- La localisation du projet ;
- L'identité du demandeur ;
- Le type de production ;
- Le niveau de puissance ;
- Les dates importantes dans le traitement du dossier (depuis l'avis préliminaire jusqu'à la mise en service) ;
- Le statut actuel ;
- Si une adaptation du réseau est nécessaire ; si cette dernière est déjà programmée, la référence en est fournie de même que les échéances retenues.

Lorsque les demandes de raccordement nécessitent une réponse d'Elia, le GRD les mentionne avec leur date ainsi que leur statut et une prévision de leur évolution.

Le GRD indique également si des problèmes de capacité d'accueil dans son réseau ou sur le réseau de transport / transport local sont à craindre et, le cas échéant, quelles sont les adaptations prévues.

Le GRD procède de même pour le raccordement des unités de stockage.

Tab 6.1.2.1

Liste des projets de production de 100 kVA et plus ayant fait l'objet d'une demande d'étude

Il veille à ce qu'il y ait une continuité de l'information avec le plan d'adaptation précédent voire, avec le rapport spécifique traitant de la flexibilité. Il indique notamment les demandes qui ont été annulées depuis le dernier plan. Un dossier qui est renseigné comme réalisé ou abandonné ne doit plus apparaître dans le plan suivant.

6.1.2.2. Les nouveaux raccordements dédiés aux gros clients industriels

Le GRD dresse la situation des dossiers de raccordement visant des clients industriels. Il indique les tendances générales sur son territoire et fait état des difficultés et avancements sur les dossiers complexes.

Note : Le suivi de ces dossiers dans le contexte de l'électrification revêt néanmoins une importance cruciale. En ce qui concerne la constitution de liste de projets, d'une part la proposition de révision du RTDE actuellement soumise à concertation prévoit l'abaissement du seuil des projets « CAPAC » à 250 kVA. Ces projets devront dès lors apparaître dans les « cahiers noirs ». D'autre part, un travail d'inventaire a été entrepris par le cabinet de la Ministre de l'énergie. La CWaPE souhaite donc voir aboutir ces travaux avant d'exiger un reporting formaté sous forme de table.

6.1.2.3. Les nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels importants

À l'instar du paragraphe précédent, le GRD dresse la situation des projets visant l'établissement de nouveaux zoning ou lotissements résidentiels importants. Il indique les tendances générales sur son territoire et fait état des difficultés et avancements sur les dossiers complexes.

Note : Même remarque qu'au § 6.1.2.2

6.1.2.4. Supprimé

Motivation obsolète – supprimée intentionnellement
Section conservée pour maintien de la numérotation

6.1.2.5. Supprimé

Motivation obsolète – supprimée intentionnellement
Section conservée pour maintien de la numérotation

6.1.2.6. Les nouveaux clients résidentiels

Dans ce paragraphe, le GRD dresse la situation et ses prévisions en termes d'évolution du nombre de raccordements de clients résidentiels.

6.1.3. Les problèmes de congestion (surcharges)

Les sections 6.1.3, 6.1.4 et 6.1.5 portent sur les actions et les projets menés de manière curative pour résoudre des problèmes avérés (suite à une plainte client ou par constatation du GRD lui-même) ou imminents.

Le GRD décrit la manière par laquelle il identifie les problèmes de congestion. L'anticipation a plus long terme est traitée au § 6.1.1.3 concernant les feeders.

Si le GRD dispose d'un logiciel pour étudier systématiquement tous les problèmes de congestion qui pourraient survenir dans son réseau, il identifie le logiciel, donne l'avancement de l'analyse et les adaptations qui en résultent.

Si le GRD n'a pas encore étudié systématiquement les problèmes de congestion qui pourraient survenir sur son réseau, il le signale et décrit au moins ceux qu'il a déjà rencontrés ou qui lui sont connus et les mesures qu'il a prévues.

Dans son analyse, il différencie les parties maillées et non maillées de son réseau.

6.1.4. Les problèmes de qualité de tension constatés (chutes de tension, surtensions, flicker, ...)

Le GRD rappelle les critères contractuels (critères de l'EN 50160 ou critères plus stricts).

Il décrit les problèmes qu'il a lui-même détectés et détaille les solutions qu'il compte apporter pour y faire face.

Dans le cadre de la prévision ou de la quantification des problèmes de tension, le GRD décrit dans le rapport qualité les procédures et moyens mis en œuvre pour la gestion des données de terrain et des problèmes remontés par les URD.

6.1.5. Adaptations suite aux coupures non planifiées

6.1.5.1. Les coupures en BT

Le GRD reprend les adaptations décidées à la suite de l'analyse des interruptions d'accès effectuée dans son rapport qualité.

6.1.5.2. Les coupures en MT

Le GRD reprend les adaptations décidées lors de l'analyse effectuée dans son rapport qualité.

6.2. Autres aspects à prendre en compte

6.2.1. Remplacements pour cause de vétusté

Le GRD répertorie et quantifie sous cette rubrique les éléments vétustes de son réseau MT et BT (lignes Cu nu, supports bois, anciennes cabines...) et précise le programme de remplacement.

En ce qui concerne les lignes en Cu nu, il précise les longueurs en BT et en MT, le pourcentage que cela représente par rapport aux réseaux BT et MT et le programme annuel de remplacement. Il fait la distinction entre les lignes obsolètes et celles qui ne nécessitent pas de remplacement à moyen terme car en bon état et d'un diamètre de conducteur suffisant. Il résume la situation des lignes en Cu nu dans un tableau qui reprend pour la BT et la MT : les km de lignes en Cu nu, les km considérés comme obsolètes, le taux de remplacement annuel et la durée totale d'assainissement.

Cette synthèse doit être encodée dans le tableur (« Tab 6.2.1 vétusté »), reproduite dans le texte descriptif du plan et reprend les données chiffrées suivantes :



Situation au 31 décembre de l'année N-1 (31/12/202..)	Réseau Moyenne Tension			Réseau Basse tension		
	MT aérien	MT souterrain	Total MT	BT aérien	BT souterrain	Total BT
Longueur totale des réseaux (km)						
Longueur totale du cuivre nu (km)						
Dont Cu de faible section ou très vétuste (km)						
Remplacement moyen cuivre nu (km/an)						

Tab 6.2.1 Vétusté

6.2.2. Interventions pour raison de sécurité

6.2.2.1. Sécurité générale

Le GRD reprend ici les adaptations dont la première motivation est la sécurité du public et de son personnel. Il fait donc l'inventaire des éléments de son réseau qui peuvent présenter des problèmes de sécurité en situation normale ou dégradée et définit les mesures d'amélioration et leur planification.

Il explique également comment sont gérées les remarques importantes de l'organisme agréé et cite celles qui nécessitent des adaptations.

6.2.2.2. Distances de sécurité

Le GRD fait l'inventaire des problèmes de distances de sécurité (problèmes de surplomb ou de rapprochement latéral) qui entraînent des modifications de son réseau. Il donne les informations pour l'année en cours et les prévisions pour les années suivantes.

6.2.2.3. Sécurité des cabines (Code du Bien Être au Travail (Livre III, Titre 2))

Le GRD définit son programme pour l'analyse in situ des risques dans ses cabines MT, la définition et la mise en œuvre des actions préventives. Il précise l'état d'avancement de l'analyse, les adaptations programmées et celles qui sont déjà réalisées. Il fait la distinction entre les cabines et les postes. Il indique le nombre approximatif de cabines qu'il compte rénover annuellement.

Chaque année, le GRD met à jour le tableau en tenant compte des cabines qu'il a mises en conformité (partiellement ou totalement). À partir de l'exercice 2025, le statut vert/orange/rouge se réfère à la situation atteinte sans plus se référer à une analyse externe.

Le GRD indique également le nombre de cabines qu'il prévoit de rénover / mettre à niveau, en moyenne et par an sur la période considérée (N cabines/an). Si toutes les cabines n'ont pas encore été visitées, il fait également état de son plan pour qu'elles le soient dans un délai raisonnable. Le GRD veille également à la cohérence du nombre total des cabines/PTA répertoriées sous cette rubrique et les chiffres repris dans le descriptif de l'infrastructure.

Le tableau suivant doit être encodé dans le tableur (« Tab 6.2.2.3 sécu cab ») repris dans le texte descriptif du plan.

	Nombre d'équipements du GRD	
	Cabines au sol	PTA
Nombre total du GRD (équipements clients exclus) au 31/12/ N-1		
Vert		
Orange		
Rouge		
Nombre annuel de cabines ou de PTA qu'il est prévu de rénover (entièlement ou significativement) au cours de la période du plan (année N+1 à N+x)		

NB :

- **Vert** : installations déclarées conformes au Code du Bien Être au Travail (Livre III, Titre 2) ;
- **Orange** : installations déclarées non conformes au Code du Bien Être au Travail (Livre III, Titre 2) mais avec non-conformités mineures n'entrant pas de situations jugées dangereuses ;
- **Rouge** : installations déclarées non conformes au Code du Bien Être au Travail (Livre III, Titre 2) : non-conformités majeures pouvant entraîner des situations jugées dangereuses.

Tab 6.2.2.3 sécu cab

6.2.3. Environnement

6.2.3.1. Politique générale

Le GRD définit et quantifie sa politique en matière d'enfouissement des lignes (MT + BT) et d'amélioration générale de l'environnement. Si des adaptations résultent spécifiquement de sa politique, il en détaille les mesures.

6.2.3.2. Transformateurs : mise en conformité PCB

Le règlement (UE) 2019/1021 du Parlement européen et du Conseil du 20 juin 2019 concernant les polluants organiques persistants exigeait le recensement et le retrait de la circulation des équipements (par exemple, les transformateurs, condensateurs ou récipients analogues renfermant des stocks de liquides) qui contiennent un volume supérieur à 0,05 dm³ de liquide dont la teneur en PCB (Polychlorobiphényles) est supérieure à 0,005 % dans les meilleurs délais et au plus tard le 31 décembre 2025.

Constatant que tous les GRD ne sont pas parvenus à respecter ces impositions, étant donné le nombre de transformateurs potentiellement concernés, la CWaPE demande aux GRD de prévoir les projets nécessaires pour se mettre en conformité avec ce règlement européen, sous la motivation « E 2.3.2 Transformateurs : mise en conformité PCB ».

De plus, comme constaté lors de la consultation publique d'ORES, le secteur de l'eau est demandeur de pouvoir lui-même croiser les données de localisation et de risque des transformateurs concernés avec les zones de captage (disponibles sur WalOnMap) pour lui donner l'assurance de l'absence de risque de contamination et d'être rapidement informé en cas de risque avéré, afin de pouvoir sécuriser l'alimentation en eau.

La CWaPE demande donc à chaque GRD de faire état d'un plan de mise en conformité des cabines⁵ concernées, reprenant au minimum les informations suivantes, et d'annexer celui-ci et la preuve de son envoi au secteur de l'eau, à son plan d'adaptation :

- l'état d'avancement de la campagne de recensement (prélèvements et analyses) et les résultats obtenus ;
- un plan de mise en conformité géoréférencé reprenant l'ensemble des transformateurs non conformes, les dates planifiées pour leur remplacement et spécifiant la proximité avec des zones protégées (zones de captage d'eau, Natura 2000, etc).

6.2.3.3. Actions spécifiques

Sous cette rubrique, sont repris les travaux, dont la première motivation est l'amélioration de sites, effectués par le GRD, soit d'initiative, soit sur demande d'instances officielles (communes, monuments et sites...).

6.2.4. Harmonisation des plans de tension

Le GRD décrit les différents niveaux de tension (MT + BT) existants sur son réseau et précise sa politique en matière d'harmonisation ainsi que la planification, le cas échéant.

6.2.5. Parallèle avec les investissements Elia

Le GRD cite sous cette rubrique les adaptations rendues nécessaires par les investissements décidés de commun accord entre Elia et le GRD.

Si des modifications conséquentes pressenties par Elia en termes d'alimentation en puissance des installations MT de distribution installées dans les postes, devaient risquer d'impacter financièrement et de manière significative un GRD, ces projets doivent impérativement faire l'objet d'une analyse conjointe démontrant, à l'issue d'une étude présentant un haut niveau de précision et de certitude, que la solution finalement retenue correspond bien à l'optimum technico-économique à long terme pour la collectivité.

⁵ Nous entendons par là aussi bien les cabines au sol, que tous les transformateurs aériens.

Ainsi donc, en pareilles circonstances, la CWaPE demande :

1. Préalablement à toute mise en œuvre de travaux de cette nature, la réalisation d'une étude conjointe entre les GRD concernés et Elia ;
2. La fourniture à la CWaPE de la liste exhaustive des travaux et répartition des coûts induits par la solution retenue, et ce, préalablement à toute mise en œuvre et au plus tard le jour de la remise du projet de plan des GRD concernés ayant accepté de reprendre ce genre de travaux à la liste des projets programmés ;
3. La liste exhaustive des scénarios alternatifs envisagés et les raisons objectives pour lesquelles ils n'ont pas été retenus ;
4. La cosignature de toutes les parties concernées, d'un seul et même document reprenant cette étude et attestant qu'elle représente bien, à leurs yeux, la solution technicoéconomique optimale permettant d'atteindre l'objectif défini supra ;
5. De mentionner nominativement ces travaux au niveau de leur plan d'adaptation sous la motivation : « E 2.5 // avec investissement Elia ».

Il identifie également de manière très claire les divergences éventuelles rencontrées avec Elia (solution technique, délais, ...).

Il fait également l'inventaire et l'état d'avancement des points éventuellement en discussion avec Elia, sauf si déjà repris au § 6.1.1.

6.2.6. Amélioration de l'efficacité

6.2.6.1. Efficacité du réseau

Il s'agit de toutes les adaptations qui permettent une meilleure exploitation du réseau, diminuent les temps de coupure, diminuent le nombre de consommateurs coupés en cas d'incident, réduisent les temps d'intervention...

6.2.6.2. Efficacité énergétique

Le GRD précise les mesures qu'il va prendre en matière d'efficacité énergétique.



À cet effet, il détaille notamment les conditions dans lesquelles le GRD estime nécessaire de mener la conversion des réseaux 3x230 en 3N400.

6.2.6.3. Réduction des pertes techniques

Le GRD précise les mesures déjà prises, ou à prendre, pour diminuer les pertes techniques.

6.2.6.4. Réduction des pertes administratives

Le GRD définit les mesures destinées à diminuer les pertes administratives, dont les fraudes.

6.2.7. Remplacement des compteurs

6.2.7.1. Compteurs à budgets (hors compteurs communicants)

Dans un souci de simplification administrative, un rapportage spécifique (OSP) étant déjà rentré à la direction socio-économique de la CWaPE, aucun renseignement particulier n'est à fournir à ce sujet dans les plans d'adaptation.

6.2.7.2. Compteurs « communicants »

En parfaite cohérence avec les scénarios de développement et autres données financières initialement rentrées à la CWaPE (dont le rapport en vue de la collecte d'informations dans le cadre du déploiement de compteurs intelligents), le GRD confirme sa stratégie en cette matière. Il précise et quantifie ses objectifs, le planning et les moyens prévus pour y faire face au cours de la période couverte par le plan. Pour ce faire, les quantités et montants des investissements réalisés (bilan N-1) et en cours (année N) ainsi que les prévisions en la matière au cours de la période totale couverte par le plan, sont renseignés tant au niveau des postes budgétaires que des projets.

Les données chiffrées de la trajectoire de déploiement sont reprises dans le tableau selon les instructions indiquées au chapitre 8.

6.2.8. Evolution vers les réseaux « intelligents »

Conformément au décret, le GRD explique la manière dont il a envisagé, dans les limites permises par le décret, les mesures de gestion intelligente du réseau, de flexibilité, de stockage, d'efficacité énergétique, d'intégration des productions décentralisées et d'accès flexibles ou toute autre ressource alternative pour permettre d'éviter le renforcement de la capacité du réseau. Il expose les projets et réalisations, investissements et appels au marché qui découlent de cette stratégie.

Le GRD détaille explicitement les alternatives à l'investissement réseau qu'il met en œuvre, notamment au niveau de la flexibilité commerciale.

En particulier, le GRD fait le point sur les projets et réalisations relevant de cette démarche. Il détaille notamment :

- Le développement de capacités d'observation, de contrôle et de prévision des flux d'électricité en vue d'assurer la gestion opérationnelle du réseau, notamment via le placement de nouveaux outils et/ou instruments de mesure permettant de mieux appréhender l'état instantané du réseau et de mieux le gérer ;
- La collecte et l'exploitation de ces mesures ;
- En termes de gestion technique des flux d'électricité : les systèmes de pilotage en temps réel envisagé et / ou mis en œuvre, en ce compris la flexibilité technique ;
- Les stratégies de recours à la flexibilité commerciale dans la gestion des congestions de son réseau ;
- Les projets et / ou la mise en œuvre de nouvelles applications ;
- Les méthodes de gestion active de la demande auxquelles il a (ou envisage d'avoir) recours ;
- La politique de communication avec les utilisateurs du réseau destinée à assurer le succès de cette évolution.

Les projets informatiques pour le pilotage, le diagnostic, le dimensionnement ou la localisation (exemple, le GIS) des réseaux sont identifiés de manière explicite dans le texte descriptif accompagnant le plan. Les informations attendues à leur sujet sont notamment une description technique, les bénéfices attendus en termes qualitatifs.

Point d'attention : tout projet d'investissement en moyens informatiques faisant l'objet d'une demande de subvention par le Gouvernement Wallon doit répondre aux exigences définies dans le décret y relatif. Ces exigences imposent notamment que ces projets soient repris dans les plans d'adaptation. Ils doivent alors figurer dans les tables 'projets' (Tab 2, Tab 3 et Tab 7) avec la motivation ad hoc (voir §6.2.12).

6.2.9. Mesures de flexibilité

6.2.9.1. Flexibilité technique

Le GRD décrit dans ce chapitre les processus qu'il met en place, conformément au cadre réglementaire, pour permettre si nécessaire le raccordement flexible, que ce soit en injection ou en prélèvement. Le cas échéant, il nomme et décrit le type de contrat qu'il propose.

Les investissements prévus pour convertir les capacités flexibles en capacités permanentes sont décrit au § 6.1.1.5

6.2.9.2. Flexibilité technique en injection

Le rapportage T-Flex fait partie d'un rapportage annuel des GRD dédié à cette thématique. Sur base de ces rapports, la CWaPE publie un rapport synthétique.

6.2.9.3. Flexibilité technique en prélèvement

Suite l'entrée en vigueur du décret du 19 décembre 2025, des dispositions doivent être prises pour en assurer le suivi de manière périodique. Ce rapportage sera organisé en dehors de l'exercice plan d'adaptation.

6.2.9.4. Flexibilité commerciale

Pour le territoire des communes qu'il dessert, le GRD dresse le bilan de la flexibilité commerciale.

Dans la partie descriptive de son plan, le GRD décrit l'état d'avancement des projets qu'il entend mener/ qu'il mène pour développer des produits de flexibilité liés à la gestion de la congestion.

Les données relatives à la flexibilité commerciale sont à renseigner dans le Tab 6.2.9.4

Tab 6.2.9.4

C-Flex

Cet onglet est constitué de trois tableaux :

a. *Produits pris en charges par le GRD*

Pour chacun des produits repris au tableau « Types de produits disponibles », il indique avec le code couleur adéquat, les produits pris en charge sur son réseau et reproduit ce tableau dans la partie descriptive de son plan.

		Model			
Product	Grid	ToE Central Settlement Model	ToE Corrected Model	Opt-out	Pass-Through
FCR		ToE Not Applicable			
mfRR	Transmission & local transport	Since 2018	Q3-2025	Since 2018	Since 2020
	HV-MV distribution	Since 2018	TBD	Since 2018	Since 2020
	LV distribution (<= 1 kW)	head Q1-2026 sub Q1-2027	TBD	head Q1-2026 sub Q1-2027	head Q1-2026 sub Q1-2027
aFRR	Transmission & local transport	Q3-2025	Q3-2025	Since 2021	Since 2021
	HV-MV distribution	Q3-2025	TBD	Since 2021	Since 2021
	LV distribution (<= 1 kV)	Poc Q1-2026 Q3-2026	TBD	Since 05/2024	Since 05/2024
DA/ID	Transmission & local transport	Since 2021	TBD	Since 2021	Since 2021
	HV-MV distribution	Since 2021	TBD	Since 2021	Since 2021
	LV distribution (<= 1 kV)	TBD	TBD	TBD	TBD
CRM	Transmission & local transport			Prise en charge par le GRD :	
	HV-MV distribution			Oui	
	LV distribution (<= 1 kV)			Non	
SDR	Transmission & local transport			N.A	
	HV-MV distribution				
	LV distribution (<= 1 kV)				

b. Rapport des activités de flexibilité

Dans le tableau « Rapport d'activité pour l'année N-1 », il donne une liste détaillée ou agrégée des contrats actifs ainsi que le nombre d'activations enregistrées, le nombre d'activation et les puissances activables.

c. Refus d'accès à la fourniture de service de flexibilités

Enfin, il donne la liste de toutes les NFS qui ont donné un résultat négatif et complète les données requises pour chaque refus dans le tableau « Liste des NFC négatives pour l'année N-1 »

6.2.10. Investissements en sûreté

 Les investissements prévus en vue de garantir la résistance et la résilience du réseau face aux menaces intentionnelles, qu'elles soient d'ordre physique ou informatique (cyber) sont repris sous cette motivation.

Le GRD indique la prise en compte des risques et reprend les montants qui y sont alloués dans un projet par années, sous la motivation « E 2.10 Sûreté ». La description indiquera s'il s'agit d'investissement matériel ou informatique.

Les montants investis sous cette motivation seront repris dans les projets sous l'item « Autre ». Le GRD précisera dans son plan la nature exacte de l'investissement.

6.2.11. Autre motivation (uniquement pour bilan année N-1)

Le GRD décrit tout autre investissement qu'il a réalisé et qui ne rentre dans aucune des catégories décrites aux § 6.1 et § 6.2.

Cette motivation ne doit servir que pour le réalisé N-1 et est à justifier.

6.2.12. Projets subventionnés

La motivation « Subvention GW pour accélérer la transition énergétique » est maintenue pour permettre l'identification des projets prévus dans le cadre des subventions octroyées par le Gouvernement Wallon (GW), tant pour les projets déjà acceptés par ce dernier que ceux pour lesquels une demande en cours et ceux qui feront l'objet d'une demande.

Une décision de refus du GW ou une modification des données d'un projet entraîne la mise à jour du plan d'adaptation.

7. LISTE DES TRAVAUX NOMINATIFS PROGRAMMÉS ET ÉVALUATION BUDGÉTAIRE PAR PROJET

Dans ce chapitre et à l'instar des travaux de l'année N-1 et N définis respectivement dans les chapitres 3 et 4, le GRD précise, par poste budgétaire, les estimations relatives aux projets et investissements prévus pour les années N+1 à N+5 (voir N+6).

Pour ce faire, pour chaque **projet**, le GRD détaille les montants des investissements en les ventilant par poste budgétaire. La quantité des projets non-nominatifs est aussi réduite que possible.

Tab 7	Détails N+1 et suivantes
-------	--------------------------

Il complète également, par année, les montants qu'il alloue à chaque poste budgétaire dans les tableaux 1.c à 1.g repris dans l'onglet « Postes budgétaires »

Tab 1	Postes budgétaires (tab 1.c à 1.g : budget pour les années N+1 et suivantes)
-------	--

Le tableur contient des onglets de calcul qui analysent les éléments contenus dans différents tableaux des onglets d'encodage, les synthétisent et en vérifient la cohérence. C'est particulièrement le cas des encodages projets et postes budgétaires pour lesquels il est impératif d'atteindre une parfaite égalité par année entre les postes budgétaires encodés de manière globale et la somme des postes budgétaires encodés par projets.

8. PLAN DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS

Tab 8	Déploiement CC
-------	----------------

L'objectif de cette section est de répondre à l'Article 15 du décret :

« le plan de déploiement des compteurs communicants comprenant notamment l'identification et la justification des segments ou secteurs prioritaires visés à l'article 35, §1er, ainsi que l'état d'avancement de placement des compteurs communicants et de l'activation de leur fonction communicante ; »

Étant donné les dernières évolutions de l'article 35, la notion de segments prioritaires se réduit au profit d'un déploiement complet. Le formulaire a donc été simplifié en conséquence.

Le tableau du Tab 8 sert au suivi du déploiement des compteurs communicants et au rapportage par la CWaPE prévu à l'article 35, § 2 du décret.

Explication relative aux données à renseigner :

- Nombre de compteurs communicants placés ou prévus au cours de l'année concernée : le nombre de compteurs communicants installés (ou à installer) au cours de l'année N.
- Nombre cumulé de compteurs communicants au 31 décembre de l'année concernée : le nombre total de compteurs raccordés sur le réseau au 31 décembre de l'année concernée.
- Nombre total de compteurs BT <=56 kVA au 31 décembre de l'année concernée : le parc total de compteurs <=56 kVA du GRD estimé au 31 décembre de l'année concernée (toutes technologies confondues).

- *Avancement du déploiement CC global =*
Nombre cumulé de compteurs communicants au 31 décembre
/ Nombre total de compteurs BT<56kVA (parc total)
- Cas de refus ou impossibilité technique ou non économiquement raisonnable :
 - Nombre de CC placés dont la fonction communicante a été désactivée (en cours d'année N-1) : le nombre de compteurs communicants placés dont le GRD a dû désactiver la fonction communicante suite à des cas de refus ou d'impossibilité technique ou de coûts non économiquement raisonnables.
 - Nombre de compteurs placés non dotés de la capacité de transmettre et de recevoir des données (en cours d'année N-1) : le nombre de compteurs placés non dotés de la capacité de transmettre ou de recevoir des données suite à des cas de refus ou d'impossibilité technique ou de coûts non économiquement raisonnables.
 - Nombre total de cas pour lesquels le compteur n'a pu être changé (situation au 31 décembre de l'année N-1) : le nombre total de raccordements faisant partie de la cible de déploiement pour lesquels les tentatives d'installation d'un compteur communicant ont échoué suite à des cas de refus ou d'impossibilité technique ou de coûts non économiquement raisonnables.
- Nombre d'activations de la fonction communicante (en cours d'année N-1) : le nombre d'activation de fonctions communicantes au cours de l'année N-1. Les nouveaux compteurs ainsi que les réactivations de la fonction communicante doivent être comptabilisés.
- Nombre de compteurs dont la fonction communicante est active (au total, situation au 31 décembre de l'année N-1) : le nombre cumulé d'activations de la fonction communicante à fin d'année N-1.
- Nombre de compteurs communicants dont les courbes de charge sont relevées quotidiennement (au total, situation au 31 décembre de l'année N-1) : Il s'agit de la somme du nombre de compteur enregistré en SMR3 et du nombre de compteur SMR1 dont les données ¼ horaire sont relevées par le GRD sans être transmises au marché (pour application du tarif incitatif ou autre).
- Nombre de compteurs pour lesquels l'envoi des données de tensions vers le GRD est effectif (situation au 31 décembre N-1) : le nombre de compteur desquels le GRD relève les données de tensions (historiques ou événements) dans le cadre de sa gestion du réseau (autre que comptage).

Tab 8b

CC Defaut de paiement

Tab 8c

Refus URD - GRD

Dans un souci de simplification, le formulaire de rapportage OSP « Formulaire statistiques Compteur intelligent » est maintenant intégré au tableur des plans d'adaptation. Jusqu'en 2023, ce formulaire était envoyé de manière indépendante et une réponse était attendue de la part des GRD pour le 31 mars de chaque année.

En conséquence de ce changement, la CWaPE n'attend qu'une seule réponse dont l'échéance est alignée sur le planning du processus des plans d'adaptation, soit le 2 mai de chaque année.

Note importante : Bien que l'échéance du 2 mai soit applicable à la remise des plans d'adaptations « provisoires », il est attendu que les données rapportées dans les onglets Tab 8, Tab 8b et Tab 8c soient des données validées afin que le processus de rapportage OSP puisse être mené à son terme sans attendre les plans « définitifs ».

9. SUIVI DES TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION

Tab 9

Suivi P Tfos

Le GRD complète le tableau en précisant le nombre de transformateurs a installé et qu'il prévoit d'installer par an et par puissance de transformateur (pour les cabines réseaux et pour les postes de transformation aériens).

Précisions pour le remplissage du tableau :

Situation au 31/12/N-1 : cette ligne reprendra le bilan des transformateurs existants sur le réseau à cette date.

L'année N-1 reprend le total de nouveaux transformateurs installés au cours de l'année (sans compter les désaffections).

Les années N et N+x reprennent les meilleures prévisions de transformateur à installer au cours de l'année considérée (sans compter les désaffections), compte tenu des projets nominatifs et non nominatifs connus.

En complément du tableau du Tab 9, le GRD indique dans son texte descriptif accompagnant le plan s'il fait usage de transformateurs autorégulants. Si c'est le cas, il en donne le nombre installé et les prévisions et en explique les cas d'utilisation et les principes de régulation.

10. ANNEXES

- PAelec_Formulaire_ex2026.xlsx, fichiers disponibles sur le [site de la CWaPE](#)
- consultation-PA-GRD-26-30_comment-sheet_Template.xlsx, modèle de formulaire de consultation publique.