Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Commisssion fédérale de l'électricité
Secrétariat technique

Guide d'utilisation du fichier de

Comptabilité analytique

des tarifs 2027

Table des matières

I. Introduction et présentation générale ... 8
1 Principes relatifs au fichier de comptabilité analytique ... 8
1.1 Généralités ... 8
1.2 Bases de calcul ... 8
1.2.1 Coûts effectifs, principe de l'année de référence (« année de base ») et valeurs prévisionnelles ... 8
1.2.2 Taux d'intérêt applicables ... 9
1.3 Modifications des bases légales ... 10
1.3.1 Différences de couverture ... 10
1.3.2 Acte modificateur unique ... 10
2 Fichiers web : utilisation et indications ... 11
2.1 Utilisation des fichiers web et principales fonctions ... 11
2.2 Dynamique des formulaires ... 11
2.3 Champs vides ou absence de saisie ... 11
2.4 Formulaires Excel ajoutés en complément ... 11
3 Questions et assistance ... 12
II. Explications relatives aux diverses parties du fichier (formulaires) ... 13
1 Données de l'entreprise (comptabilité analytique, formulaire 1) ... 13
1.1 Coordonnées (comptabilité analytique, formulaire 1.1) ... 13
1.1.1 Aperçu et version ... 13
1.1.1.1 Généralités ... 13
1.1.1.2 Degré de détail des relevés : version complète ou version light ... 13
1.1.2 Renvoi de la page « Coordonnées » ... 13
1.1.3 Entreprise gérante ... 14
1.1.4 Personne de contact pour renseignements ... 14
1.1.5 Autres activités de l'entreprise ... 14
1.1.6 Présentation des comptes ... 14
1.1.6.1 Généralités ... 14
1.1.6.2 Comptes annuels de réseau ... 15
1.2 Structure du réseau (comptabilité analytique, formulaire 1.2) ... 15
1.2.1 Aperçu ... 15
1.2.2 Niveau de réseau propre le plus élevé ... 15
1.2.3 Clients revendeurs ... 16
1.2.4 Points de mesure ... 16
1.2.5 Destinataires de factures ... 17
1.2.6 Communes approvisionnées ... 17
1.2.7 Soutirage des clients finaux ... 18
1.3 Régulation Sunshine (comptabilité analytique, formulaire 1.3) ... 18
1.3.1 Généralités ... 18
1.3.2 Encaissement des factures ... 18
1.3.3 Qualité de l'énergie ... 18
1.3.4 Informations sur les coupures planifiées ... 18
2 Infrastructure (comptabilité analytique, formulaire 2) ... 19
2.1 Aperçu des installations (comptabilité analytique, formulaire 2.1) ... 19
2.1.1 Déclaration des installations nécessaires à l'exploitation ... 19
2.1.2 Droits d'utilisation ... 19
2.1.3 Investissements ... 19
2.1.4 Valeurs de la comptabilité financière et immobilisations régulatoires ... 20
2.1.5 Fonds pour financements spéciaux et fonds écologiques ... 20
2.1.6 Éclairage public ... 21
2.1.7 Acquisition de réseaux après 1999 ... 21
2.1.8 Données techniques ... 21
2.1.8.1 Tracés des tubes HT, MT et BT ... 21

2.1.8.2 Câbles de raccordement d'immeuble ... 21
2.1.8.3 Lignes aériennes ... 21
2.1.8.4 Sous-stations ... 21
2.1.8.5 Transformation NR 5 ... 22
2.1.8.6 Points de mesure ... 22
2.2 Immobilisations historiques (comptabilité analytique, formulaire 2.2) ... 22
2.2.1 Remarques préliminaires ... 22
2.2.1.1 Immobilisations selon leur évaluation historique ... 22
2.2.1.2 Version complète ou version light ... 22
2.2.1.3 Principe de l'année de base et période de référence pour les amortissements ... 22
2.2.1.4 Entrées et sorties ... 23
2.2.2 Relation entre les immobilisations régulatoires et les valeurs de la comptabilité financière ... 23
2.2.3 Coûts de démolition, de démantèlement ou de solution provisoire ... 23
2.2.4 Projets et coûts de projet ... 24
2.2.5 Coûts d'entretien et investissements de remplacement ... 24
2.2.6 Installations en construction ... 24
2.2.7 Prix d'achat ... 25
2.2.8 Coûts de transaction et coûts accessoires des installations ... 25
2.2.9 Terrains ... 26
2.2.10 Activation des prestations propres ... 26
2.2.11 Paiements de tiers, aides à l'investissement et paiements pour les renforcements de réseau ... 27
2.2.12 Ventilation des immobilisations ... 27
2.2.13 Traitement des sous-stations / stations transformatrices ... 27
2.2.14 Principes d'intégration d'autres positions dans les immobilisations régulatoires ... 27
2.2.15 Amortissements ... 28
2.3 Immobilisations synthétiques (comptabilité analytique, formulaire 2.3) ... 29
2.3.1 Remarques préliminaires ... 29
2.3.2 Évaluation et justificatifs pour les installations évaluées avec la méthode synthétique ... 30
2.3.2.1 Conditions préalables ... 30
2.3.3 Valeurs unitaires ou prix de remplacement ... 30
2.3.4 Indexation rétroactive et indices admissibles ... 31
2.3.5 Déduction individuelle de 20 % selon l'art. 13, al. 4, OApEl ... 31
2.3.6 Évaluation synthétique d'installations entières et de parties d'installations ... 31
2.3.7 Valeurs estimées ... 31
2.4 Valeur du réseau (comptabilité analytique, formulaire 2.4) ... 31
2.5 Contributions CRR et CCR (comptabilité analytique, formulaire 2.5) ... 32
3 Coûts du réseau (comptabilité analytique, chapitre 3) ... 32
3.1 Généralités (comptabilité analytique, formulaire 3.1) ... 32
3.1.1 Aperçu ... 32
3.1.2 Pertes actives ... 32
3.1.3 Énergie réactive ... 33
3.1.4 Situations dites de « pancaking » à éviter ... 33
3.2 Différences de couverture du réseau (comptabilité analytique, formulaire 3.2) ... 33
3.2.1 Bases légales ... 33
3.2.2 Généralités concernant le formulaire ... 34
3.2.3 Moment du calcul des différences de couverture ... 35
3.2.4 Calcul des différences de couverture par niveau de réseau ... 36

3.2.5 Rémunération des différences de couverture ... 36
3.2.6 Réduction des différences de couverture ... 37
3.2.7 Découverts de couverture ... 37
3.2.8 Présentation des coûts du capital (position 100) ... 38
3.2.8.1 Bases légales et principes généraux ... 38
3.2.8.2 Présentation des amortissements théoriques (position 100.1) ... 38
3.2.8.3 Présentation des intérêts théoriques des réseaux (position 100.2) ... 38
3.2.8.4 Présentation des intérêts théoriques pour les installations en construction (position 100.3) ... 38
3.2.9 Présentation des coûts d'exploitation (position 200) ... 38
3.2.9.1 Bases légales et principes généraux ... 38
3.2.9.2 Imputation des coûts et répartition ... 39
3.2.9.3 Facturation interne ... 40
3.2.9.4 Utilisation d'infrastructures (de réserve) par des tiers ... 40
3.2.9.5 Marketing, publicité et sponsoring ... 41
3.2.9.6 Charges d'intérêts sur les fonds étrangers ... 41
3.2.9.7 Coûts d'exploitation et de capital des systèmes de mesure ... 42
3.2.10 Exploitation des réseaux (position 200.1a) ... 42
3.2.11 Entretien des réseaux (position 200.2) ... 42
3.2.12 Autres coûts (position 200.3) ... **Fehler! Textmarke nicht definiert.**
3.2.13 Pertes actives des réseaux propres (position 200.4) ... 43
3.2.14 Coûts des réseaux amont (position 300) ... 43
3.2.15 Coûts des services-système et de la réserve d'électricité (position 400) ... 44
3.2.16 Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage (position 500) ... 44
3.2.16.1 Généralités ... 44
3.2.16.2 Coûts des systèmes de mesure intelligents (position 510) ... 44
3.2.16.3 Coûts des autres systèmes de mesure et d'information (520) ... 45
3.2.16.4 Amortissements théoriques pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.1 et 520.1) ... 45
3.2.16.5 Intérêts théoriques pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.2 et 520.2) ... 45
3.2.16.6 Prestations de mesure pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.3 et 520.3) ... 45
3.2.16.7 Autres coûts pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.4 et 520.4) ... 46
3.2.16.8 Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents (position 530) ... 46
3.2.17 Coûts administratifs (position 600) ... 46
3.2.17.1 Administration et distribution (positions 600.1 et 600.2) ... 46
3.2.17.2 Intérêts théoriques du FRN nécessaire à l'exploitation (position 600.3) ... 47
3.2.17.2.1 Bases légales et directives de l'ElCom 47
3.2.17.2.2 Intérêts théoriques du FRN (600.3) 48
3.2.17.3 Contrôle étatique des installations (position 600.5) ... 48
3.2.17.4 Coûts des mesures d'innovation et de sensibilisation en matière de réduction de la consommation (positions 600.7 et 600.8) ... 48
3.2.17.4.1 Coûts des mesures innovantes (position 600.7) 48
3.2.17.4.2 Coûts de sensibilisation en matière de réduction de la consommation (position 600.8) 48
3.2.18 Impôts directs (position 700) ... 49
3.2.18.1 Généralités ... 49
3.2.18.2 Impôt direct, calcul de l'impôt théorique ... 49

3.2.18.3 La taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ne constitue pas un coût imputable 50
3.2.18.4 Les impôts latents ne constituent pas des coûts imputables 50
3.2.18.5 Impôts directs (position 700) 50
3.2.19 Taxes et prestations aux collectivités publiques ainsi que supplément de réseau selon l'art. 35 LEne (positions 750 et 800) 50
3.2.20 Autres produits et revenus (position 900) 51
3.2.20.1 Autres coûts facturés individuellement (position 900.1) 52
3.2.20.2 Autres revenus (position 900.2) 52
3.2.20.3 Prestations propres activées (position 900.3) 53
3.2.21 Affectation des différences de couverture (position 1000) 53
3.2.22 Revenus du réseau à présenter 53
3.2.23 Adaptations décidées par l'ElCom (ou par des instances supérieures) 53
3.2.24 Autres différences de couverture 53
3.2.25 Justificatif de réduction et aperçu des différences de couverture 54
3.3 Calcul des coûts (comptabilité analytique, formulaire 3.3) 56
3.3.1 Généralités 56
3.3.2 Coûts des services-système, de la réserve d'électricité et autres coûts solidaires via le réseau de transport (position 400) 58
3.3.3 Justificatif des coûts des systèmes de mesure (positions 510, 520 et 540) 58
3.3.3.1 Généralités 58
3.3.3.2 Coûts des systèmes de mesure intelligents (position 510) 58
3.3.3.3 Coûts des autres systèmes de mesure et d'information (position 520) 59
3.3.3.4 Amortissements théoriques des systèmes de mesure des deux types (positions 510.1 et 520.1) 59
3.3.3.5 Intérêts théoriques des systèmes de mesure des deux types (positions 510.2 et 520.2) 59
3.3.3.6 Prestations de mesure des systèmes de mesure des deux types (positions 510.3 et 520.3) 59
3.3.3.7 Coûts d'exploitation et coûts administratifs des systèmes de mesure des deux types (positions 510.4 et 520.4) 60
3.3.3.8 Coûts d'exploitation et coûts de capital de la plateforme de données (data hub) (position 540) 60
3.3.4 Coûts du réseau 60
3.3.4.1 Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents (position 530) 60
3.3.4.2 Coûts des mesures innovantes (position 600.7) 61
3.3.4.3 Impôts directs (position 700) 61
3.3.4.4 Taxes et prestations aux collectivités publiques ainsi que supplément de réseau selon l'art. 35 LEne (positions 750 et 800) 61
3.3.4.5 Autres coûts facturés individuellement (position 900.1) 61
3.3.4.6 Autres revenus (position 900.2) 61
3.3.4.7 Affectation des différences de couverture (position 1000) 61
3.4 Aperçu des charges (comptabilité analytique, formulaire 3.4) 62
3.4.1 Aperçu 62
3.4.2 Positions du compte de résultat 62
3.4.2.1 Structure du formulaire 62
3.4.2.1.1 Aperçu 62
3.4.2.1.2 Clé de répartition 62
3.4.2.1.3 Dernier exercice clôturé 63
3.4.2.2 Produits / revenus selon le compte de résultat 63
3.4.2.3 Charges selon le compte de résultat 64

3.4.2.4 Différences prévisionnelles modifiant les coûts ... 65
3.5 Calcul par centres de coûts (comptabilité analytique, formulaire 3.5) ... 65
3.5.1 Généralités concernant le formulaire ... 65
3.5.2 Coûts de réseau par niveau de réseau, après cascade et attribution directe ... 65
3.5.3 Soutirage prévisionnel ... 65
3.5.4 Nombre de points de mesure prévus ... 66
3.5.5 Coûts de mesure par niveau de réseau après cascade et attribution directe ... 66
3.6 Fonds de roulement net (comptabilité analytique, formulaire 3.6) ... 66
3.6.1 Éléments constitutifs du FRN ... 66
3.6.2 FRN : rémunération de la mise à disposition de liquidités jusqu'au règlement des factures ... 67
3.6.3 Calcul de la base du FRN ... 67
3.6.4 Rémunération ... 67
3.6.4.1 Rémunération du FRN sur une base annuelle ... 67
3.6.4.2 Calcul ... 67
4 Revenus du réseau – Structure tarifaire (comptabilité analytique, formulaire 4) ... 68
4.1 Structure tarifaire prévisionnelle (comptabilité analytique, formulaire 4.1) ... 68
4.1.1 Généralités et bases légales ... 68
4.1.1.1 Généralités ... 68
4.1.1.2 Bases légales (valable pour les tarifs 2027) ... 69
4.1.2 Thèmes particuliers ... 70
4.1.2.1 Tarifs pour les immeubles qui ne sont pas utilisés toute l'année ... 70
4.1.2.2 Modèles tarifaires nouveaux et dynamiques ... 70
4.1.3 Saisie de la structure tarifaire ... 70
4.1.3.1 Généralités ... 70
4.1.3.2 Période de référence pour les revenus provenant des rémunérations pour l'utilisation du réseau ... 71
4.1.3.3 Quantités ... 71
4.1.3.4 Coûts des services-système, coûts de la réserve d'électricité et coûts solidaires ... 71
4.1.3.5 Tarifs réduits en raison de contrats de concession ... 72
4.2 Revenus RUR prévisionnels et revenus de la rémunération de la mesure (comptabilité analytique, formulaire 4.2) ... 72
4.2.1 Revenus de la rémunération pour l'utilisation du réseau (comptabilité analytique, formulaire 4.2) ... 72
4.2.2 Tarifs de mesure (formulaire 4.2) ... 73
4.3 Structure tarifaire effective (comptabilité analytique, formulaire 4.3) ... 74
4.4 Revenus effectifs des rémunérations pour l'utilisation du réseau (comptabilité analytique, formulaire 4.4) ... 74
5 Énergie ... 74
5.1 Différences de couverture de l'énergie (comptabilité analytique, formulaire 5.1) ... 74
5.1.1 Bases légales ... 74
5.1.2 Généralités ... 75
5.1.3 Acquisition de l'énergie ... 75
5.1.4 Méthode du prix moyen et attribution prioritaire aux énergies renouvelables ... 76
5.1.5 Coûts et bénéfice de la distribution d'énergie dans l'approvisionnement de base 77
5.1.6 Traitement des coûts des garanties d'origine ... 77
5.1.7 Rémunération des différences de couverture ... 77
5.1.8 Justificatif de réduction et aperçu des différences de couverture ... 78
5.1a Revenus énergie effectifs (formulaire 5.1a) ... 80

5.2 Coûts de l'énergie planifiés 2027 et changement dans la clientèle pour la fourniture d'énergie (comptabilité analytique, formulaire 5.2) ... 80
5.2.1 Coûts de l'énergie planifiés ... 81
5.2.1.1 Bases légales ... 81
5.2.1.2 Informations générales ... 82
5.2.1.3 Données sur la production propre élargie planifiée ... 82
5.2.1.4 Coûts d'acquisition de l'énergie : approvisionnement de base / consommateurs finaux faisant usage de leur droit d'accès au réseau ... 83
5.2.1.5 Part minimale 1 et part minimale 2 ... 86
5.2.2 Changement dans la clientèle ... 86
5.2.3 Structures inhabituelles d'entreprise ... 86
5.3 Revenus énergie prévisionnels (comptabilité analytique, formulaire 5.3) ... 87
5.4 Grande hydraulique (comptabilité analytique, formulaire 5.4) ... 87
5.5 Attribution prioritaire des énergies renouvelables selon l'anc. art. 6, al. 5bis, LApEl (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.5) ... 88
6 Téléchargement de documents supplémentaires ... 88
7 Vérification finale des données saisies ... 88
8 Envoi de la feuille « Coordonnées » signée à l'ElCom ... 89

I. Introduction et présentation générale

1 Principes relatifs au fichier de comptabilité analytique

1.1 Généralités

La saisie standardisée des coûts destinée au calcul des tarifs 2027 à l'attention de l'ElCom est un moyen essentiel d'obtenir la transparence requise par la loi sur l'approvisionnement en électricité. L'objectif d'une telle saisie est de fournir à l'ElCom les éléments sous-jacents aux coûts de réseau et aux coûts de revient (énergie) imputables et, de ce fait, les bases des tarifs 2027. Le fichier de relevé des données fournit les données sous une forme uniforme et pratique. En outre, il synthétise parfaitement les charges, coûts, produits et bases de calcul.

Les gestionnaires de réseau doivent présenter leurs coûts de réseau et leurs coûts de revient (énergie), soit les bases du calcul des tarifs 2027. Les dispositions de la législation sur l'approvisionnement en électricité et la pratique de l'ElCom (directives, communications et décisions) doivent être prises en considération. Les formulaires sont conçus de manière à refléter au mieux la pratique de l'ElCom. Le fait d'établir une comptabilité analytique n'implique pas obligatoirement un contrôle individuel des coûts de réseau et des coûts de revient (énergie) par l'ElCom. Une fois la déclaration transmise, on ne peut donc pas automatiquement conclure que les coûts ont été approuvés par l'ElCom.

Les gestionnaires de réseau sont tenus d'établir une comptabilité analytique et de la présenter à l'ElCom chaque année (art. 11, al. 1, LApEl). L'ElCom surveille le respect des dispositions de la LApEl (art. 22, al. 1, LApEl). Les entreprises du secteur de l'électricité ont l'obligation de mettre les informations nécessaires à disposition (art. 25, al. 1, LApEl). Les informations sont demandées en particulier dans l'optique du respect des art. 6, 10, 14 et 15 LApEl et des dispositions d'exécution correspondantes de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl).

L'ElCom peut utiliser les données transmises par un gestionnaire de réseau dans le cadre d'une procédure administrative le concernant. Ce dernier est alors informé de l'enregistrement des données dans le répertoire des pièces de la procédure. L'ElCom peut également transmettre à l'OFEN et à l'OFAE des données provenant de la comptabilité analytique si ces derniers en ont besoin pour accomplir leur mission (art. 27, al. 1bis, LApEl, art. 4*a*, al. 3, OOSE). La transmission de données à d'autres tiers est régie par l'article 57s LOGA et n'est autorisée qu'au cas par cas.

1.2 Bases de calcul

1.2.1 Coûts effectifs, principe de l'année de référence (« année de base ») et valeurs prévisionnelles

L'« année de base » (ou « année de référence ») correspond au dernier exercice clôturé précédant la période de calcul concernée. Les tarifs sont calculés sur la base des coûts et des revenus effectifs du dernier exercice clôturé (année de base) précédant la période de calcul. Les charges et produits sur lesquels se base le calcul des coûts pour la rémunération de l'utilisation du réseau doivent provenir du compte de résultat faisant partie des comptes annuels visés à l'art. 11, al. 1, LApEl.

En cas de forte modification des coûts par rapport à ceux de l'année de base, il est exceptionnellement possible d'indiquer des valeurs prévisionnelles dans ses propres coûts. On peut tenir compte de telles valeurs prévisionnelles lorsque l'événement à l'origine de la modification est identifié au moment du calcul des tarifs et qu'il est possible d'en estimer le montant de manière fiable. Les valeurs prévisionnelles anticipant une baisse des coûts doivent être prises en compte de la même manière que les anticipations à la hausse. Il faut toujours utiliser des valeurs prévisionnelles pour les coûts des réseaux

amont, des services-système, de la réserve d'hiver, pour les coûts solidaires, ainsi que pour les coûts d'achat de l'énergie.

L'année 2025 constitue l'année de base pour les tarifs 2027, qui doivent être calculés en 2026. On se réfère à l'année de base notamment pour les données relatives au réseau propre (charges ou coûts, produits ou revenus et données techniques) de même que pour la production propre d'énergie.

1.2.2 Taux d'intérêt applicables

Taux d'intérêt pour la rémunération du patrimoine nécessaire à l'exploitation = base des tarifs 2027 (réseau)	Le taux d'intérêt appliqué au *patrimoine nécessaire à l'exploitation* fondé sur l'année de base (c'est-à-dire les intérêts théoriques sur les immobilisations régulatoires et le fonds de roulement net) correspond au taux d'intérêt pour les *tarifs calculés dans la période de calcul*. Pour les tarifs 2027, il faut donc utiliser le coût moyen pondéré du capital (WACC) 2027.
Taux d'intérêt pour la rémunération des valeurs résiduelles des installations de production = base des tarifs 2027 (énergie)	Pour la rémunération des valeurs résiduelles des coûts initiaux d'achat ou de construction des installations de production existantes à la fin de l'exercice, après amortissement annuel, il faut appliquer le taux d'intérêt (ci-après WACC de la production) selon l'annexe 3 de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR, RS 730.03) (art. 4, al. 3, let. a, ch. 5, OApEl). Pour le calcul des tarifs, il convient d'utiliser le taux fixé chaque année par le DETEC pour le WACC des mesures d'encouragement de la force hydraulique (WACC de la production).
Taux d'intérêt pour le patrimoine nécessaire à l'exploitation = base du calcul des différences de couverture 2025 (réseau)	Le taux d'intérêt appliqué au patrimoine nécessaire à l'exploitation (c'est-à-dire les intérêts théoriques sur les immobilisations régulatoires et le fonds de roulement net) pour le calcul des différences de couverture 2025 des tarifs 2025 (= calcul rétroactif 2025) correspond au WACC du réseau en vigueur pour ces tarifs. Le « WACC du réseau 2025 » s'applique donc dans le cadre du calcul des différences de couverture 2025 des tarifs 2025.
Taux d'intérêt pour la rémunération des valeurs patrimoniales nécessaires à la production = base du calcul des différences de couverture 2025 (énergie)	Le taux d'intérêt appliqué aux valeurs patrimoniales nécessaires à la production pour le calcul des différences de couverture 2025 des tarifs 2025 (= *calcul rétroactif 2025*), correspond au WACC de la production 2025 conformément à la directive 1/2025.
Taux d'intérêt pour la rémunération des différences de couverture	Pour le calcul de l'intérêt des différences de couverture à partir de 2024 du réseau et de l'énergie, le taux de rendement des fonds étrangers de l'année tarifaire suivant la période de relevé des données (t+2) est déterminant. Ainsi, le taux de rendement des fonds étrangers de l'année tarifaire 2027 (« taux rend. FE 2027 ») s'applique au calcul des intérêts des différences de couverture de 2025, qui sont calculées durant la période de relevé des données 2026.

	Pour le calcul de l'intérêt du solde des différences de couverture du réseau et de l'énergie jusqu'en 2023, le WACC du réseau de l'année tarifaire suivant la période de relevé des données (t+2) est déterminant. Ainsi, le WACC de l'année tarifaire 2027 (« WACC des tarifs 2027 ») s'applique au calcul des intérêts du solde de différences de couverture jusqu'en 2023.

1.3 Modifications des bases légales

1.3.1 Différences de couverture

Le 1er janvier 2023, les articles 4*f* OApEl (anciennement art. 4*d*) et 18*b* OApEl (anciennement art. 18*a*) relatifs aux différences de couverture sont entrés en vigueur. Ils s'appliquent pour la première fois aux différences de couverture de l'exercice suivant leur entrée en vigueur (art. 31m OApEl). Ces articles s'appliquent donc aux différences de couverture de l'exercice 2024/2025 (exercice hydrologique) et 2025 (année civile) (cf. directive 3/2024 de l'ElCom).

1.3.2 Acte modificateur unique

Dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (acte modificateur unique, RO 2024 679), certaines dispositions de la LApEl et de l'OApEl ont été adaptées et d'autres ont été ajoutées.

De nouvelles dispositions concernant les coûts de l'énergie imputables à l'approvisionnement de base (OApEl : RO 2024 706) sont entrées en vigueur le 1er janvier 2025. Elles s'appliquent pour la première fois aux tarifs 2026 (article 33c, al. 1, LApEl, cf. également directive 7/2024 de l'ElCom).

Le Conseil fédéral a mis en vigueur d'autres dispositions, adaptées et nouvelles, concernant notamment les tarifs de l'utilisation du réseau, les tarifs de la mesure, les flexibilités et le remboursement des rémunérations pour l'utilisation du réseau à compter du 1er janvier 2026 (RO 2025 139). Celles-ci s'appliquent également pour la première fois aux tarifs 2026.

Les adaptations dues à l'acte modificateur unique ont pour conséquence que d'anciennes et de nouvelles dispositions s'appliquent au fichier de comptabilité analytique des tarifs 2026 et 2027. Pour le calcul des différences de couverture 2025 (dans le cadre de la comptabilité analytique des tarifs 2027), ce sont en principe les dispositions qui étaient applicables au calcul des tarifs qui s'appliquent (cf. également la directive 7/2024 de l'ElCom). Dans ce contexte, les anciennes dispositions sont citées (anc. art.). Les indications relatives aux coûts planifiés 2027 doivent en revanche être fournies sur la base des dispositions applicables à l'année tarifaire 2026.

2 Fichiers web : utilisation et indications

2.1 Utilisation des fichiers web et principales fonctions

Ces fonctions sont décrites dans le guide de l'utilisateur, cf. Commission fédérale de l'électricité ElCom > Thèmes > Prix de l'électricité > EDES – Système de livraison de données ElCom – User Guide - formulaire online.

2.2 Dynamique des formulaires

Les formulaires sont conçus de manière telle que vous ne devez remplir que ce qui est nécessaire pour votre entreprise. À cet effet, des questions individuelles vous sont posées pour commencer puis, sur la base de vos réponses, les champs ou les pages de formulaire à remplir sont indiqués.

Par exemple, lorsque vous saisissez la situation de votre entreprise sur la page « structure du réseau », le fichier est automatiquement adapté et les formulaires ou parties de formulaires non pertinents pour vous sont masqués. Attention : si des modifications sont apportées ultérieurement, les données figurant dans ces formulaires sont effacées.

Vos données de base permettent également de définir si vous devez remplir un fichier de comptabilité analytique « complet » ou « light ». Si la version « light » du fichier vous est proposée, vous avez toutefois la possibilité de remplir un fichier « complet ». Pour ce faire, cochez la case correspondante (formulaire Coordonnées).

Veuillez noter que les formulaires basés sur le web arrondissent parfois le nombre de chiffres affichés. Comme Excel arrondit également les chiffres qui ne sont pas affichés, il peut arriver que de petites différences d'arrondi apparaissent entre les deux formats.

2.3 Champs vides ou absence de saisie

Si vous n'avez pas de donnée à saisir dans un champ obligatoire, veuillez toujours y inscrire le chiffre 0. Sinon, on ne verra pas clairement si vous ne souhaitez pas introduire de donnée, si vous avez omis le champ de saisie ou si vous ne disposez pas de données pour les valeurs demandées. Si un champ obligatoire reste vide, vous pouvez certes continuer de remplir le formulaire, mais en raison du contrôle effectué plus tard, vous ne pourrez pas envoyer le formulaire rempli de manière incomplète.

2.4 Formulaires Excel ajoutés en complément

Un fichier Excel est désormais mis à la disposition des gestionnaires de réseau en français, en allemand et en italien, en complément des comptabilités analytiques en ligne. Ce fichier Excel est un outil pratique destiné à aider les gestionnaires de réseau dans le cadre de leur calcul des coûts. La comptabilité analytique en ligne doit être transmise dans les délais impartis, c'est-à-dire avant le 31 août.

En cas de divergences par rapport aux prescriptions, les explications et justifications doivent être exclusivement introduites dans la comptabilité analytique en ligne.

3 Questions et assistance

Vous trouverez des informations supplémentaires quant à l'utilisation des différents fichiers web dans le User Guide concernant les relevés des données de l'ElCom : Système de livraison de données EDES et ElCom.

N'hésitez pas à nous contacter si vous avez des questions. Nous sommes volontiers à votre disposition aux heures usuelles de bureau (058 462 50 97) ou par courriel : data@elcom.admin.ch.

II. Explications relatives aux diverses parties du fichier (formulaires)

1 Données de l'entreprise (comptabilité analytique, formulaire 1)

1.1 Coordonnées (comptabilité analytique, formulaire 1.1)

1.1.1 Aperçu et version

1.1.1.1 Généralités

Le formulaire « Coordonnées » doit être rempli par tous les gestionnaires de réseau. Comme la solution web du fichier accède aux données de base, il vous suffit d'introduire quelques informations supplémentaires. Si vous constatez des erreurs, vous devez les corriger dans les données de base.

Assurez-vous que vos coordonnées enregistrées sur le portail eGov sont à jour. Vérifiez-les et actualisez-les si nécessaire.

1.1.1.2 Degré de détail des relevés : version complète ou version light

En fonction des caractéristiques attribuées par l'ElCom, la solution basée sur le web vous soumet soit la version complète, soit la version light du fichier. Si vous faites partie du groupe de la version light, vous pouvez compléter la version intégrale. Ce droit n'existe toutefois pas dans l'autre sens.

1.1.2 Renvoi de la page « Coordonnées »

La page « Coordonnées » doit être imprimée et envoyée à l'ElCom munie d'une signature juridiquement valable. Vous pouvez imprimer la feuille en sélectionnant « Autres » > « PDF » dans la barre de commande en bas du formulaire en ligne. Cette fonction vous permet de générer un document PDF du formulaire rempli. Veuillez ne sélectionner que les deux premières pages du formulaire pour l'impression (en prêtant attention à la pagination du document PDF).

Veuillez indiquer la fonction ou la position de la personne qui signe. Veuillez utiliser un champ pour chaque personne et sa fonction (vous pouvez ajouter des champs en cliquant sur « Noms des personnes autorisées »). Si votre entreprise n'est pas inscrite au Registre du commerce, vous voudrez bien fournir les documents adéquats prouvant que le ou la signataire est habilité à signer. Merci de joindre cette pièce justificative au formulaire « Coordonnées » dûment signé.

Par votre signature, vous confirmez avoir pris connaissance de la directive 5/2022 de l'ElCom, « Comptabilité analytique (calcul des coûts) : présentation et adaptation rétroactive » (accessible sous www.elcom.admin.ch > Publication et évènements > Directives). Votre signature confirme en outre de manière juridiquement contraignante l'exhaustivité et l'exactitude des données introduites dans la comptabilité analytique.

Vous confirmez également avoir pris connaissance du fait que certaines demandes spécifiques (portant p. ex. sur l'adaptation rétroactive de la comptabilité analytique) ne peuvent pas être effectuées par le biais des formulaires, mais qu'elles doivent être adressées par écrit à l'ElCom.

Le formulaire « Coordonnées » doit être envoyé, dûment rempli et signé, à l'adresse suivante : ElCom, « Comptabilité analytique », Christoffelgasse 5, 3003 Berne.

1.1.3 Entreprise gérante

Veuillez remplir cette section si la direction du gestionnaire de réseau est assumée par une autre entreprise (p. ex. la société mère ou, dans le domaine public, l'administration communale).

1.1.4 Personne de contact pour renseignements

Veuillez indiquer ici la personne de contact pour toutes questions. Il convient de mentionner également ici qui peut répondre aux questions si le gestionnaire de réseau ne remplit pas lui-même les formulaires, mais confie cette tâche à un partenaire externe (société fiduciaire ou société de conseil). Dans ce cas, veuillez ajouter le nom et l'adresse de l'entreprise correspondante.

1.1.5 Autres activités de l'entreprise

En répondant aux questions « Avez-vous à la fois des clients réseau et énergie ? * », les formulaires que vous devez compléter dans votre situation personnelle sont libérés. En d'autres termes, ce n'est qu'après avoir répondu à cette question que les formulaires nécessaires seront activés. Cette question se trouve à la fin du bloc « Autres activités de l'entreprise ».

Veuillez indiquer dans les champs prévus à cet effet les autres domaines dans lesquels votre entreprise est active. Si votre entreprise est une entreprise multifluide, mentionnez vos domaines d'activité (approvisionnement en gaz, approvisionnement en eau, services de télécommunication, etc.).

Veuillez également préciser si vous êtes actif dans le commerce de l'électricité. Par commerce de l'électricité, on entend l'activité d'une entreprise consistant à acheter et à vendre de l'énergie électrique sur le marché de gros.

Indiquez en outre si vous proposez des prestations à des tiers, par exemple des prestations dans le domaine du bâtiment et de l'étude de projets (activité de construction), des prestations d'entretien, de réalisation et d'exploitation d'installations de réseau ou des prestations dans le domaine des services (p. ex. tenue de la comptabilité ou facturation pour d'autres gestionnaires de réseau).

1.1.6 Présentation des comptes

1.1.6.1 Généralités

Veuillez indiquer si vous utilisez une comptabilité commerciale, c'est-à-dire si votre comptabilité repose sur le système de la comptabilité en partie double. Toutes les normes comptables hormis la comptabilité simple du type « carnet du lait » reposent sur la comptabilité double. Répondez également par oui si vous utilisez le MCH.

Si vous avez répondu par l'affirmative à la question de la comptabilité commerciale, veuillez indiquer dans le champ suivant, au moyen du menu déroulant, selon quelles normes comptables vous clôturez vos comptes (p. ex. présentation des comptes selon le code des obligations, MCH 1 ou MCH 2, autre tenue des comptes et compte d'administration de droit public, Swiss GAAP RPC, IFRS, etc.). *Veuillez indiquer ici les prescriptions sur lesquelles reposent vos comptes annuels de réseau (c'est-à-dire la clôture individuelle) et non pas les prescriptions que vous respectez lors de l'établissement des états financiers consolidés ou à d'autres fins.*

Si votre présentation des comptes ne repose pas sur le système de la comptabilité double, cliquez « non ». Un nouveau champ s'ouvre alors : veuillez y indiquer brièvement comment vous tenez vos comptes (p. ex. « comptabilité simple sous forme de tableau à deux colonnes établissant les recettes et les dépenses » ou « comptabilité simple » ou « comptabilité simple conforme aux dispositions de la loi sur les finances du canton de X complétées par les dispositions de l'ordonnance y afférente de la commune de Y »).

1.1.6.2 Comptes annuels de réseau

Conformément à l'art. 11, al. 1, LApEl, les gestionnaires et les propriétaires des réseaux de distribution et des réseaux de transport établissent pour chaque réseau des comptes annuels distincts de ceux des autres secteurs d'activité. Ces comptes annuels de réseau doivent être publiés (art. 12, al. 1, LApEl en relation avec art. 7b, al. 1, OApEl).

Selon l'art. 10, al. 3, LApEl, les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent séparer au moins sur le plan comptable les secteurs du réseau de distribution des autres secteurs d'activité. Si vous répondez par « non » à la question correspondante, veuillez justifier de manière détaillée pourquoi vous ne pouvez pas procéder à la séparation comptable prescrite par la loi.

Dans la directive 9/2025 (www.elcom.admin.ch > Publication et évènements > Directives), l'ElCom a fixé des critères minimaux à respecter pour l'établissement des comptes annuels de réseau. Ces derniers doivent être impérativement observés.

Dans un souci de transparence, le Secrétariat technique (ST ElCom) recommande en outre de présenter les excédents et/ou découverts de couverture de l'entreprise sous la forme de tableaux de différences de couverture (par niveau de réseau : solde initial, entrées, solde final, intérêts).

Nous vous prions de veiller à ce que les données de votre fichier de comptabilité analytique correspondent à celles de vos comptes annuels de réseau séparés pour ce qui concerne les valeurs effectives, ou du moins qu'une réconciliation des valeurs soit possible. L'ElCom est habilitée à requérir les justificatifs correspondants en tout temps.

Veuillez remettre votre compte annuel de réseau séparé par l'intermédiaire du portail des gestionnaires de réseau. Le délai imparti est également le 31 août de l'année suivant le dernier exercice clôturé.

1.2 Structure du réseau (comptabilité analytique, formulaire 1.2)

1.2.1 Aperçu

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Structure du réseau ». Ce dernier a deux fonctions, d'une part, il vous permet de définir le nombre de niveaux de réseau et par conséquent le nombre de cellules à remplir. Par exemple, si votre propre niveau de réseau le plus élevé (copropriétés comprises) est le niveau de réseau 5, les niveaux de réseau 2 à 4 sont désactivés sur cette page et sur les suivantes de manière à simplifier la saisie. D'autre part, l'ElCom reçoit une image de la structure de votre réseau et un aperçu de vos volumes de vente durant la période de référence. La date de référence correspond habituellement à la date de clôture du bilan de votre dernier exercice financier (31.12 ou 30.09 si l'année hydrologique est retenue).

1.2.2 Niveau de réseau propre le plus élevé

Veuillez indiquer ici le niveau de réseau le plus élevé que vous desservez ou utilisez (entre 2 et 7). Le niveau de réseau 1 est exclusivement réservé à Swissgrid et les installations du niveau de réseau 1 ont été transférées à Swissgrid conformément à l'art. 33, al. 4, LApEl.

L'attribution des diverses composantes d'installation aux différents niveaux de réseau peut varier. C'est pourquoi une question correspondante est posée en relation aux niveaux de réseau 4 et 6.

Transformation au niveau de réseau 4 : selon l'AES (MURD-CH, édition 2025), le niveau de réseau 4 comprend les transformateurs entre la haute et la moyenne tension, y compris les champs et jeux de barre qui y sont liés du côté de la tension supérieure et du côté de la tension inférieure. Dans des cas exceptionnels, il peut arriver que des gestionnaires de réseau aient des installations au niveau de réseau 3, mais qu'ils indiquent le niveau de réseau 4 comme niveau le plus élevé : le point de séparation

entre les niveaux de réseau, dans un réseau de distribution, correspond toujours au champ. Les jeux de barre, les champs, la technique secondaire, les installations annexes et les bâtiments sont généralement attribués proportionnellement aux divers champs. Il peut donc arriver que certains gestionnaires de réseau imputent des coûts à un jeu de barre et/ou aux champs du niveau de réseau 3 tout en considérant que le niveau de réseau 4 est le plus élevé de leur réseau propre.

Transformation au niveau de réseau 6 : le MURD de l'AES (éd. 2025) indique plusieurs variantes pour attribuer la transformation entre la tension moyenne et la basse tension au niveau de réseau 6. La variante 1 représente la variante principale. Il faut donc comprendre en conséquence la question de l'attribution posée dans le formulaire 1.2 :

- variante 1 : attribution de tous les éléments de la station transformatrice au niveau de réseau 6 ;
- variante 2 : attribution d'éléments aux niveaux de réseau 5 et 6 ou
- variante 3 : attribution d'éléments aux niveaux de réseau 5, 6 et 7.

1.2.3 Clients revendeurs

Veuillez indiquer si vous fournissez des clients revendeurs. Est considéré comme un client revendeur un gestionnaire de réseau qui est raccordé à votre réseau en aval et que vous approvisionnez en énergie.

Le nombre de clients revendeurs ne comprend que les revendeurs directement livrés au niveau de réseau visé. Les clients revendeurs de vos clients revendeurs ne doivent donc pas être comptés.

Le soutirage des revendeurs correspond à la quantité d'énergie (MWh) que vous avez facturée à vos clients revendeurs.

1.2.4 Points de mesure

Conformément à l'article 17a, alinéa 3 LApEl, les gestionnaires de réseau perçoivent la rémunération au titre de la mesure par point de mesure. Par « point de mesure », on entend le point du réseau où un appareil de mesure saisit et mesure ou enregistre le flux d'énergie injecté ou soutiré (art. 2, al. 1, let. c, OApEl). Il faut indiquer tous les points de mesure de vos consommateurs finaux, producteurs ou installations de stockage et ceux des points de livraison de vos clients revendeurs, mais pas les points de mesure internes au réseau.

Dans le cas présent, le relevé couvre les points de mesure sans mesures internes (mesures d'exploitation), contrairement au point 2.1.8.6, où tous les points de mesure, y compris les mesures d'exploitation internes, sont relevés. Pour les mesures bidirectionnelles, un seul point de mesure peut être enregistré par mesure.

Les points de mesure virtuels utilisés pour la facturation des coûts de mesure des appareils de mesure du gestionnaire de réseau au sein d'un regroupement virtuel dans le cadre de la consommation propre (RCP(v)) constituent un cas particulier : dans ce cas, il n'y a pas de coûts liés au compteur. Il subsiste toutefois des coûts liés à la programmation unique et aux licences logicielles, qui peuvent en principe être répercutés selon le principe de causalité. En règle générale, le montant de ces coûts reste limité et les tarifs devraient donc être nettement inférieurs à ceux d'un point de mesure habituel. Il appartient à la branche de décider si ces coûts sont facturés conformément au principe de causalité, au moyen de tarifs correspondants, ou si l'on renonce à les facturer, à des fins d'efficacité, lorsque le montant est minime ». (cf. FAQ 2025 (Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050), point 2.16, paragraphes 6 et 7). Si des tarifs de mesure sont facturés pour des points de mesure virtuels, ils doivent être déclarés dans la comptabilité analytique.

1.2.5 Destinataires de factures

L'ElCom définit la notion de « destinataire de factures » en référence à la définition du « site de consommation » mentionné à l'art. 11, al. 1, OApEl.

« Le site de consommation est le lieu d'activité d'un consommateur final qui constitue une unité économique et géographique et qui présente sa propre consommation annuelle effective, indépendamment du nombre de ses points d'injection et de soutirage. »

Le destinataire de factures (DF) est en conséquence défini comme le consommateur final d'un site de consommation.

Exemples :

Maison individuelle 2 compteurs (par. ex. consommation domestique et pompe à chaleur)	1 site 1 consommateur final	1 DF
Immeuble locatif avec régie externe Appartement (App) 1 à 9 : locataires Locaux communs (L) : entrée, garage, etc.	1 site 10 consommateurs finaux	10 DF (App 1-9 + L)
Immeuble locatif occupé par le propriétaire Appartement 1 : propriétaire Appartement 2 : locataire Appartement 3 : appartement de vacances → facture envoyée au propriétaire de la maison	1 site 2 consommateurs finaux	2 DF (App 1 et App 3 + App 2)
Succursales (magasins, gares, écoles, etc.) Consommateur final gérant 5 succursales séparées géographiquement dans la zone de desserte d'un gestionnaire de réseau	5 sites 1 consommateur final	5 DF
Agriculture a. Agriculteur A possédant une étable à proximité de sa maison d'habitation b. Agriculteur B possédant sa maison d'habitation et un chalet d'alpage (éloignés l'un de l'autre, même zone de desserte)	1 site 1 consommateur final 2 sites 1 consommateur final	1 DF 2 DF
Appartement de vacances dans la même zone de desserte Consommateur final possédant ses résidences principale et secondaire dans la même zone de desserte	2 sites 1 consommateur final	2 DF

1.2.6 Communes approvisionnées

Les consommateurs finaux approvisionnés se répartissent sur le nombre de communes à mentionner ici (sans les clients revendeurs). Si vous livrez la commune A et en outre des clients dans deux communes voisines B et C, indiquez 3 comme nombre de communes livrées.

1.2.7 Soutirage des clients finaux

Veuillez indiquer ici la quantité d'énergie totale que vous avez fournie aux consommateurs finaux raccordés à votre réseau au cours du dernier exercice clôturé, en MWh ; la quantité d'énergie (MWh) facturée aux consommateurs finaux aux points de livraison est déterminante.

Veuillez noter que le terme « consommateurs finaux » comprend en l'occurrence aussi bien les consommateurs de l'approvisionnement de base que les consommateurs finaux qui ont fait usage du libre accès au marché. Il faut toutefois exclure la quantité d'énergie fournie aux clients revendeurs qui fait l'objet d'un relevé séparé (cf. point 1.2.3). En d'autres termes, vous devez saisir ici la quantité totale d'énergie soutirée aux points de livraison, mais sans la quantité d'énergie fournie aux clients revendeurs, qui est saisie séparément.

1.3 Régulation Sunshine (comptabilité analytique, formulaire 1.3)

1.3.1 Généralités

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Régulation Sunshine ». Les questions détaillées ne concernent que les gestionnaires de réseau de distribution qui approvisionnent des consommateurs finaux au niveau de réseau 7.

L'ElCom peut notamment établir des comparatifs dont elle publie les résultats dans les domaines suivants : qualité de l'approvisionnement, tarifs d'utilisation du réseau et coûts de réseau imputables, tarifs de l'électricité, qualité des prestations dans le secteur réseau, investissements dans les réseaux intelligents, systèmes de mesure et respect des obligations en matière de publication et de communication (art. 22a LApEl). Dans le cadre de la publication des comparatifs en matière de qualité et d'efficacité, elle peut également utiliser des données qui étaient déjà disponibles lors de l'entrée en vigueur de l'art. 22a LApEl le 1er janvier 2025. Les données publiées peuvent porter au plus tôt sur l'année 2022 (art. 33c, al. 3, LApEl). Les données transmises dans la présente comptabilité analytique pourront être utilisées ultérieurement, dans les limites de la loi, et publiées à des fins de comparaison.

1.3.2 Encaissement des factures

Le formulaire enregistre la date de paiement des ménages et des entreprises (à partir de la date de facturation), ainsi que le nombre de rappels sans frais en cas d'arriérés de paiement. Plusieurs questions concernent les mesures éventuelles en cas de retard de paiement. Il est possible de répondre par l'affirmative à plusieurs questions.

1.3.3 Qualité de l'énergie

Le nombre de produits énergétiques (et non pas de tarifs) indique combien de produits électriques de qualité différente (si l'on considère l'agent énergétique) un gestionnaire de réseau de distribution propose à ses consommateurs finaux en approvisionnement de base. Lorsqu'il y a plusieurs produits, le gestionnaire doit répondre à une question supplémentaire et indiquer si les différents produits peuvent être combinés indifféremment. S'il n'y a qu'un seul produit, il faut préciser la proportion d'énergies renouvelables (en %) dans le produit standard selon les définitions du site Marquage de l'électricité.

1.3.4 Informations sur les coupures planifiées

Ici, les gestionnaires de réseau de distribution indiquent s'ils informent au préalable tous les clients des catégories ménages et entreprises sur les coupures planifiées de réseau. Il est également possible de mentionner le délai en jours civils. Si les coupures sont annoncées de manière différenciée selon les groupes de clients, il faut préciser le délai de préavis pour les clients de la catégorie ménage.

2 Infrastructure (comptabilité analytique, formulaire 2)

2.1 Aperçu des installations (comptabilité analytique, formulaire 2.1)

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Aperçu des installations » qui fournit la base technique régulatoire et de comptabilité financière de vos coûts de capitaux. En outre, les principaux éléments techniques de vos immobilisations régulatoires sont demandés et l'on vous pose des questions comptables générales de même que des questions sur l'évaluation de vos immobilisations régulatoires et sur l'intégration des installations dans vos immobilisations régulatoires (activation réglementaire).

Votre tableau des immobilisations régulatoires constitue la base de la déclaration et de la saisie des installations du patrimoine nécessaire à l'exploitation. L'évaluation des installations doit être conforme aux dispositions de l'art. 15, al. 3, LApEl. Une vaste jurisprudence et diverses décisions exécutoires de l'ElCom établissent les principes de l'évaluation, de l'amortissement et de l'intégration des installations dans les immobilisations régulatoires.

Veuillez noter que l'ElCom peut exiger en tout temps de consulter les éléments qui fondent votre évaluation ainsi que votre tableau des immobilisations (art. 22, al. 2, let. b, LApEl en lien avec l'art. 25, al. 1, LApEl). Vous veillerez donc à conserver les documents concernant l'évaluation au-delà de la durée de conservation prévue pour les documents commerciaux (cf. art. 958f, al. 1, du code des obligations (CO, RS 220) [loi fédérale du 30 mars 1911 complétant le Code civil suisse, livre cinquième : droit des obligations] de manière à ce qu'ils soient disponibles pendant toute la durée de vie réglementaire de l'installation. Lors de la reprise d'un réseau, veuillez également vous assurer que ces documents peuvent être transférés avec les installations dans le cadre de la transaction.

2.1.1 Déclaration des installations nécessaires à l'exploitation

Veuillez indiquer ici le nombre d'installations nécessaires à l'exploitation, y compris les installations entièrement amorties, mais encore utilisées. Il ne faut pas saisir les installations exploitées sur mandat de clients (« installations de clients ») ni les installations seulement louées.

2.1.2 Droits d'utilisation

N'indiquez que des installations et des droits d'utilisation attribués à vos immobilisations régulatoires. Si vous disposez de droits d'utilisation partiels, veuillez n'indiquer que la partie qui vous revient (p. ex. si vous possédez 5 sous-stations et un droit d'utilisation de 30 % dans une sixième sous-station, indiquez 5,3).

Dans ce contexte, notez qu'il faut attribuer aux coûts d'exploitation les indemnités accordées pour l'octroi de droits et de servitudes en lien avec l'exploitation du réseau visées à l'art. 15, al. 2, let. c, LApEl. Cet article de loi est en vigueur depuis le 1er juin 2019. L'ElCom n'accepte pas les servitudes et les droits d'utilisation intégrés dans les immobilisations régulatoires après cette date. Le libellé de cet article ne fait aucune distinction entre les indemnités uniques et les indemnités récurrentes (cf. décision de l'ElCom du 12 décembre 2019, 25-00070, ch. marg. 98 ss).

2.1.3 Investissements

Indiquez le montant total des investissements du secteur du réseau, c'est-à-dire les investissements bruts avant déduction des paiements et contributions provenant de tiers (p. ex. les contributions de raccordement).

Attention : les investissements bruts comprennent les nouvelles acquisitions effectuées pendant l'année de base, y compris les investissements dans les installations en cours de construction pour lesquelles une inscription dans les immobilisations régulatoires est prévue durant l'année de planification (concernant la possibilité d'intégrer des installations ou des installations en construction, cf. points 2.2.2 et 2.2.6).

2.1.4 Valeurs de la comptabilité financière et immobilisations régulatoires

Le présent formulaire recueille des informations tant sur les valeurs de votre comptabilité financière que sur les valeurs de vos immobilisations régulatoires (cf. point 2.1 ci-dessus).

Veuillez indiquer, selon les valeurs figurant dans la comptabilité financière, la somme des coûts d'achat ou de construction de toutes les installations existantes à la fin du dernier exercice clôturé, c'est-à-dire les coûts initiaux d'achat ou de construction au jour de référence du bilan (soit les valeurs au 30.09.20xx si l'année hydrologique est retenue ou au 31.12.20xx si l'exercice correspond à l'année civile). Il s'agit donc des valeurs des immobilisations avant leur amortissement.

Indiquez ensuite si, pour l'activation des éléments patrimoniaux ou des coûts de projet dans votre comptabilité financière, vous recourez à la même limite d'activation que pour l'intégration d'installations dans les immobilisations régulatoires qui servent de base à la détermination de vos coûts de capitaux théoriques.

On vous demande également si, pour déterminer les charges activables dans votre comptabilité financière, vous utilisez les mêmes critères que pour l'intégration des coûts dans les immobilisations régulatoires (délimitation « CAPEX » et « OPEX »). Répondez par « oui » si le niveau d'activation (montant) et les critères d'activation sont identiques dans votre comptabilité financière et pour l'intégration des valeurs dans les immobilisations régulatoires.

Dans ce contexte, on entend par « critères d'activation » les règles qui définissent comment vous procédez pour activer les coûts. Exemple : montant d'activation (100 KCHF) / critère d'activation : seuls les nouveaux investissements sont activés. Dans un tel cas, le critère d'activation empêcherait qu'un investissement de remplacement soit activé même si les dépenses à cet effet sont supérieures à 100 KCHF.

2.1.5 Fonds pour financements spéciaux et fonds écologiques

Veuillez noter que le financement de fonds, de projets spéciaux, etc. n'est pas prévu par la régulation actuelle. Si vous prévoyez des coûts supplémentaires de ce type, en plus des coûts imputables régulatoires au sens de la législation sur l'approvisionnement en électricité, vous n'êtes pas autorisés à les percevoir via les coûts du réseau ou de l'énergie. Ces derniers doivent être perçus séparément (par exemple, par le bais d'une redevance ou d'une taxe sur le réseau, pour laquelle une base légale est nécessaire).

Enfin, si des investissements dans le réseau sont financés par de tels moyens (fonds), il faut les traiter comme des contributions ou des paiements de tiers et les déduire des immobilisations régulatoires.

Veuillez noter que les projets à risque ou les nouveaux investissements ne sont pas seulement couverts sur le plan économique, mais aussi sur le plan régulatoire, par les fonds propres (en tant que capital-risque de l'entreprise), à savoir par la part des fonds propres dans le coût moyen pondéré du capital (WACC), considérée comme « bénéfice ». Les pertes résultant de tels projets, qui dans le pire des cas échouent et sont amortis dans la comptabilité financière à charge du résultat, ne sont en principe pas des coûts imputables au sens de la régulation. Elles doivent être financées par les fonds propres comme c'est le cas pour les entreprises opérant sur le marché.

2.1.6 Éclairage public

Selon l'art. 15, al. 1, LApEl, les coûts imputables englobent les coûts d'un réseau sûr, performant et efficace. En conséquence, les coûts qui ne remplissent pas ces conditions ne sont pas imputables. C'est le cas par exemple de diverses activités étrangères au réseau comme l'éclairage public ou les activités administratives pour d'autres domaines.

Si vous assumez pour la commune la responsabilité d'exploiter l'éclairage public, il s'agit d'un service qui doit être assuré « aux conditions du marché ». Si vous fournissez des prestations pour l'éclairage public avec des ressources provenant du secteur du réseau, ces prestations doivent être facturées en conséquence et le revenu doit être déduit des coûts de réseau imputables.

Notez en outre que, pour les raisons mentionnées ci-dessus, il n'est pas licite d'inscrire dans les immobilisations régulatoires les installations de l'éclairage public qui ont été financées par la commune, mais qui figurent dans les immobilisations de la comptabilité financière du gestionnaire de réseau (cf. point 3.2.19).

2.1.7 Acquisition de réseaux après 1999

Veuillez indiquer si vous avez acheté des réseaux après 1999. Si tel est le cas, merci d'indiquer en outre le montant des valeurs résiduelles des réseaux acquis depuis 1999 qui entrent dans le calcul des coûts de réseau (en se rapportant au jour de référence des immobilisations). Veuillez également dresser la liste des réseaux achetés depuis 1999 en mentionnant leurs valeurs résiduelles à la date de la reprise.

2.1.8 Données techniques

2.1.8.1 Tracés des tubes HT, MT et BT

Indiquez ici, indépendamment des niveaux de réseau, la longueur totale de vos tracés (simple longueur linéaire, x.xxx km). Un tracé souterrain peut contenir un ou plusieurs tubes (bloc de tubes de câbles). La longueur du tracé correspond à la simple longueur du bloc de tubes. En règle générale, le tracé est pris en compte jusqu'à la limite de la parcelle du gestionnaire de réseau de distribution et comprend les passages sous les cours d'eau, sous les rues, etc.

2.1.8.2 Câbles de raccordement d'immeuble

Indiquez la longueur des câbles entre la limite de propriété (limite de la parcelle ou point de raccordement au réseau) et la boîte de raccordement de l'immeuble. Si vous ne disposez pas des longueurs de câbles, veuillez donner une valeur estimative et l'indiquer dans le champ « Remarques » (cf. Recommandation AES « Raccordement au réseau pour clients finaux jusqu'à 36 kV », édition 2013).

2.1.8.3 Lignes aériennes

Indiquez la longueur des conducteurs (km de conducteur triphasé). Par exemple : 1 km de tracé en ligne aérienne MT avec 3 conducteurs correspond à 1 km de conducteur ; cf. document AES, Évaluation des réseaux de distribution suisses, édition 2007.

2.1.8.4 Sous-stations

Il faut aussi indiquer les composantes d'installations sur lesquelles vous ne disposez que de droits d'utilisation proportionnels (p. ex. 5.3 unités), pour autant que le droit d'utilisation ait été acquis avant le 1er juin 2019 (cf. point 2.1.2). Les installations louées qui ne figurent pas dans le tableau des immobilisations n'en font pas partie (cf. point 2.1.1). Veuillez indiquer la puissance installée (kVA).

2.1.8.5 Transformation NR 5

S'agissant de la transformation, veuillez en outre indiquer la tension que vous transformez (p. ex. 36/11 kV).

2.1.8.6 Points de mesure

Par point de mesure, on entend le point du réseau où un appareil de mesure saisit et mesure ou enregistre le flux d'énergie injecté ou soutiré (art. 2, al. 1, let. c, OApEl). Il faut indiquer tous les points de mesure de vos clients finaux, producteurs ou installations de stockage et ceux des points de livraison de vos clients revendeurs, y compris vos points de mesure internes.

En l'occurrence, donc, le relevé couvre les points de mesure, y compris les mesures internes (mesures d'exploitation), contrairement aux relevés du point 1.2.4, où tous les points de mesure, à l'exception des mesures d'exploitation internes, font l'objet d'un relevé.

Veuillez indiquer également le nombre de toutes vos mesures de la courbe de charge effectuées au moyen d'un instrument de télérelevé (cf. art. 31*l*, al. 1 et 2, OApEl), de même que le nombre de vos mesures répondant aux exigences des art. 8*a*^{decies} et 8*b* OApEl.

2.2 Immobilisations historiques (comptabilité analytique, formulaire 2.2)

2.2.1 Remarques préliminaires

2.2.1.1 Immobilisations selon leur évaluation historique

Il faut déclarer dans ce formulaire les actifs immobilisés dont l'évaluation repose sur les coûts d'achat ou de construction historiques. Les données doivent être saisies séparément pour chaque niveau de réseau. Les coûts effectifs résultant de la construction des installations sont déterminants pour l'évaluation historique des réseaux. Le gestionnaire de réseau doit prouver ces coûts à la demande de l'ElCom. La preuve que les coûts de l'installation sont liés à sa construction peut être documentée par exemple comme suit :

- comptes d'investissement ou bilans,
- décomptes des coûts de construction,
- contrats comprenant des données chiffrées correspondantes (p. ex. contrats de copropriété),
- justificatifs des registres fonciers prouvant les prix des biens-fonds.

2.2.1.2 Version complète ou version light

Le formulaire « Immobilisations historiques » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau. Notez que les règles d'évaluation et d'intégration dans les immobilisations régulatoires présentées ci-après s'appliquent à tous les gestionnaires de réseau indépendamment de la version du formulaire (version complète ou version light).

2.2.1.3 Principe de l'année de base et période de référence pour les amortissements

Les valeurs des actifs immobilisés doivent être déclarées au jour de référence du bilan du dernier exercice clôturé. Les amortissements concernent généralement une période de 12 mois. De ce fait, la période de référence des amortissements devrait courir soit du 1er janvier au 31 décembre, soit du 1er octobre au 30 septembre.

2.2.1.4 Entrées et sorties

Il faut indiquer les coûts d'achat ou de construction historiques à la date de clôture du bilan (à la fin de l'exercice ; 1er bloc du formulaire 2.2) en y ajoutant les entrées (2e bloc du formulaire 2.2) et en déduisant les immobilisations supprimées (3e bloc du formulaire 2.2) durant l'exercice concerné.

Les entrées et les sorties de l'exercice considéré doivent être saisies en valeurs brutes, c'est-à-dire aux coûts d'achat ou de construction historiques. Nous admettons que les entrées et les sorties sont en principe traitées de la même manière dans la comptabilité analytique et dans la comptabilité financière. Si votre pratique est différente, veuillez faire état des entrées et des sorties que vous avez effectivement prises en compte dans le cadre de vos calculs. Vous voudrez bien expliquer les écarts par rapport à la comptabilité financière dans le champ réservé aux remarques.

2.2.2 Relation entre les immobilisations régulatoires et les valeurs de la comptabilité financière

Le patrimoine nécessaire à l'exploitation constitue la base du calcul des coûts de capital. Il se définit par le tableau des immobilisations régulatoires. Le Tribunal fédéral a arrêté que la base déterminante du calcul des intérêts théoriques et des amortissements n'est pas la valeur comptable des installations inscrite dans la comptabilité financière, mais leur valeur résiduelle selon la comptabilité analytique régulatoire.

Les dispositions du droit comptable en matière d'activation ne sont pas déterminantes s'agissant de calculer les coûts de capital imputable au sens de la LApEl (cf. art. 11, al. 1, LApEl ; art. 7 OApEl). La comptabilité analytique, où les immobilisations régulatoires doivent figurer, peut s'écarter de la comptabilité financière pour diverses raisons. Comme les valeurs comptables ne sont pas déterminantes, on ne saurait se référer à la pratique d'activation de la comptabilité financière pour déterminer les coûts de capital imputables (ATF 138 II 465, consid. 4.6.2 et 6.3.2). Selon l'art. 13, al. 2, OApEl, seuls sont considérés comme coûts d'acquisition ou de fabrication les coûts de construction des installations concernées. Ainsi, seules peuvent figurer dans les immobilisations régulatoires les installations dont les coûts sont imputables à titre de coûts du capital au sens de la législation sur l'approvisionnement en électricité.

La condition préalable à l'attribution de coûts aux immobilisations régulatoires est que ces coûts présentent un lien direct avec la construction des installations auxquelles ils sont imputés en tenant compte de la durée de vie. Les coûts revendiqués doivent être nécessaires à la mise en exploitation et au maintien de l'exploitation du réseau des installations concernées de sorte qu'il soit justifié de leur faire porter un intérêt à titre de valeurs patrimoniales résiduelles théoriques pendant la durée de vie.

Les valeurs résiduelles de la comptabilité financière et du tableau des immobilisations régulatoires seront souvent différentes, notamment en raison des différences entre les règles d'activation de la comptabilité financière et la possibilité offerte par la législation sur l'approvisionnement en électricité d'intégrer des installations dans les immobilisations régulatoires. De plus, les durées de vie et les méthodes d'amortissement de la comptabilité financière diffèrent généralement de celles prévues par les dispositions de la législation sur l'approvisionnement en électricité.

2.2.3 Coûts de démolition, de démantèlement ou de solution provisoire

Les coûts de démolition, de démantèlement ou de solution provisoire ne sont pas intégrés dans les immobilisations régulatoires. Ces coûts ne faisant pas partie de l'installation nouvellement construite, ils ne sont pas assimilables à ses coûts d'achat ou de construction (art. 15, al. 3, LApEl). Il n'est donc pas admissible que de tels coûts soient ajoutés aux coûts de capital imputables à titre de coûts initiaux d'achat ou de construction. En revanche, il est possible de les comptabiliser comme coûts d'exploitation uniques durant les exercices concernés.

2.2.4 Projets et coûts de projet

Dans le cadre d'un projet, les différentes phases permettent en principe de distinguer quels coûts sont imputables à des valeurs assimilables à des immobilisations régulatoires et quels coûts représentent des coûts d'exploitation. Tous les coûts liés à la pure planification – élaboration de variantes, préparation du projet, établissement de plans, élaboration de l'appel d'offres en vue de prestations, etc. – sont des coûts d'exploitation. Ils ne font pas directement partie des nouvelles installations et ne sauraient donc être ajoutés à leurs coûts de construction. Les coûts qui peuvent être inclus dans les immobilisations régulatoires ne surviennent que dans la phase de réalisation d'un projet.

2.2.5 Coûts d'entretien et investissements de remplacement

Les coûts d'entretien ne sont pas des coûts de construction : il n'est pas admissible de les prendre en compte dans le calcul des coûts de capital imputables. Ils peuvent toutefois être reconnus comme coûts d'exploitation s'ils étaient nécessaires à un réseau sûr, performant et efficace (art. 15, al. 1, LApEl ; cf. ANDRE SPIELMANN dans : Kommentar zum Energierecht, Brigitta Kratz / Michael Merker / Renato Tami / Stefan Rechsteiner / Kathrin Föhse [éd.], tome I, Berne 2016, art. 15 LApEl, ch. marg. 10).

Les investissements de remplacement, par contre, peuvent être intégrés dans les immobilisations régulatoires. La condition en est toutefois qu'ils soient présentés de manière transparente comme parties séparées des installations et qu'ils ne soient pas attribués à une installation existante (« rénovation d'une installation »). Il faut aussi noter que les parties d'installation remplacées ou démolies doivent être retirées des immobilisations régulatoires (amortissement extraordinaire).

2.2.6 Installations en construction

Les installations en construction peuvent être intégrées dans les immobilisations régulatoires tant qu'elles ne sont pas encore en exploitation. Veuillez noter que les intérêts d'éventuels crédits contractés pour la réalisation de telles installations ne peuvent pas être intégrés dans la valeur régulatoire de l'installation.

Les coûts liés à des installations qui n'en sont qu'au stade de la planification ne sont pas imputables comme ceux d'installations en construction (cf. arrêt du Tribunal administratif fédéral A-2876/2010 du 20 juin 2013, consid. 6.4). En d'autres termes, les valeurs résiduelles des installations que vous déclarez ne doivent pas comprendre de positions d'installations qui ne sont que planifiées.

Les installations en construction ne sont pas amorties durant leur construction. Selon la pratique de l'ElCom, la mise en exploitation survient au moment où l'installation est utilisée dans l'exploitation du réseau. La mise en exploitation technique d'une installation est donc déterminante s'agissant du transfert d'installations en construction dans les immobilisations régulatoires au sens de la législation sur l'approvisionnement en électricité. À partir de ce moment donc, une installation doit être amortie (cf. point 2.2.15). Du point de vue de la régulation, la date de transfert dans la comptabilité financière, c'est-à-dire le passage des installations en construction aux installations en service soumises à l'obligation d'amortissement - n'est pas pertinente.

Dans son évaluation, l'ElCom table sur la *date de mise en exploitation technique*. Il s'agit là d'une référence adéquate, puisqu'elle définit le moment à partir duquel une installation est effectivement affectée à sa destination et est utilisée dans ce but. Il faut commencer par évaluer si une installation sert à l'*exploitation du réseau* (p. ex. une ligne) ou à la réalisation du réseau (p. ex. une grue ou une voie ferroviaire). Ensuite, on évalue *à partir de quel moment* l'installation a été mise en exploitation.

Pour une ligne électrique, l'utilisation effective pour le transport d'électricité constitue la mise en exploitation technique. Le seul tirage d'un câble ne suffit pas à constituer une mise en exploitation technique. La même argumentation s'applique aussi aux installations tels que les tracés, les blocs de tubes de

câbles et les bancs de câbles. Ces installations sont activées et amorties au premier passage du courant électrique. Un transformateur non encore raccordé au circuit électrique est aussi un bon exemple d'installation en construction. Prenez en considération le moment à partir duquel vous pouvez utiliser l'installation pour le transport de l'électricité. S'agissant d'installations électriques, l'avis d'achèvement technique adressé à l'ESTI constitue une référence appropriée pour fixer le début de l'obligation de l'amortissement théorique.

La mise en exploitation réglementaire d'installations *qui ne servent pas elles-mêmes à l'exploitation, mais qui servent à la construction d'installations utiles à l'exploitation*, comme la construction d'une grande grue ou d'une voie ferroviaire, entraîne aussi l'intégration de ces installations dans les immobilisations régulatoires et le début de leur amortissement, dès lors qu'elles sont affectées à leur destination. Le libellé de la loi, *« garantir un réseau sûr, performant et efficace »*, ne comprend pas que l'*exploitation* du réseau, mais aussi la *réalisation d'installations nécessaires à l'exploitation du réseau*. Les installations servant à la réalisation d'installations du réseau, comme une grue ou une voie ferroviaire, sont donc aussi visées.

L'ElCom a traité ce thème en détail dans deux décisions au printemps 2018 et à l'automne 2019 concernant des installations du réseau de transport (cf. décisions de l'ElCom du 11 septembre 2019, 25-00100, et du 6 mars 2018, 25-00062).

2.2.7 Prix d'achat

On peut donc, pour déterminer les coûts initiaux d'achat ou de construction, se référer autant que possible aux coûts effectifs survenus à l'époque. L'art. 13, al. 2, OApEl précise que seuls sont considérés comme coûts d'acquisition ou de fabrication les coûts de construction des installations concernées. L'instance chargée d'édicter cette ordonnance a ainsi voulu s'assurer que le prix payé en cas de changement de mains n'aurait pas d'incidence sur la détermination des coûts du capital. Les « coûts initiaux d'acquisition ou de fabrication » correspondent aux coûts survenus en lien avec la réalisation initiale des installations et non pas au prix d'achat payé par un acheteur ultérieur (ATF 140 II 415, consid. 5.5.3 et 5.9). Par conséquent, tous les actifs immobilisés doivent être épurés d'éventuels prix d'achat : les coûts initiaux d'achat ou de construction au sens de l'art. 15 LApEl s'appliquent, même s'il s'agit d'achats et de cessions de réseau internes au groupe entre une société mère et l'une de ses filiales (cf. entre autres la décision de l'ElCom du 11 septembre 2019, 25-00100, ch. marg. 47). Les prix d'achat ne sont pas admissibles, il faut appliquer les valeurs résiduelles sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction du propriétaire initial.

2.2.8 Coûts de transaction et coûts accessoires des installations

Par « coûts de transaction », on entend ci-après les coûts spécifiques que doit assumer un gestionnaire de réseau en raison de la reprise ou de l'achat d'installations et de réseaux (cf. décision de l'ElCom du 19 décembre 2019, 25-00070).

La condition préalable à l'attribution de coûts aux immobilisations régulatoires est que ces coûts présentent un lien direct avec la construction des installations auxquelles ils sont imputés en tenant compte de la durée de vie. Les coûts revendiqués doivent être nécessaires à la mise en exploitation et au maintien de l'exploitation du réseau des installations concernées de sorte qu'il soit justifié de leur faire porter un intérêt à titre de valeurs patrimoniales résiduelles théoriques pendant la durée de vie.

Les coûts de transaction ne sont pas des coûts de construction au sens de l'art. 13, al. 2, OApEl. *Les coûts liés à une transaction, comprise comme un ensemble d'activités en vue d'un achat de réseaux ou d'installations, ne sont pas directement nécessaires au maintien de l'exploitation du réseau.* C'est pourquoi les activités telles que le contrôle de l'état technique d'une installation, de la documentation d'une

installation ainsi que le transfert de l'installation dans la comptabilité ne peuvent pas être activées comme des coûts accessoires de l'installation.

La notion de « coûts accessoires » des installations, utilisée en comptabilité financière, n'apparaît pas dans la LApEl. On peut définir ces coûts comme étant *directement liés à une installation en construction* ou à une installation achetée. C'est par exemple le cas des coûts d'installation d'un transformateur. Ces coûts ne sont admissibles dans les immobilisations régulatoires que s'il s'agit de coûts de construction au sens de l'art. 13, al. 2, OApEl. Ce n'est que lorsqu'ils sont *directement liés* à une installation qu'ils peuvent être inscrits à l'actif en même temps que celle dernière.

Remarque sur les coûts d'installation liés au déploiement des compteurs intelligents

Selon le SCCD-CH 2019 (et antérieur), les coûts d'installation des systèmes de mesure intelligents sont inclus dans les autres coûts en tant que coûts d'exploitation (p. 25). L'ElCom reprend les solutions proposées dans les documents de la branche, pour autant qu'elle les juge appropriées et compatibles avec le droit sur l'approvisionnement en électricité. Elle a ainsi adopté la règle selon laquelle les coûts d'installation des systèmes de mesure intelligents doivent être inclus dans les coûts d'exploitation et a structuré les positions de coûts dans le fichier de comptabilité analytique conformément au règlement du SCCD-CH de manière à ce que les coûts d'installation soient déclarés en tant que coûts d'exploitation.

L'ElCom a confirmé cette position lors de sa réunion du 16 mars 2021. L'activation des coûts d'installation entraînerait une inégalité de traitement pour les GRD qui ont déjà procédé à un déploiement à grande échelle et qui ne seraient pas autorisés à activer les coûts rétroactivement. Par conséquent, les coûts d'installation pour le déploiement des compteurs intelligents doivent être explicitement traités comme des coûts d'exploitation, cf. point 3.2.16.2.

À partir de l'exercice 2026, les coûts d'installation pourront être traités comme faisant partie des coûts de capitaux (art. 8*a*^{bis}, al. 1, OApEl dans la version entrant en vigueur au 1er janvier 2026).

2.2.9 Terrains

En vertu de l'art. 216, al. 1, CO, le contrat d'achat d'un bien-fonds requiert la forme de l'acte authentique. Le prix d'achat est un point essentiel de ce contrat. L'inscription au registre foncier est nécessaire pour l'acquisition de la propriété foncière (art. 656, al. 1, du Code civil suisse du 10 décembre 1907 [CCS ; RS 210]). Le contrat d'achat sert de pièce justificative pour le Registre foncier (art. 948, al. 2, CCS). Conformément à l'art. 37, al. 2, de l'ordonnance du 23 septembre 2011 sur le registre foncier (ORF ; RS 211.432.1), les pièces justificatives doivent être conservées pour une durée illimitée. Il faut donc obtenir au moins des copies du contrat d'achat auprès du Registre foncier. Les terrains ne doivent donc être évalués ni selon la méthode synthétique ni en recourant à des valeurs de marché (cf. entre autres arrêt du Tribunal administratif fédéral A-2654/2009, consid. 8.6.2 ; décision de l'ElCom du 11 septembre 2019, 25-00100, ch. marg. 54 s.).

2.2.10 Activation des prestations propres

Les coûts de réseau imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace (…). Ils comprennent un bénéfice d'exploitation approprié (art. 15, al. 1, LApEl). Les prestations facturées au sein de l'entreprise ou du groupe sont imputables au plus à hauteur des coûts qu'aurait occasionnés leur production par l'exploitation du réseau lui-même. Cependant, le bénéfice approprié visé à l'art. 15, al. 1, LApEl ne saurait être dépassé par des prestations facturées en interne (cf. décision de l'ElCom du 19 décembre 2019, 25-00070).

Si des prestations propres sont fournies avec les ressources du réseau, il faut déduire des positions de coûts correspondantes les coûts de réseau à raison de la contre-valeur des prestations fournies à soi-même (mention dans la position « Autres revenus », cf. point 3.2.20.2 ci-dessous).

Si des installations sont élaborées au moyen de ressources propres et qu'elles sont ensuite intégrées dans les immobilisations régulatoires où elles constituent la base des amortissements et des intérêts théoriques, et ainsi des coûts de capitaux imputables, il n'est pas admissible que les prix des prestations propres comprennent des composantes de coûts du capital (p. ex. intérêts, amortissements). Sinon, il y a double imposition.

2.2.11 Paiements de tiers, aides à l'investissement et paiements pour les renforcements de réseau

Les contributions et les paiements de tiers, les aides à l'investissement comme les paiements pour la pose de lignes, pour les sous-stations ou pour les stations transformatrices dans le cadre de travaux autoroutiers ou ferroviaires, ainsi que les contributions de tiers au renforcement du réseau (art. 13*e*, al. 4, OApEl) doivent être déduits des immobilisations régulatoires et y être présentés de manière transparente. L'ElCom estime que cette transparence est assurée si ces positions sont intégrées comme positions négatives dans le tableau des immobilisations régulatoires avec le même amortissement que les investissements correspondants (méthode dite brute).

Les coûts des renforcements du réseau nécessaires en relation avec les installations de production selon l'art. 15*b* LApEl doivent être présentés séparément selon l'art. 7, al. 3, let. h, OApEl.

2.2.12 Ventilation des immobilisations

Si vos documents ne vous permettent d'établir que les montants totaux historiques, mais pas les valeurs individuelles des immobilisations, vous pouvez répartir ces montants entre les différentes catégories d'installations au moyen de clés de répartition appropriées. Si les installations sont évaluées selon la méthode synthétique, vous pouvez utiliser les clés de répartition relatives à votre évaluation synthétique comme base de ventilation dans les différentes catégories d'installations. Quelle que soit la méthode retenue, notez que les valeurs des coûts d'achat et de construction (CAC), une fois déterminés de la sorte par ventilation, devront rester stables pendant toute leur durée de vie théorique.

2.2.13 Traitement des sous-stations / stations transformatrices

Le document de la branche « Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution » (MURD – CH) ; AES 2025) prévoit que soit les sous-stations/stations transformatrices ne sont mentionnées qu'aux niveaux de réseau pairs, soit que leurs champs de lignes sont attribués aux niveaux de réseau impairs. Nous avons pris en compte la solution de branche et tenu compte des deux variantes en développant le fichier de relevé des données.

Présentez tous les coûts des sous-stations selon la répartition de votre comptabilité analytique. Si vous avez attribué les champs de lignes à la sous-station, enregistrez ici les coûts correspondants. Si tel n'est pas le cas, déclarez-les dans la catégorie des lignes. Votre comptabilité analytique interne constitue la base également pour l'attribution des coûts aux niveaux de réseau.

2.2.14 Principes d'intégration d'autres positions dans les immobilisations régulatoires

Fondamentalement, seules peuvent être prises en compte (« activées ») dans les immobilisations régulatoires les positions auxquelles correspond un investissement durable attribuable à une installation déterminée nécessaire à l'exploitation d'un réseau sûr et efficace. Dans ce contexte, il faut particulièrement veiller à l'attribution des coûts de projet dans le cadre de la construction ou de l'assainissement des installations (cf. point 2.2.5).

Ainsi, il n'est pas possible de faire valoir les coûts de planification des variantes ou les coûts d'établissement des plans à titre d'immobilisations régulatoires. De même, les coûts d'héliographie, de publication, de procédures d'approbation, d'appels d'offres pour des prestations et les autres coûts engagés avant la réalisation effective ne doivent pas non plus être déclarés dans les immobilisations régulatoires.

2.2.15 Amortissements

Les installations doivent être amorties linéairement pendant leur durée de vie jusqu'à la valeur zéro (art. 13, al. 2, OApEl). Les amortissements imputables aux coûts de capitaux correspondent au plus aux montants d'amortissement théoriques de l'année tarifaire visée. Les amortissements annuels théoriques se calculent linéairement jusqu'à la valeur zéro, pendant une durée d'utilisation déterminée, sur la base des coûts initiaux d'achat et de construction (CAC) des installations existantes. Lorsqu'une installation est complètement amortie et que sa valeur résiduelle est nulle, il est illicite de procéder à des amortissements supplémentaires.

Les amortissements théoriques reflètent la dépréciation des installations indépendamment des valeurs figurant dans la comptabilité externe du gestionnaire de réseau.

La branche fixe les durées d'utilisation spécifiques aux diverses catégories d'installations. Ces durées se trouvent dans le document de la branche publié par l'AES « Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH ». L'ElCom prend en compte ces durées d'amortissement dans le cadre des procédures de contrôle des tarifs, si elle les juge appropriées.

Selon l'ElCom, la mise en exploitation technique représente un point de référence approprié, car il définit à partir de quel moment une installation est effectivement affectée à sa destination et utilisée à cette fin (décision de l'ElCom du 17 novembre 2016, 211-00016, ch. marg. 151 ss). Il en découle que l'installation doit être amortie à partir de sa mise en exploitation technique. Si une installation en construction est achevée, la date de mise en exploitation doit être utilisée comme base de l'amortissement et de la valeur résiduelle réglementaire (décision de l'ElCom du 17 novembre 2016, 211-00016, consid 150 ss ; décision de l'ElCom du 20 octobre 2016, 25-00067, ch. marg. 43 s. et 69 ; lettre de clôture de l'ElCom du 21 novembre 2017, 212-00233, ch. point 2.2).

Lorsqu'une installation déjà utilisée est acquise, la date initiale de mise en exploitation de l'installation est pertinente et non pas la date de l'achat ou de l'échange (ANDRE SPIELMANN dans : Kommentar zum Energierecht, Brigitta Kratz / Michael Merker / Renato Tami / Stefan Rechsteiner / Kathrin Föhse [éd.], tome I, Berne 2016, art. 15 LApEl, ch. marg. 7).

Les amortissements peuvent être effectués sur une base annuelle ou mensuelle. Le premier amortissement survient la première année de la mise en exploitation. Si le gestionnaire de réseau connaît et communique la date exacte de la mise en exploitation, il est en droit de calculer les amortissements mois par mois la première année. Ainsi, l'amortissement sera également calculé sur une base mensuelle durant la dernière année de vie de l'installation. L'ElCom n'accepte pas les amortissements journaliers durant l'année de mise en exploitation et l'année de mise hors exploitation de l'installation.

Si le gestionnaire de réseau indique dans son tableau des immobilisations régulatoires uniquement l'année d'acquisition, il faut en principe prévoir un amortissement annuel complet pour la première année. Une alternative consiste à admettre, durant l'année d'acquisition, une date d'achat fictive en milieu d'exercice (soit le 1er juillet pour l'année civile et le 1er avril pour l'année hydrologique), de sorte que l'installation soit amortie pour la première fois sur six mois l'année de son acquisition et pour la dernière fois sur six mois dans l'année de sortie.

Les droits d'utilisation et les servitudes dans la mesure où leur prise en compte dans l'actif immobilisé était autorisée (cf. point 2.1.2) sont amortis sur la durée du contrat, mais au maximum sur la durée d'utilisation de l'immobilisation liée au droit d'utilisation ou à la servitude.

Lorsqu'une installation est complètement amortie et que sa valeur résiduelle est nulle, tout amortissement supplémentaire est illicite. Au moment de la mise hors exploitation de l'installation, la valeur résiduelle figurant éventuellement encore dans les immobilisations régulatoires doit être complètement amortie. En cas de démolition de l'installation, sa contre-valeur doit être également supprimée dans les immobilisations régulatoires.

2.3 Immobilisations synthétiques (comptabilité analytique, formulaire 2.3)

2.3.1 Remarques préliminaires

Le formulaire « Immobilisations synthétiques » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau. Notez que les règles d'évaluation et d'intégration dans les immobilisations régulatoires présentées ci-après s'appliquent à tous les gestionnaires de réseau indépendamment de la version du formulaire (version complète ou version light).

Définition des divers termes utilisés :

- Évaluation synthétique : méthode exceptionnelle au sens de l'art. 13, al. 4, OApEl. Les pratiques des tribunaux et de l'ElCom définissent la procédure applicable pour calculer les valeurs synthétiques correctes à la date d'acquisition de l'installation ou les valeurs résiduelles correspondantes (cf. ci-après).
- Valeur de récupération (valeur de remplacement à neuf) : la valeur de remplacement à neuf (= prix de remplacement au sens de l'art. 13, al. 4, OApEl multiplié par la quantité) d'une installation correspond au coût nécessaire à l'acquisition d'une installation équivalente à neuf. Cette valeur se rapporte à la valeur de l'installation avant les amortissements. La valeur de remplacement à neuf n'est pas une valeur autorisée par la LApEl.
- Valeur de remplacement actuelle : la valeur de remplacement actuelle correspond à la valeur résiduelle, non indexée rétroactivement, d'une installation évaluée de manière synthétique (valeur de remplacement à neuf moins les amortissements jusqu'au moment t). La valeur de remplacement actuelle n'est pas une valeur autorisée par la LApEl.
- Nouvelle valeur d'acquisition : la nouvelle valeur d'acquisition désigne la valeur d'une installation évaluée de manière synthétique après indexation rétroactive et déduction selon l'art. 13, al. 4, OApEl, mais avant amortissements.
- Valeur d'acquisition actuelle : la valeur d'acquisition actuelle correspond à la valeur résiduelle d'une installation évaluée de manière synthétique (nouvelle valeur d'acquisition moins les amortissements jusqu'au moment t).

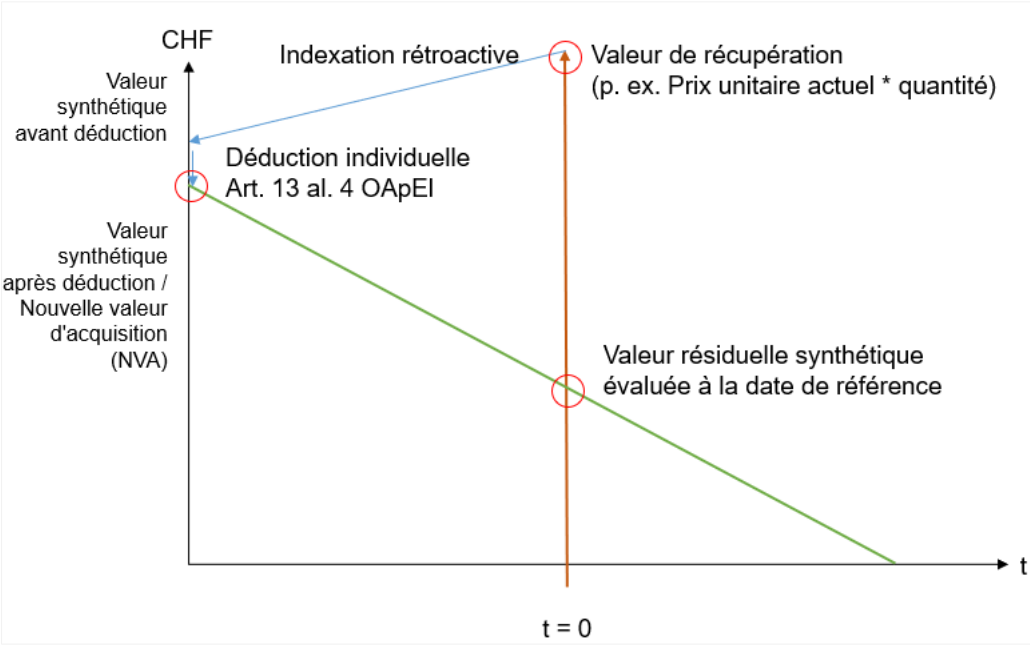


Figure 1 Nouvelles valeurs d'acquisition et déduction au sens de l'art. 13, al. 4 OApEl

2.3.2 Évaluation et justificatifs pour les installations évaluées avec la méthode synthétique

2.3.2.1 Conditions préalables

Selon l'art. 15, al. 3, LApEl, les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction des installations existantes. Dans son arrêt du 3 juillet 2012, le Tribunal fédéral note que la législation sur l'approvisionnement en électricité, à l'art. 15, al. 3, LApEl, se réfère principalement aux coûts d'achat ou de construction historiques effectifs. Selon le Tribunal fédéral, la méthode d'évaluation synthétique visée à l'art. 13, al. 4, OApEl constitue une méthode exceptionnelle applicable lorsque les coûts initiaux ne peuvent pas être établis de manière fiable (ATF 138 II 465, consid. 6.2 s.).

Quiconque veut recourir à la méthode synthétique doit, de manière crédible, montrer qu'il n'est plus en mesure de déterminer les valeurs historiques et expliquer pourquoi (art. 8 CC ; ATF 138 II 465, consid. 6.3). En cas de recours aux valeurs synthétiques, les coûts d'exploitation ou de capital déjà facturés doivent être déduits (art. 13, al. 4, OApEl ; ATF 138 II 465, consid. 6.3.2).

2.3.3 Valeurs unitaires ou prix de remplacement

Pour calculer les valeurs synthétiques, il faut déterminer les prix de remplacement. Ceux-ci reposent normalement sur les prix d'installations comparables étayés par des justificatifs (valeurs unitaires par unité de quantité, p. ex. CHF/m^3 ou CHF/km). Ces justificatifs et la méthode de calcul doivent être documentés et la documentation en question doit être conservée pendant la durée de vie théorique de l'installation ainsi évaluée. La documentation doit être présentée à l'ElCom si celle-ci en fait la demande.

En cas de détermination des prix de remplacement à l'aide de valeurs unitaires, il faut toujours prendre en compte la situation individuelle de l'entreprise (modalités d'achat, région et structure régionale des coûts, spécificités du projet de construction, environnement de la construction, etc.). C'est pourquoi des valeurs unitaires forfaitaires (p. ex. forfaits repris de la branche) ne sont autorisées que sous réserve de pré-contrôles de plausibilité scrupuleux. Les estimations ne sont en principe pas admises.

2.3.4 Indexation rétroactive et indices admissibles

Les valeurs de remplacement déterminées selon cette méthode doivent être calculées sur la base d'indices des prix officiels et appropriés, rétroactivement à la date d'acquisition ou de fabrication (art. 13, al. 4, OApEl). Des indices spécifiques aux catégories d'installations du réseau électrique suisse ont été élaborés à cet effet. Depuis l'année tarifaire 2011, les indices doivent être appliqués conformément à la directive 3/2010 de l'ElCom (Indices de prix pour la détermination de la valeur d'acquisition dans le cadre de l'évaluation synthétique des réseaux visée à l'article 13, alinéa 4, OApEl), y compris son annexe : 3/2010 - Séries d'indices. Ces deux documents sont disponibles sous ElCom (admin.ch) > Publication et évènements > Directives.

L'indice des prix à la production et à l'importation (IPP) ne doit pas être utilisé, ce dernier n'est en effet pas représentatif pour le réseau de transport et le réseau de distribution parce que les composantes de la construction d'installations électriques ne constituent qu'une partie minime de l'IPP ou qu'elles n'y figurent pas. C'est pourquoi l'IPP n'est pas approprié pour déterminer les coûts d'achat ou de construction d'installations des réseaux de transport et de distribution.

2.3.5 Déduction individuelle de 20 % selon l'art. 13, al. 4, OApEl

20 % doivent être déduits de la valeur synthétique ainsi déterminée (art. 13, al. 4, OApEl). Cette déduction de 20 % s'applique aussi longtemps que la preuve n'est pas apportée que la déduction entraîne une évaluation inférieure aux coûts initiaux d'achat ou de construction (ATF 138 II 465, consid. 7.7). Si cette preuve est fournie, une déduction plus faible est possible. Le montant de la déduction doit être alors indiqué à la place de 20 % et l'application de la valeur inférieure doit être justifiée. Si l'ElCom prouve de son côté que la déduction doit être supérieure à 20 % ou supérieure au montant de déduction revendiqué par le gestionnaire de réseau, elle procède à une correction.

2.3.6 Évaluation synthétique d'installations entières et de parties d'installations

Le Tribunal administratif fédéral a noté à plusieurs reprises que la méthode synthétique ne se limite pas à la possibilité de combler les lacunes dans une installation (cf. entre autres l'arrêt du Tribunal administratif fédéral A-2786/2010 du 10 juillet 2013, consid. 4.2.3). La méthode synthétique détermine toujours la valeur totale de l'installation. Dans un arrêt ultérieur, le Tribunal administratif fédéral a précisé que les divers tronçons de ligne doivent être si possible clairement subdivisés et délimités l'un par rapport à l'autre dans le cadre de l'évaluation. Si les tronçons concernés peuvent être évalués séparément sans restriction, ils doivent être considérés à cet égard comme des installations distinctes et il faut en principe évaluer historiquement autant de tronçons de ligne que possible (arrêt du Tribunal administratif fédéral A-8638/2010 du 15 mai 2014, consid. 5.3.4).

2.3.7 Valeurs estimées

Les valeurs unitaires ou les nouvelles valeurs d'acquisition estimées ne sont pas autorisées.

2.4 Valeur du réseau (comptabilité analytique, formulaire 2.4)

Vous ne devez pas compléter le formulaire « Valeur du réseau ». Il vous offre un aperçu des valeurs historiques et synthétiques de vos installations conformément aux données qui ont été déclarées (formulaires 2.2 et 2.3).

2.5 Contributions CRR et CCR (comptabilité analytique, formulaire 2.5)

Certaines questions du formulaire « Contributions CRR et CCR » n'apparaissent pas aux gestionnaires de réseau qui ne remplissent que la version light.

Les contributions de raccordements au réseau (CRR) et les contributions aux coûts du réseau (CCR) doivent être présentées séparément dans le fichier de comptabilité analytique (art. 7, al. 3, let. i OApEl).

Si vous saisissez les contributions, trois méthodes peuvent s'appliquer (cf. recommandation de la branche publiée par l'AES, « Raccordement au réseau » (NA/RR – CH), édition 2025) :

- Méthode brute : vous activez la totalité des coûts survenus et enregistrez les recettes au passif. Autrement dit, vous présentez l'ensemble des coûts encourus dans l'actif immobilisé régulatoires avec des valeurs positives et les recettes avec des valeurs négatives. Ces valeurs négatives se réduisent sur la même période d'amortissement que les raccordements au réseau.
- Méthode nette : vous déduisez les versements effectués par le client avant d'activer les coûts restants.
- Saisie dans le compte de résultat : les contributions sont saisies dans le compte de résultat, c'est-à-dire qu'elles sont portées, dans la période considérée, en réduction des coûts régulatoires.

Aux yeux du ST ElCom, il faut donner la préférence à la méthode brute sur les autres méthodes.

Pour la version complète seulement : Veuillez indiquer d'une part la somme des produits (valeurs effectives) pour les années jusqu'à 2024 inclus et d'autre part le montant total facturé en 2025.

3 Coûts du réseau (comptabilité analytique, chapitre 3)

3.1 Généralités (comptabilité analytique, formulaire 3.1)

3.1.1 Aperçu

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Généralités », qui présente les bases du calcul des différences de couverture de l'année tarifaire 2025 (cf. formulaire 3.2 de la comptabilité analytique, ci-après point 3.2). Veuillez n'utiliser pour ce formulaire que des valeurs effectives et non des valeurs prévisionnelles (valeurs effectives du dernier exercice clôturé).

Les coûts de réseaux amont doivent être présentés dans ce formulaire. Dans la version complète, il faut en outre mentionner les coûts des pertes actives et de l'énergie réactive.

3.1.2 Pertes actives

Les pertes actives sont la différence entre l'énergie électrique mise à disposition dans le réseau et celle fournie aux consommateurs finaux et aux clients revendeurs (pertes de transformation et de transport). Ces pertes figurent dans les coûts d'exploitation (cf. point 3.2.9 ss). Les pertes actives doivent être évaluées pour chaque niveau de réseau. Elles sont autant que possible déterminées par mesure différentielle. Lorsque, pour certains niveaux de réseau, les mesures font défaut ou que le nombre de points de mesure est insuffisant, les pertes sont calculées sur la base d'un bilan énergétique global et réparties entre les différents niveaux à l'aide d'une clé de répartition ou selon un calcul modélisé (cf. document de l'AES DC-CH, édition 2020, point 8.3).

Les pertes actives sont indiquées en pourcentage pour chaque niveau de réseau. On les calcule avec la formule suivante (cf. document de l'AES DC-CH, édition 2020, point 8.3.1) :

$$Pertes\ niveau\ x\ en\ \% = \frac{\sum Achats\ niveau\ x - \sum Ventes\ niveau\ x}{\sum Achats\ niveau\ x} * 100$$

Veuillez vous assurer que tous les champs (quantité, coûts et pourcentages) sont dûment remplis avec des valeurs valides et qu'aucune valeur nulle n'y figure.

À noter également : les coûts effectifs des pertes actives doivent reposer sur des coûts réels, ventilés si nécessaire. Il n'est pas autorisé de déclarer des coûts des pertes actives reposant sur des valeurs prévisionnelles ou sur des estimations pour le calcul des différences de couverture.

3.1.3 Énergie réactive

Le gestionnaire de réseau assure la compensation de la puissance réactive dans son réseau de distribution. Le gestionnaire de réseau pourvoit lui-même ou par des contrats avec des tiers aux possibilités de compensation nécessaires dans le réseau de distribution et dans les unités de production (cf. document de la branche publié par l'AES Distribution Code Suisse (DC-CH)).

Une facturation directe conforme au principe de causalité est possible, par exemple si cos(φ) < 0.90, pour la compensation de la puissance réactive. S'il est fait usage de cette possibilité de facturation directe, il faut s'assurer qu'aucune facturation double ne survienne dans la rémunération de l'utilisation du réseau et la facturation directe.

3.1.4 Situations dites de « pancaking » à éviter

Lorsque des réseaux appartenant à des propriétaires différents sont connectés les uns derrière les autres à l'intérieur d'un niveau de réseau ou sont mélangés sur le même niveau de réseau, il se produit une situation dite de « pancaking », c'est-à-dire que les consommateurs finaux courent le risque de se voir facturer plusieurs fois les coûts d'un niveau de réseau : les coûts du niveau de réseau du gestionnaire de réseau en aval s'ajoutent aux coûts de réseau facturés par son fournisseur en amont. Le revendeur peut à son tour répercuter ces coûts - plus élevés - sur ses clients.

Dans son document de la branche « Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution » (MURD-CH), l'Association des entreprises électriques suisses (AES) a fixé des règles en la matière au sens de l'art. 17 OApEl. L'ElCom s'est elle aussi déjà exprimée sur ce thème (cf. décision de l'ElCom du 20 octobre 2011, 921-10-007).

L'ElCom observe ce genre de constellations d'un œil critique : les gestionnaires de réseau sont tenus de garantir par des mesures appropriées que le consommateur final ne fasse pas les frais d'une facturation multiple en raison du simple fait que plusieurs acteurs sont responsables de l'exploitation du réseau à un même niveau de réseau.

3.2 Différences de couverture du réseau (comptabilité analytique, formulaire 3.2)

3.2.1 Bases légales

Suite à l'introduction de l'art. 18*b* OApEl, entré en vigueur le 1er janvier 2023, l'ElCom a publié la nouvelle directive 3/2024 des 5 mars 2024 / 4 février 2025 / 1er janvier 2026 sur les différences de couverture (DC) du réseau et de l'énergie des années précédentes. Les nouvelles dispositions relatives aux DC s'appliquent pour la première fois aux DC de l'exercice suivant l'entrée en vigueur (art. 31m OApEl). L'article 18*b* OApEl s'applique donc pour la première fois aux DC de l'exercice 2023/2024 (année hydrologique) ou 2024 (année civile).

Si le montant total de la rémunération pour l'utilisation du réseau perçue par le gestionnaire du réseau pendant une année tarifaire ne concorde pas avec les coûts de réseau imputables (différence de couverture), le gestionnaire de réseau compense cet écart dans les trois années tarifaires suivantes. Il peut renoncer à compenser un découvert de couverture (art. 18*b*, al. 1, OApEl).

Dans des cas justifiés, l'ElCom peut prolonger le délai imparti pour compenser une différence de couverture (art. 18*b*, al. 2, OApEl).

Pour les différences de couverture à partir de l'exercice 2024, il convient de respecter la directive 3/2024 (y c. les formulaires de différences de couverture). Pour le traitement des différences de couverture jusqu'à la fin de l'exercice 2023 inclus, il faut continuer de se reporter à la directive 2/2019, tout en respectant la disposition transitoire prévue au chiffre 3 de la directive 3/2024 ; l'annexe de la directive 3/2024 contient un modèle de réduction des DC jusqu'en 2023.

Pour plus d'informations concernant les différences de couverture, veuillez vous reporter à la décision du 12 mars 2012 sur les tarifs 2012 pour l'utilisation du niveau de réseau 1 ou aux décisions concernant les différences de couverture 2011 et 2012 du niveau de réseau 1 des 12 janvier 2021 ou 9 février 2021 (disponibles sous ElCom (admin.ch) > Documentation > Publication et évènements > 2012 ou 2021).

3.2.2 Généralités concernant le formulaire

Le formulaire « Différences de couverture du réseau » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau.

Les différences de couverture résultent de l'écart temporel entre le calcul des tarifs, les recettes tarifaires et les coûts réels d'un exercice. Lors de l'analyse des différences de couverture des années précédentes, les écarts entre les coûts imputables et les revenus réalisés pendant une période de calcul sont compensés.

Il est notamment tenu compte des différences qui

1. résultent d'écarts entre les quantités de vente prévisionnelles et les quantités effectives,
2. résultent d'écarts entre les coûts prévisionnels et les coûts réels,
3. ont été constatées lors d'un contrôle réalisé par l'ElCom ou
4. résultent du fait que des éléments spéciaux ayant une influence sur les coûts n'ont pas été saisis en totalité lors d'une période de calcul, afin de stabiliser les tarifs.

Les formulaires de saisie des coûts servant de base au calcul des différences de couverture de l'année de base 2025 (formulaire 3.2 du fichier de comptabilité analytique) et justifiant le calcul des tarifs 2027 (formulaire 3.3 du fichier de comptabilité analytique) ont la même structure. Les numéros des positions de coûts suivent ceux du Schéma de calcul des coûts pour gestionnaires de réseau de distribution suisses (SCCD-CH) publié par l'AES.

Dans le formulaire 3.2 Différence de couverture du réseau (suivant) on calcule les excédents ou les découverts de couverture du dernier exercice clôturé. Pour calculer les différences de couverture du réseau propre et du réseau en amont (y c. services-système et réserve d'électricité) de l'année précédente, il faut remplir le formulaire 3.2 Différence de couverture du réseau de la comptabilité analytique sur la base des coûts effectifs (y c. amortissements et intérêts théoriques) et des autres produits et revenus de l'année précédente (coûts et revenus effectifs). Ces remarques valent aussi pour les flux d'énergie et les valeurs de puissance utilisés lors de la cascade comme base de calcul des différences de couverture par niveau de réseau. Dans le formulaire 3.2 Différence de couverture du réseau (suivant), la différence de couverture est calculée automatiquement. Les éventuelles adaptations des an-

nées tarifaires précédentes décidées par l'ElCom (ou par des instances supérieures) doivent être enregistrées à la position 2. À la position 3, on indique les excédents ou les découverts de couverture des années précédentes que l'on ne peut affecter ni à la position 1 ni à la position 2 (cf. point 3.2.24).

3.2.3 Moment du calcul des différences de couverture

Le calcul des différences de couverture doit être effectué lors de chaque exercice comptable. Dans le cadre du calcul des coûts 2027, on calcule ainsi les différences de couverture du dernier exercice clôturé (2025).

Le montant des différences de couverture se calcule en comparant les revenus effectifs du dernier exercice comptable clôturé (2025) et les coûts effectifs du même exercice (2025).

La figure suivante illustre les relations entre l'année tarifaire (AT), l'année comptable (AC) et le calcul des différences de couverture (DC) :

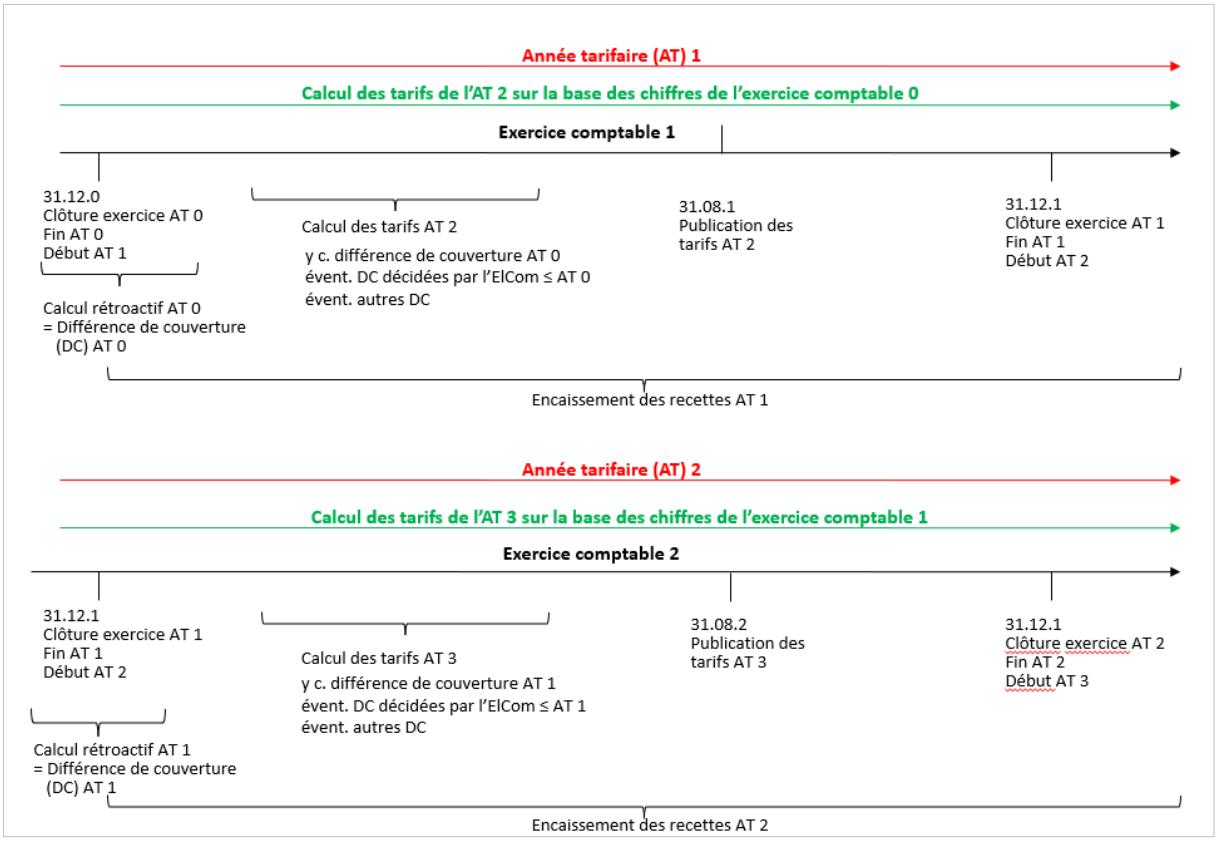


Figure 2 Calcul et prise en compte des différences de couverture dans le temps

À la fin de chaque exercice comptable (exercice 0 dans notre exemple), il faut calculer les différences de couverture du réseau de l'exercice à boucler (calcul rétroactif des coûts de l'AT 0). Les éventuelles différences de couverture résultant des décisions de l'ElCom ou des arrêts des tribunaux ainsi que les autres différences de couverture doivent également être prises en compte. Ces différences de couverture sont généralement réparties sur trois périodes consécutives de calcul des tarifs (AT 2, AT 3 et AT 4 dans l'exemple ci-dessus).

À la fin de l'exercice comptable suivant (exercice 1), on calcule la nouvelle différence de couverture pour l'année tarifaire écoulée (DC de l'AT 1). Si des différences subsistent en raison de décisions de

l'ElCom ou d'arrêts des tribunaux, elles doivent également être prises en compte. La première partie de cette différence de couverture à réduire est prise en compte dans le calcul tarifaire de l'AT 3.

3.2.4 Calcul des différences de couverture par niveau de réseau

Les différences de couverture du réseau doivent être calculées et présentées par niveau de réseau.

Les coûts d'exploitation du réseau ne peuvent souvent pas être imputés à un seul niveau de réseau. Pour de tels cas, le Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH (SCCD-CH), publié par l'AES, prévoit deux variantes de solution :

1. Les coûts d'exploitation du réseau qui ne sont pas directement attribuables à un niveau de réseau sont attribués au niveau de réseau le plus élevé du gestionnaire de réseau de distribution. Les coûts de chacun des niveaux de réseau présentant des ventes réseau sont reportés sur la base du modèle de la cascade.
2. Les coûts d'exploitation du réseau sont répartis entre les différents niveaux de réseau à l'aide d'une clé de répartition.

3.2.5 Rémunération des différences de couverture

Selon les directives 3/2024 et 2/2019 de l'ElCom (y c. annexes), l'année de référence déterminante pour le WACC applicable n'est pas l'année tarifaire durant laquelle la différence de couverture est survenue (t), mais l'année durant laquelle cette différence peut être comptabilisée pour la première fois (t+2). Le Tribunal fédéral a confirmé cette méthode de définition des intérêts (ATF 2C_1076/2014 du 4 juin 2015, consid. 4).

Le solde de différence de couverture à la fin de l'exercice 2023 doit être rémunéré avec le WACC du réseau t+2[1] (3.28% pour les tarifs 2027). Il doit être intégralement résorbé (c'est-à-dire intérêts compris) au plus tard à la fin de l'exercice 2027. Le solde de différence de couverture jusqu'en 2023 sera rémunéré pour la 4ème et dernière fois dans l'exercice comptable 2026 avec le WACC 2028. Il ne portera donc plus intérêt dans l'exercice comptable 2027.

A partir de la différence de couverture 2024, la rémunération des différences de couverture se calcule sur la base du taux de rendement des fonds étrangers de l'année tarifaire en cours (t+2) (art.18*b*, al. 3, OApEl).

En cas d'excédent de couverture, celui-ci doit être rémunéré au minimum au taux de rendement des fonds étrangers applicable à l'année tarifaire 2027, soit 1,75% (art. 18*b*, al. 3, let. b, OApEl).

En cas de découvert de couverture, celui-ci doit être rémunéré au maximum au taux de rendement des fonds étrangers applicable à l'année tarifaire 2027, soit 1,75% (art. 18*b*, al. 3, let. a, OApEl).

La différence de couverture de chaque exercice comptable est rémunérée au taux de rendement des fonds étrangers (publié chaque année par l'OFEN dans le cadre du calcul du taux d'intérêt selon l'article 13, alinéa 3, lettre b, OApEl) utilisé pour le calcul des tarifs. Les différences de couverture ne sont pas rémunérées, tout au long de la période de compensation, avec le taux (fixe) de l'année où elles sont apparues. Le taux peut varier au cours de la période de compensation. Par exemple, les différences de couverture des années 2024 et 2025 seront rémunérées en 202t au taux de rendement des FE de l'année 202t+2 (cf. directive 3/2024 de l'ElCom, point 5, disponible à l'adresse : www.elcom.admin.ch > Publications et évènements > Directives > 2024).

[1] L'année « t » désigne l'exercice pour lequel les différences de couverture sont calculées.

3.2.6 Réduction des différences de couverture

On considère que la réduction des différences de couverture est efficace (art. 14, al. 3, let. a, et art. 15, al. 1, LApEl) lorsqu'elle permet d'éviter des coûts (d'intérêt) inutiles à la charge des consommatrices et des consommateurs finaux et que la réduction a lieu rapidement. Le montant de la différence de couverture à compenser doit être entièrement résorbé, y compris les intérêts correspondants, au plus tard dans les trois années tarifaires suivantes (art. 18*b*, al. 1, OApEl).

La réduction d'une différence de couverture sur plus de trois ans n'est autorisée qu'avec l'accord de l'ElCom (art. 18*b*, al. 2, OApEl). Si un gestionnaire de réseau souhaite réduire une différence de couverture sur une période prolongée, il doit déposer une demande motivée auprès de l'ElCom (art. 18*b*, al. 2, OApEl).

Les découverts de couverture qui n'ont pas été réduits au bout de trois ans ou à l'expiration de la durée de réduction prolongée doivent être supprimés sans incidence sur les tarifs.

La compensation d'une différence de couverture réalisée lors de l'exercice t peut se faire de différentes manières :

- Prise en compte dans les tarifs à partir de l'année t+2 : le montant de réduction prévu dans le cadre du calcul des tarifs est contraignant et doit être repris à l'identique lors du calcul rétroactif.
- Réduction sans incidence sur les tarifs : seuls les découverts de couverture peuvent être réduits sans incidence sur les tarifs. Les excédents de couverture doivent impérativement être compensés.

Une procédure en cours auprès de l'ElCom ou d'un tribunal, qui pourrait avoir des répercussions sur les différences de couverture, ne constitue pas une raison suffisante de renoncer à la réduction des différences de couverture déclarées conformément à la directive ou de laisser s'accumuler les intérêts.

Pour la DC du réseau jusqu'en 2023, la règle de compensation du solde est toujours valable. Le solde à la fin de l'exercice 2023 doit être résorbé dans un délai maximum de trois ans. Il doit donc être intégralement résorbé (c'est-à-dire intérêts compris) au plus tard à la fin de l'exercice 2027, sous réserve d'une autorisation de l'ElCom pour une prolongation de ce délai. Dès 2024, on ne compense plus le solde des DC de plusieurs exercices, mais chaque DC annuelle est traitée séparément (cf. art. 18*b*, OApEl).

Dans le formulaire 3.2 Différence de couverture du réseau (suivant), la réduction du solde de différence de couverture 2023 et celle de la différence de couverture 2024 sont présentées séparément dans deux tableaux de justificatifs de réduction des différences de couverture. La réduction de la différence de couverture 2025 est présentée dans le tableau « Aperçu des différences de couverture DC 2025 » (cf. point 3.2.25).

3.2.7 Découverts de couverture

Il n'est pas permis d'utiliser les différences de couverture comme instrument de financement ou pour alimenter des réserves. Il est donc illicite, notamment, de constituer une réserve de découverts de couverture.

L'ElCom surveille de près si les gestionnaires de réseau tiennent compte de découverts de couverture lors de la tarification, c'est-à-dire s'ils prévoient des découverts de couverture dès l'établissement de leurs calculs. Aux yeux de l'ElCom, il est illicite de constituer sciemment des différences de couverture, en particulier des découverts de couverture, dès l'étape de la planification. Ainsi, les gestionnaires de réseau sont tenus de calculer soigneusement les coûts et les tarifs qui en découlent, de manière à établir un bilan coûts-revenus équilibré en fin d'année tarifaire.

Dans les cas où des découverts de couverture résultent de décisions (politiques) qui visent à ne pas tenir compte de tous les coûts dans les tarifs et que ces découverts ne sont délibérément pas réduits au moyen de la tarification, il n'est pas autorisé d'accumuler ces différences de couverture. Le montant correspondant doit être éliminé des découverts de couverture sans incidence sur les tarifs. Dans le cadre du calcul de la DC 2025, il est possible d'enregistrer une valeur positive dans la rubrique « Autres différences de couverture ». Pour les éventuels découverts de couverture jusqu'en 2023 et/ou 2024, il est possible d'enregistrer une valeur positive dans les colonnes « Réduction sans incidence sur les tarifs » des tableaux de justificatifs de réduction des différences de couverture.

3.2.8 Présentation des coûts du capital (position 100)

3.2.8.1 Bases légales et principes généraux

En vertu de l'art. 15, al. 3, LApEl, les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction des installations existantes. Dans ce contexte, le montant des immobilisations régulatoires imputables et, partant, l'évaluation sont essentiels (cf. points 2.2 ss. et 2.3 ss.). Les éléments déterminants sont, d'une part, les amortissements théoriques et, d'autre part, les intérêts théoriques sur les valeurs résiduelles du patrimoine nécessaire à l'exploitation du réseau.

3.2.8.2 Présentation des amortissements théoriques (position 100.1)

Concernant les amortissements, cf. point 2.2.15.

3.2.8.3 Présentation des intérêts théoriques des réseaux (position 100.2)

Les gestionnaires de réseau ont droit à des intérêts théoriques sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation du réseau. Le taux d'intérêt théorique déterminant est le taux du coût moyen pondéré du capital engagé (WACC pour « weighted average cost of capital). Le WACC décrit le rendement moyen que les bailleurs de fonds peuvent attendre du capital qu'ils investissent, compte tenu du risque encouru (cf. ANDRE SPIELMANN dans : Kommentar zum Energierecht, Brigitta Kratz / Michael Merker / Renato Tami / Stefan Rechsteiner / Kathrin Föhse [éd.], tome I, Berne 2016, art. 15, LApEl, ch. marg. 58). Le WACC pour le réseau est fixé chaque année par le DETEC sur la base des calculs de l'OFEN, après consultation de l'ElCom.

En votre qualité de gestionnaire de réseau, pour calculer la rémunération de votre capital nécessaire à l'exploitation, vous pouvez appliquer un taux inférieur au WACC valable pour l'année tarifaire concernée. Tel peut être par exemple le cas si vous renoncez explicitement au bénéfice réglementaire maximum autorisé. En revanche, il n'est en aucun cas admissible d'appliquer un taux supérieur au WACC fixé par la loi.

Les intérêts rémunérant les différences de couverture sont régis par les principes ci-dessus (cf. point 3.2.5).

3.2.8.4 Présentation des intérêts théoriques pour les installations en construction (position 100.3)

Il convient d'observer ici les explications du point 3.2.8.3 Présentation des intérêts théoriques des réseaux (position 100.2) et du point 2.2.6 Installations en construction.

3.2.9 Présentation des coûts d'exploitation (position 200)

3.2.9.1 Bases légales et principes généraux

Sont réputés coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation des réseaux. En font notamment partie les coûts relatifs aux services-système et à l'entretien des réseaux

(anc. art. 15, al. 2, LApEl). Sont aussi considérées comme coûts d'exploitation imputables les indemnités accordées pour l'octroi de droits et de servitudes en lien avec l'exploitation du réseau (art. 15, al. 2, let. c, LApEl).

Les coûts d'exploitation ne sont imputables que s'ils sont nécessaires à l'exploitation d'un réseau sûr, performant et efficace (art. 15, al. 1, LApEl). Pour vérifier que les coûts revendiqués correspondent aux « coûts d'un réseau efficace », l'ElCom peut procéder à des comparaisons de l'efficacité (art. 19, al. 1, OApEl).

Les coûts d'exploitation reposent sur les valeurs effectives des coûts selon vos comptes annuels, c'est-à-dire selon votre comptabilité financière (cf. 1.1.6.2 ci-dessus).

Deux questions sont essentielles au moment de déterminer les coûts d'exploitation :

- Tous les coûts d'exploitation sont-ils effectivement imputables selon les dispositions de la régulation ?
- Tous les coûts d'exploitation sont-ils correctement attribués au réseau ou à l'énergie ?

On peut approximativement répartir les gestionnaires de réseau en deux groupes : les « entreprises fournissant exclusivement de l'électricité » et les « entreprises multifluides », qui poursuivent encore d'autres activités. Pour ces dernières en particulier, la question de la répartition correcte des coûts entre les différents secteurs d'activité se pose toujours. Si cette répartition n'est pas correcte, il en résulte des subventionnements croisés volontaires ou involontaires, mais assurément non autorisés entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité (p. ex. l'énergie ou la communication).

3.2.9.2 Imputation des coûts et répartition

Les principes suivants régissent l'attribution des coûts d'exploitation : les coûts sont imputés directement lorsque cela est possible. Si tel n'est pas le cas, il est permis de les répartir. Conformément à l'art. 7, al. 5, OApEl, les coûts doivent être imputés dans le respect du principe de causalité à tous les secteurs générant des coûts. À cet effet, les clés de répartition doivent être pertinentes, vérifiables, constantes dans leur conception comme dans leur application et consignées par écrit.

Une clé de répartition est *pertinente* si elle conduit à une répartition des coûts respectueuse du principe de causalité et si d'autres clés envisageables ne présentent pas de meilleure solution en termes de respect du principe de causalité.

Ainsi, il est pertinent de répartir les coûts de personnel en fonction des effectifs de personnel des différents secteurs d'activité. Il en va de même de la répartition des coûts informatiques en fonction du nombre de postes de travail informatiques des différents secteurs d'activité. Une répartition en fonction de la charge de travail, c'est-à-dire une clé basée sur les proportions d'heures fournies et rapportées serait aussi pertinente.

Par contre, une répartition des coûts en fonction du chiffre d'affaires ou sur la base du total des coûts n'est pas pertinente. Dans le domaine de la régulation, le chiffre d'affaires dérive des coûts régulatoires, de sorte qu'une telle clé se référerait à elle-même : elle ne refléterait pas les causes des coûts, mais l'ensemble de l'entreprise comme génératrice des coûts.

Une clé de répartition est *vérifiable* si des tiers compétents sont à même d'identifier, sans recourir à d'autres informations, comment et sur quelle base cette clé a été conçue. La vérifiabilité implique aussi la preuve des coûts, c'est-à-dire la preuve des valeurs sous-jacentes à la clé de répartition. Les heures de travail consignées ou le nombre de kilomètres parcourus par les véhicules peuvent servir de justificatifs.

Une clé de répartition peut donc être pertinente sans pour autant être vérifiable si les valeurs qui la sous-tendent ne sont pas prouvées. Tel serait le cas d'une clé de répartition basée sur la charge de travail estimée en l'absence de tout compte-rendu des heures effectuées.

La *clé de répartition devrait être définie* par écrit et consignée, par exemple, dans un manuel de comptabilité analytique ou dans un autre document analogue.

Le principe de *constance* signifie que la clé de répartition doit être apte à permettre une répartition des coûts respectueuse du principe de causalité pendant de nombreux exercices.

L'ElCom s'est exprimée, dans plusieurs décisions, sur le thème de la répartition des coûts (cf. décision de l'ElCom du 17 novembre 2016, 211-00016, ou lettre de clôture de l'ElCom du 21 novembre 2017, 212-00233).

3.2.9.3 Facturation interne

Les prix facturés en interne doivent être strictement basés sur les coûts et ne pas contenir de composante déjà rémunérée au titre des coûts de capital et d'exploitation régulatoires.

En font partie toutes les sortes de participation au bénéfice qui sont facturées au réseau ou les coûts qui entraîneraient une double facturation, tels que :

- les parts d'amortissement d'installations comprises dans les immobilisations régulatoires où elles sont donc déjà amorties ;
- les parts de bénéfice liées à des prestations au sein de l'entreprise ;
- marges bénéficiaires pour la vente d'énergie du secteur de l'énergie au réseau ;
- intérêts théoriques sur fonds propres (couverts par le WACC).

Les secteurs réglementés ne doivent pas être défavorisés lors de la facturation de prestations. Cela signifie que les prestations fournies par le réseau à d'autres secteurs d'activité doivent être rémunérées de manière adéquate. Inversement, les prestations fournies au réseau par d'autres secteurs d'activité doivent posséder une valeur et être basées sur les coûts. En d'autres termes, les prestations fournies au réseau doivent l'être dans un délai raisonnable et parvenir aux résultats convenus. En outre, les coûts des prestations fournies et facturées doivent être déduits des coûts du réseau (et reportés à la position « Autres résultats d'exploitation », cf. point 3.2.20.2 ci-dessous). Les bases de la facturation interne de prestations fournies avec les ressources du réseau à d'autres secteurs et aux tiers doivent être documentées et vérifiables. La facturation de prestations au réseau par d'autres secteurs doit aussi être documentée. Cette documentation comprend notamment les prix facturés, les buts de la fourniture des services ainsi que les décomptes et rapports correspondants.

Les principes de facturation interne doivent être appliqués avec *constance*. Les prix de facturation, les éléments de coûts sous-jacents et la méthodologie doivent être documentés, par exemple dans un manuel de comptabilité ou dans des documents analogues.

De plus, l'ElCom observe d'un œil critique les structures d'entreprise qui sortent de l'ordinaire. De telles structures ne doivent pas servir à contourner les règles de la LApEl concernant la rémunération de l'utilisation du réseau.

3.2.9.4 Utilisation d'infrastructures (de réserve) par des tiers

Le terme de « tiers » regroupe tous les domaines étrangers au réseau ou les tiers externes. Il n'est pas permis de mettre gratuitement à la disposition de tiers l'utilisation des infrastructures du secteur monopolistique, même en invoquant que « l'infrastructure existe déjà » ou que « les salaires du personnel

requis pour l'exploitation sont déjà payés ». Si des infrastructures du secteur monopolistique sont utilisées par d'autres domaines, avec ou sans autres ressources, cette utilisation doit être indemnisée aux conditions du marché (conformément au principe de pleine concurrence) et cette indemnisation doit être déduite des coûts du réseau (report à la position « Autres résultats d'exploitation », cf. point 3.2.20.2 ci-dessous).

Voici un exemple tiré de la pratique :

Lors de la réalisation de tracés, il est fréquent que des tubes de réserve soient posés afin de permettre des extensions et des renforcements ultérieurs du réseau sans coût important. Les surcoûts causés par les tubes de réserve supplémentaires sont pratiquement négligeables. Afin d'éviter un doublement de galeries de câbles, les tubes de réserve non nécessaires, ou qui ne sont que partiellement occupés, sont utilisés pour le passage de câbles en fibre optique. Le réseau doit être indemnisé pour cette utilisation. Des intervenants ont parfois fait valoir que la place nécessaire aux câbles en fibre optique ne coûte rien. De plus, dans certains endroits, les câbles en fibre optique sont utilisés non seulement en dehors du domaine de l'électricité (transmission de données, Internet, etc.), mais également pour communiquer avec les systèmes de mesure intelligents. Certains gestionnaires de réseau ont donc imputé, à tort, la totalité de l'infrastructure en fibres optiques aux coûts du réseau.

Comme les capacités des câbles en fibre optique excèdent largement les quantités de données à transmettre pour les solutions de comptage intelligent et que le développement d'un réseau en fibre optique sur l'ensemble du territoire (des fibres optiques reliant chaque bâtiment) ne semble pas nécessaire pour transmettre des quantités de données assez faibles, les coûts d'un réseau en fibre optique ne peuvent être imputés que dans une mesure limitée au secteur réseau.

L'art. 10, al. 1, LApEl est déterminant pour la répartition des coûts des câbles en fibre optique posés dans les tracés. Il stipule que les subventions croisées entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité sont interdites. Il n'est donc pas possible de proposer des prestations du réseau de fibre optique à un prix plus avantageux au détriment de l'approvisionnement en électricité. Conformément à l'art. 7, al. 5, OApEl, il faut définir et appliquer des clés de répartition pertinentes pour assurer une imputation des coûts respectant le principe de causalité. Par exemple, l'ElCom considère qu'il est pertinent de répartir ou de ventiler les coûts en fonction de la séparation transversale des tracés, comme le propose l'AES (cf. communications de l'ElCom du 8 juillet 2011 et du 4 octobre 2010, disponibles sous ElCom (admin.ch) > Publication et évènements > Communications).

3.2.9.5 Marketing, publicité et sponsoring

Les coûts de marketing et de sponsoring ne sont pas nécessaires à l'exploitation d'un réseau sûr, performant et efficace (art. 15, al. 1, LApEl). C'est pourquoi les coûts liés au parrainage de manifestations sportives, culturelles ou autres ne sont pas acceptés comme coûts d'exploitation. Il en va de même des coûts publicitaires liés à l'acquisition de clients, à l'introduction de produits ou à des mesures entrepreneuriales visant à promouvoir les énergies renouvelables.

3.2.9.6 Charges d'intérêts sur les fonds étrangers

Les charges d'intérêts sur les fonds étrangers n'entrent pas dans les coûts d'exploitation. Pour calculer les coûts du capital imputable, les valeurs résiduelles des immobilisations sont rémunérées au taux du coût moyen pondéré du capital (WACC). Le WACC contient déjà les intérêts sur les fonds étrangers en faveur des propriétaires du réseau indépendamment du fait qu'ils constituent ou non une charge effective (ANDRE SPIELMANN dans : Kommentar zum Energierecht, Brigitta Kratz / Michael Merker / Renato Tami / Stefan Rechsteiner / Kathrin Föhse [éd.], tome I, Berne 2016, art. 15 LApEl, ch. marg. 71).

3.2.9.7 Coûts d'exploitation et de capital des systèmes de mesure

Notons que les coûts théoriques des systèmes de commande et de réglage intelligents (appelés aussi installations de commande à distance et de commande centralisées) doivent être présentés pour le calcul des tarifs aux positions 530 (cf. art. 7, al. 3, let. m, OApEl). Il n'est donc plus permis de les saisir à la position 200. Si, exceptionnellement, il n'était pas possible d'attribuer précisément des coûts imputables, quelle qu'en soit leur nature, ces coûts devraient figurer à la position 200.3.

Les coûts résultant d'une mise en œuvre efficace et basée sur les risques des mesures de cybersécurité peuvent être imputés. Pour ce faire, le guide PIC de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP) constitue une bonne référence. Pour les coûts imputables, il convient de se référer au présent guide d'utilisation du fichier de comptabilité analytique et, à titre subsidiaire, au schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution suisses (SCCD) de l'Association des entreprises électriques suisses. La structure et les exemples de la communication de l'ElCom « Imputation des coûts de la cybersécurité » du 28 septembre 2022, mise à jour le 1er décembre 2025 (disponible à l'adresse www.elcom.admin.ch > Publication et évènements > Communications) doivent aider à saisir ces coûts de manière appropriée. En règle générale, les coûts liés à la protection des technologies opérationnelles (OT)[2] devraient être indiqués sous les positions 200 et 500 et les coûts liés à la protection de l'informatique (IT)[3] sous la position 600 de la comptabilité analytique. En ce qui concerne la durée d'amortissement du matériel et des logiciels, le tableau 1 du SCCD s'applique. L'ElCom se réserve le droit de vérifier, dans le cadre de sa surveillance, la mise en œuvre efficace des mesures de protection et des coûts. La comptabilité financière devrait donc être conçue de manière à ce que les coûts des mesures de protection contre les cyberincidents puissent être présentés le plus facilement possible. Il faut tenir compte du fait que seuls les coûts concernant le réseau peuvent être imputés (art. 15 LApEl en relation avec l'art. 10 LApEl). Les coûts de la protection des systèmes TIC d'autres secteurs (p. ex. énergie, télécommunications, gaz, etc.) doivent être séparés directement ou par le biais d'une clé de répartition appropriée (art. 7, al. 5, OApEl) et imputés aux secteurs correspondants (cf. chapitre 2, SCCD).

3.2.10 Exploitation des réseaux (position 200.1a)

Cette position regroupe tous les coûts nécessaires à l'exploitation d'une infrastructure de réseau efficace et sûre. En font notamment partie les coûts d'exploitation et d'entretien des réseaux (personnel, matériel, prestations de tiers, etc.), mais aussi les activités telles que la planification du réseau, la gestion du système d'information géographique (SIG), l'actualisation du cadastre des lignes, les travaux liés à la gestion d'actifs, le contrôle du réseau ou le service de permanence. Cette position comprend aussi les coûts liés aux services-système du réseau de distribution et aux écarts par rapport à la planification. On y trouve en outre les coûts de l'assurance responsabilité civile des entreprises, les coûts d'établissement des documentations et des processus, les coûts de gestion de la qualité, les coûts de formation du personnel ou les coûts liés à la sécurité au travail.

3.2.11 Entretien des réseaux (position 200.2)

Les coûts d'entretien comprennent notamment les coûts d'entretien des installations tels que le remplacement ou le remplacement partiel de petites pièces, la protection contre la corrosion, etc. Cette position comprend aussi les activités non admises dans la rubrique des immobilisations régulatoires comme les

[2] Par technologies opérationnelles (Operational Technology, OT), on entend les technologies qui sont directement nécessaires à la mise à disposition ou à la fourniture d'électricité (p. ex. SCADA, PIA, accès à distance aux installations dans les sous-stations, télécommande centralisée, gestion des données énergétiques (EDM), compteurs intelligents).

[3] Par technologies de l'information (IT), on entend les technologies de traitement des données qui ne sont pas directement liées à la fourniture d'électricité (p. ex. gestion des données clients, gestion des données du personnel, applications bureautiques).

coûts de démolition ou les coûts de solutions provisoires et les coûts d'entretien généraux (cf. points 2.2.3 Coûts de démolition, de démantèlement ou de solution provisoire et 2.2.5 Coûts d'entretien et investissements de remplacement).

On peut aussi déclarer dans cette position les prestations pour l'achat de matériel et de services (identification des besoins en matériel et en services ainsi que des fournisseurs potentiels, analyse du marché, sélection des offreurs et négociations contractuelles, exécution des mandats d'achat), pour les stocks (coûts de livraison de matériel ou de gestion des stocks, contrôle de la qualité du matériel en stock, dépréciation du matériel en stock), pour l'entretien ou, dans le cadre des étapes de planification, pour la construction d'une installation (cf. point 2.1.3).

Les positions 200.1a « Exploitation des réseaux » et 200.2 « Entretien des réseaux » doivent être présentées séparément. Si elles ne sont pas séparées, il convient de l'indiquer dans les remarques.

3.2.12 Autres coûts (position 200.3)

Les coûts d'entretien comprennent notamment les coûts d'entretien des installations tels que le remplacement ou le remplacement partiel de petites pièces, la protection contre la corrosion, etc. Cette position comprend aussi les activités non admises dans la rubrique des immobilisations régulatoires comme les coûts de démolition ou les coûts de solutions provisoires et les coûts d'entretien généraux (cf. points 2.2.3 Coûts de démolition, de démantèlement ou de solution provisoire et 2.2.5 Coûts d'entretien et investissements de remplacement).

On peut aussi déclarer dans cette position les prestations pour l'achat de matériel et de services (identification des besoins en matériel et en services ainsi que des fournisseurs potentiels, analyse du marché, sélection des offreurs et négociations contractuelles, exécution des mandats d'achat), pour les stocks (coûts de livraison de matériel ou de gestion des stocks, contrôle de la qualité du matériel en stock, dépréciation du matériel en stock), pour l'entretien ou, dans le cadre des étapes de planification, pour la construction d'une installation (cf. point 2.1.3).

Les positions 200.1a « Exploitation des réseaux » et 200.2 « Entretien des réseaux » doivent être présentées séparément. Si elles ne sont pas séparées, il convient de l'indiquer dans les remarques.

3.2.13 Pertes actives des réseaux propres (position 200.4)

Dans cette position, seules doivent être saisies les pertes actives du propre réseau (cf. point 3.1.2 ci-dessus).

En vertu de l'art. 15, al. 1, let. a, OApEl, Swissgrid facture individuellement aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport les coûts de compensation des pertes et de fourniture d'énergie réactive qu'ils ont occasionnés. Ces coûts doivent être présentés à la position 300 (cf. point 3.2.14 ci-dessous).

3.2.14 Coûts des réseaux amont (position 300)

Les coûts des niveaux de réseau amont sont a priori repris de l'onglet « Généralités » par le biais de formules. Si des valeurs différentes ont été utilisées pour votre calcul, veuillez remplacer les formules par la valeur effective.

Il y a lieu d'indiquer les coûts nets, c'est-à-dire déduction faite des éventuels rabais. Les paiements compensatoires reçus en situation de superposition (« pancaking ») sont également à déduire.

Les coûts doivent être enregistrés dans les colonnes des niveaux de réseau auxquels vous êtes raccordés à votre fournisseur amont. Si votre niveau de réseau le plus élevé est par exemple le NR3, les

coûts du fournisseur amont doivent être saisis au NR2, sauf dans les cas de superposition (« pancaking »), où les coûts devraient être saisis au NR3.

3.2.15 Coûts des services-système et de la réserve d'électricité (position 400)

Les services-système (PSS) et la réserve d'électricité sont les services nécessaires à l'exploitation stable et sûre du réseau dans l'approvisionnement en électricité. Il s'agit de services auxiliaires que les gestionnaires de réseau d'électricité sont tenus de fournir en plus du transport et de la distribution d'énergie électrique.

Les coûts facturés par Swissgrid pour les services-système fournis et pour la réserve d'électricité sont saisis à la position 400. Les coûts des services-système du réseau de distribution doivent être imputés à la position 200.1 (cf. point 3.2.10 ci-dessus).

Veuillez utiliser exclusivement cette position pour les coûts facturés par Swissgrid et ne les indiquez pas en utilisant le niveau de réseau 1.

3.2.16 Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage (position 500)

3.2.16.1 Généralités

La comptabilité analytique doit faire apparaître séparément toutes les positions nécessaires au calcul des coûts imputables, dont les coûts de mesure et d'information, les coûts des systèmes de mesure intelligents et les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, indemnités incluses (art. 7, al. 3, let. f, f^{bis} et m, OApEl).

Conformément à l'ancien art. 13a, let. a, OApEl, tous les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans cette ordonnance sont imputables. Cela s'applique à tous les systèmes de mesure qui sont mis en service pendant le champ d'application temporel de la nouvelle ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, c.-à-d. à partir du 1er janvier 2018. Ainsi, les coûts liés aux mesures de la courbe de charge (qui ne répondent pas encore aux exigences des anciens art. 8a ss. OApEl) sont imputables en tant que coûts du réseau (art. 31*l*, al. 3, OApEl).

Avec l'entrée en vigueur de la stratégie Réseaux électriques le 1er juin 2019, l'art. 31*e*, al. 4, OApEl a été abrogé. À partir de cette date, les coûts des dispositifs de mesure de la courbe de charge déjà utilisés avant le 1er janvier 2018 sont également imputables. Les coûts déjà imputables au réseau depuis le 1er janvier 2018 sont les coûts des systèmes de mesure installés chez les producteurs à partir de cette date (art. 15, al. 1, LApEl ; anc. art. 13*a*, let. a, OApEl).

Les coûts liés à une mise en œuvre efficace et basée sur les risques des mesures de cybersécurité sont imputables. Les coûts liés à la protection des technologies opérationnelles (OT) peuvent notamment être saisis aux positions 510.4 et 520.4 (explications plus détaillées au point 3.2.9.7).

3.2.16.2 Coûts des systèmes de mesure intelligents (position 510)

Des tiers peuvent participer, avec l'accord du gestionnaire de réseau, à la fourniture de prestations dans le cadre du système de mesure et d'information (cf. anc. art. 8, al. 2, OApEl).

Pour mettre en œuvre ce qui précède (art. 7, al. 3, let. f et f^{bis}, et anc. art. 8, al. 2, OApEl), le gestionnaire de réseau de distribution doit ainsi détailler les coûts, en particulier en ce qui concerne les prestations de mesure.

L'art. 17*a* LApEl, précisé par les anciens art. 8*a* et 8*b* OApEl, instaure un nouveau standard minimum en matière de système de mesure intelligent. 80 % des installations de mesure d'une zone de desserte devront répondre à ce standard dans les dix ans qui suivent l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017 (art. 31e, al. 1, OApEl), soit le 31 décembre 2027.

Les coûts des systèmes de mesure intelligents qui satisfont aux standards fixés à l'art. 17*a* LApEl en lien avec les anciens art. 8*a* et 8*b* OApEl, doivent être saisis à la position 510 « Coûts des systèmes de mesure intelligents ». Les coûts des systèmes de mesure qui, selon l'art. 31*l*, al. 1 et 2, OApEl, peuvent être attribués à ces 80 %, sont également imputés à la position 510 « Coûts des systèmes de mesure intelligents ». Ces dispositions divergent du SCCD-CH, qui attribue ces coûts à la position 520 « Coûts des autres systèmes de mesure et d'information » (cf. point 2.2.8).

3.2.16.3 Coûts des autres systèmes de mesure et d'information (520)

Par contre, toutes les installations de mesure qui ne remplissent pas les standards fixés à l'art. 17*a* LApEl, en lien avec les anciens art. 8*a* et 8*b* OApEl, et qui ne peuvent pas être affectées aux 80 % selon l'art. 31*l*, al. 1 et 2, OApEl, mais qui sont toujours en fonction, doivent quant à elles être enregistrées à la position 520 « Coûts des autres systèmes de mesure et d'information ».

3.2.16.4 Amortissements théoriques pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.1 et 520.1)

Les amortissements des systèmes de mesure compris dans les immobilisations régulatoires doivent être présentés sous cette position. Une double prise en compte des coûts des systèmes de mesure, dans les immobilisations régulatoires du réseau et dans les amortissements déclarés à la position 100.1 d'une part, et dans les coûts de mesure d'autre part, n'est pas autorisée. Les coûts des installations utilisées partiellement, comme les systèmes de gestion des données énergétiques, doivent être imputés en proportion correspondante aux coûts de mesure et au réseau. L'ElCom se réserve le droit d'effectuer des contrôles par échantillonnage à ce sujet.

Voici quelques exemples d'installations qu'il est permis d'intégrer dans les immobilisations régulatoires et qui, par conséquent, peuvent être amorties et rémunérées : compteurs, éventuels transformateurs, bornes de contrôle, unités de communication, appareil de saisie mobile des données, équipement de relevé à distance des compteurs, etc.

3.2.16.5 Intérêts théoriques pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.2 et 520.2)

Les intérêts théoriques des systèmes de mesure compris dans les immobilisations régulatoires doivent être présentés sous cette position. Une double prise en compte des coûts des systèmes de mesure, dans les immobilisations régulatoires du réseau et dans les intérêts déclarés à la position 100.2 d'une part, et dans les coûts de mesure d'autre part, n'est pas autorisée.

Comme les systèmes de mesure entrent dans les coûts du réseau et qu'ils font donc partie du patrimoine du réseau nécessaire à son exploitation, on recourt au même taux de WACC que pour le calcul des intérêts théoriques du réseau.

3.2.16.6 Prestations de mesure pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.3 et 520.3)

Pour les systèmes de mesure intelligents, il faut saisir la part respective des coûts suivants (coûts propres ou coûts de tiers) :

- coûts d'exploitation du dispositif de relevé à distance des compteurs (RDC) et de transmission des données ;
- coûts d'exploitation de la gestion des données énergétiques (part des coûts du réseau EDM) pour la mise à disposition, l'archivage et la fourniture des données ;
- coûts d'exploitation de la gestion des données énergétiques (part des coûts du réseau EDM) pour les processus de changement, les contrôles de plausibilité et l'établissement des valeurs de substitution.

3.2.16.7 Autres coûts pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.4 et 520.4)

Voici quelques exemples de coûts saisis à ces positions :

- logistique liée aux compteurs (achat, stockage, installation, étalonnage, contrôle périodique des compteurs, entretien, gestion du stock, etc.), gestion des compteurs et des stations de mesure (gestion des données de base) ;
- coûts d'exploitation pour les relevés et la transmission des données (p. ex. saisie mobile des données (SMD) ;
- coûts de communication ;
- coûts proportionnels pour les locaux, l'informatique et les véhicules, etc.

3.2.16.8 Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents (position 530)

Si un consommateur final, un producteur ou un gestionnaire d'installations de stockage consent à ce qu'un système de commande et de réglage visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau (flexibilité) soit utilisé, il doit notamment convenir des modalités de rétribution de l'utilisation du système avec le gestionnaire de réseau (art. 8c, al. 1, let. c, OApEl).

Cette rétribution doit se fonder sur des critères objectifs et ne doit pas être discriminatoire (art. 8c, al. 2, OApEl). Les taux de rétribution doivent être publiés (art. 8*c*, al. 3, OApEl en lien avec les art. 12, al. 1, LApEl et l'anc. art. 10 OApEl). La comptabilité analytique doit faire apparaître séparément toutes les positions nécessaires au calcul des coûts imputables, en particulier les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, indemnités incluses (art. 7, al. 3, let. m, OApEl). L'indemnité dont il est question ici est la rétribution dont le gestionnaire de réseau s'acquitte en faveur du consommateur final, du producteur ou du gestionnaire d'installations de stockage pour sa flexibilité (art. 8c OApEl).

Pour mettre en œuvre ce qui précède, le gestionnaire de réseau de distribution doit détailler les coûts générés par les systèmes de commande et de réglage au sens de l'art. 8c OApEl. Les données comptables correspondantes doivent être enregistrées à la position 530 « Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents ». Cette position doit contenir, outre l'ensemble des installations qui entrent dans la description des systèmes de commande et de réglage intelligents, les installations classiques de commande centralisées (cf. Explications sur la révision partielle de l'OApEl de novembre 2017, p. 10 ss ; art. 31 s. OApEl).

Si un gestionnaire de réseau offre une utilisation flexible du réseau au consommateur final, au producteur ou au gestionnaire d'installations de de stockage au moyen de systèmes de commande et de réglage intelligents, il a non seulement l'obligation de publier la rétribution prévue dans sa fiche tarifaire (art. 8*c*, al. 3, OApEl en lien avec les art. 12, al. 1, LApEl et l'anc. art. 10 OApEl), mais également d'enregistrer les montants ainsi versés dans la comptabilité analytique à la position 530.3 « Indemnités au consommateur final et au producteur ».

3.2.17 Coûts administratifs (position 600)

3.2.17.1 Administration et distribution (positions 600.1 et 600.2)

Veuillez saisir les frais généraux d'administration et de distribution du réseau pour chaque niveau de réseau. Le document SCCD-CH 2025 fournit une présentation détaillée des coûts saisis aux positions 600.1a et 600.2. Contrairement au SCCD, l'ElCom ne considère pas que les coûts de relations publiques sont nécessaires à un réseau sûr et efficace (cf. point 3.2.9.5). Les relations publiques n'ont rien à voir avec l'exploitation du réseau puisque les gestionnaires de réseau ne sont pas en concurrence avec d'autres fournisseurs dans leur zone de desserte.

Il faut également déclarer les coûts généraux d'administration et de distribution pour le secteur d'activité Réseau qui sont entrés dans votre comptabilité analytique pour 2025. En faisant état de ces données, vous montrez comment vous imputez au réseau les coûts généraux d'administration et de distribution qui consistent généralement en des frais généraux. En outre, ces données nous permettent de comprendre la structure de vos coûts de revient de l'énergie (cf. 5.1).

Les coûts de l'énergie électrique fournie à vos clients ne sont pas saisis ici, mais dans le formulaire « Prix de revient ».

Les coûts résultant d'une mise en œuvre efficace et basée sur les risques des mesures de cybersécurité peuvent être imputés. Les coûts de protection de l'informatique doivent être saisis comme coûts administratifs (plus d'informations au point 3.2.9.7).

3.2.17.2 Intérêts théoriques du FRN nécessaire à l'exploitation (position 600.3)

3.2.17.2.1 Bases légales et directives de l'ElCom

L'art. 15, al. 3, let. b, LApEl prévoit que les gestionnaires de réseau ont droit aux intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux, lesquelles se composent au maximum des valeurs résiduelles à l'achat ou à la fabrication des installations à la fin de l'exercice et du capital de roulement net (FRN) nécessaire à l'exploitation (art. 13, al. 3, let. a, OApEl).

Le FRN, comme composante des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation, peut être rémunéré au taux de WACC (art. 13, al. 3, let. b, OApEl).

Ni la LApEl ni l'OApEl ne contiennent une définition plus précise des éléments constitutifs du FRN nécessaire à l'exploitation. Selon les tribunaux, il n'est donc pas illicite que l'ElCom précise la notion de FRN nécessaire à l'exploitation. Pour le calcul du FRN, l'ElCom a mis au point une pratique longue de plusieurs années, confirmée par les tribunaux (ATF 138 II 465, consid. 9 ; ATF A-5141/2011 du 29 janvier 2013, consid. 11.3 ; A-2222/2012 du 10 mars 2014, consid. 7.2 ; A-8638/2010 du 15 mai 2015, consid. 8 ; A-2606/2009 du 11 novembre 2010, consid. 13).

Selon la pratique de l'ElCom, le calcul du FRN est basé sur les coûts théoriques des immobilisations régulatoires (amortissements et intérêts), sur les stocks et sur les coûts d'exploitation de l'année correspondante. Outre les propres coûts d'exploitation et de capital, les coûts des réseaux amonts et les services-système peuvent servir à calculer le FRN nécessaire à l'exploitation (p. ex. décision de l'ElCom 211-00011 [ancienne : 957-08-141] du 7 juillet 2011, ch. marg. 104 ss ; décision de l'ElCom 211-00011 du 3 juillet 2014, ch. marg. 24 et 39 ; décision de l'ElCom 211-00016 du 17 novembre 2016, ch. marg. 234 ; décision de l'ElCom 211-00008 du 22 janvier 2015, ch. marg. 222). Les coûts facturés par Swissgrid pour la réserve d'électricité ainsi que les différences de couverture imputées aux tarifs sont également à prendre en compte, qu'il s'agisse d'un montant de différence de couverture positif ou négatif.

A partir des tarifs 2026, toutefois, les différences de couverture intégrées aux tarifs ne pourront plus être prises en compte en tant qu'élément constitutif du FRN du réseau, sur lequel est calculée la rémunération (intérêts) – communication de l'ElCom du 4 février 2025 (cf. point 3.3.1 ci-dessous).

Il n'est pas permis d'intégrer dans le calcul du FRN les différences de couverture échues, mais non encore intégrées dans les tarifs. Si l'état des différences de couverture entrait dans le calcul du FRN, ces différences porteraient deux fois des intérêts, ce qui ne contribuerait pas à une exploitation efficace du réseau (art. 15, al. 1, LApEl). Concernant le calcul et la rémunération des différences de couverture, cf. Directive 2/2019 de l'ElCom.

La pratique de l'ElCom prévoit un calcul du FRN basé sur les coûts. Les méthodes reposant sur le chiffre d'affaires ou sur le bilan ne sont donc pas applicables. Pour calculer le fonds de roulement net

(FRN) imputable nécessaire à l'exploitation, il faut se baser sur les coûts effectifs de l'année tarifaire concernée.

3.2.17.2.2 Intérêts théoriques du FRN (600.3)

Il faut indiquer ici les intérêts théoriques sur le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation, qui sont inclus dans votre comptabilité analytique. Veuillez expliquer le calcul des intérêts sur la feuille « Fonds de roulement net » (cf. point 3.6). Pour les coûts prévisionnels, cette position est déplacée auprès des coûts de capitaux théoriques des réseaux et prend le numéro de position 100.4.

3.2.17.3 Contrôle étatique des installations (position 600.5)

Il faut saisir à la position 600.5 les coûts engendrés par les mesures de contrôle effectuées ou engagées par l'État pour garantir la sécurité du réseau (p. ex. avis et surveillance des appels de contrôle, gestion des documents de sécurité, surveillance de l'exécution et mise en œuvre des contrôles par échantillonnage, etc.).

3.2.17.4 Coûts des mesures d'innovation et de sensibilisation en matière de réduction de la consommation (positions 600.7 et 600.8)

3.2.17.4.1 Coûts des mesures innovantes (position 600.7)

Il faut mentionner ici les coûts des mesures d'innovation pour les réseaux intelligents (art. 7, al. 3, let. n, OApEl et art. 13*b* OApEl). Ces coûts sont imputables à concurrence maximale de 1 % de la somme des coûts d'exploitation et de capital imputables.

Sont considérés comme mesures novatrices pour des réseaux intelligents le fait de tester ou d'utiliser des méthodes et des produits novateurs issus de la recherche et du développement en vue d'augmenter à l'avenir la sécurité, la performance ou l'efficacité du réseau (art. 13*b*, al. 1, OApEl). Les coûts de telles mesures sont imputables à concurrence maximale de 1 % de la somme des coûts d'exploitation et de capital imputables du gestionnaire de réseau durant l'année concernée. Un montant maximal de 500 000 francs peut être imputé (1 million de francs pour la Société nationale du réseau de transport).

Les gestionnaires de réseau documentent leurs mesures innovantes et ils en publient la documentation. Ils décrivent notamment le projet, la méthode appliquée, l'utilité attendue et obtenue et les dépenses (cf. art. 13*b*, al. 3, OApEl).

Si vous faites valoir des coûts liés à des mesures innovantes, vous devez transmettre les documents correspondants à l'ElCom au format PDF (descriptif du projet et répartition des coûts) par l'intermédiaire du portail e-GOV.

Veuillez noter qu'il n'est pas permis de déclarer en double les coûts liés à des mesures innovantes réalisées au moyen de ressources déjà prises en compte dans les tarifs. De tels coûts doivent donc être déduits de la position de coûts correspondante avant d'être présentés ici. L'ElCom se réserve le droit de contrôler les coûts correspondants afin de s'assurer que la possibilité de déclarer les mesures innovantes n'entraîne pas une charge double.

3.2.17.4.2 Coûts de sensibilisation en matière de réduction de la consommation (position 600.8)

Veuillez indiquer ici les coûts des mesures de sensibilisation en matière de réduction de la consommation. Ceux-ci peuvent être pris en compte jusqu'à un montant de 0,5 % des coûts d'exploitation imputables. Un montant maximal de 250 000 francs peut être pris en compte (art. 7, al. 3, let. o, OApEl).

Est considéré comme mesure de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation, par exemple, le traitement par le gestionnaire de réseau des données des consommateurs finaux de sa zone de desserte de manière à permettre à ces derniers de comparer leur consommation d'électricité individuelle sur différentes périodes à celle d'autres consommateurs finaux présentant des caractéristiques de consommation similaires (cf. art. 13*c*, al.1, OApEl).

Veuillez noter qu'il n'est pas permis de déclarer en double les coûts de sensibilisation en matière de réduction de la consommation financés par des ressources déjà prises en compte dans les tarifs. De tels coûts doivent donc être déduits de la position de coûts correspondante avant d'être présentés ici. L'ElCom se réserve le droit de contrôler les coûts en question de manière à s'assurer que la possibilité de déclarer les coûts de sensibilisation en matière de réduction de la consommation n'entraîne pas de double charge.

3.2.18 Impôts directs (position 700)

3.2.18.1 Généralités

La Confédération, les cantons et les communes imposent le bénéfice des personnes morales. La forme juridique n'est cependant pas le seul facteur déterminant si un gestionnaire de réseau est imposé ou non. En effet, divers gestionnaires de réseau sont explicitement exonérés de l'impôt. S'agissant de l'impôt direct, l'imposition du bénéfice est prépondérante, tandis que l'imposition du capital ne joue qu'un rôle minime.

Si les divers secteurs d'activité ne sont pas complètement séparés du point de vue juridique (s'ils ne sont pas imposés comme des sujets fiscaux distincts), l'impôt doit être réparti conformément au principe de causalité entre les domaines d'affaires impliqués. Comme l'impôt sur le bénéfice dépend directement du montant du bénéfice, il doit être réparti en proportion des bénéfices respectifs des domaines d'affaires.

3.2.18.2 Impôt direct, calcul de l'impôt théorique

L'ElCom attend que l'on applique en principe les montants d'impôt direct (valeurs effectives selon la facture fiscale) découlant des comptes annuels du réseau (cf. 1.1.6.2 ci-dessus concernant les comptes annuels).

La loi ne prévoit pas de séparation juridique de l'exploitation du réseau. C'est pourquoi le secteur du réseau est habituellement soumis à l'impôt avec d'autres secteurs. De ce fait, il n'est pas toujours possible de déterminer le montant de l'impôt direct pour la seule exploitation du réseau. En pareil cas, on peut exceptionnellement recourir à un montant d'impôt théorique en lieu et place d'un montant d'impôt direct équivalent à une charge.

La législation sur l'approvisionnement en électricité définit le « bénéfice approprié » dans le domaine monopolistique du réseau par la rémunération du patrimoine nécessaire à l'exploitation, plus précisément par la rémunération de la part des fonds propres. De ce fait, les bénéfices sur lesquels se fonde l'impôt théorique sont déterminés à partir du patrimoine nécessaire à l'exploitation, compte tenu du ratio de financement utilisé dans l'établissement du WACC, sur la base du coût des fonds propres dans le WACC. Autrement dit, le bénéfice retenu correspond à la part des intérêts théoriques pour le capital mis à disposition. L'impôt théorique est finalement calculé en utilisant le taux d'impôt applicable.

Comme le bénéfice régulatoire ne se définit pas seulement par la rémunération des immobilisations régulatoires, mais aussi par la rémunération du fonds de roulement net, qui comprend lui-même des frais d'impôts, le calcul de l'impôt théorique implique une référence circulaire. Pour les montants importants, la pratique des autorités fiscales consiste à résoudre ce point par itération multiple.

3.2.18.3 La taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ne constitue pas un coût imputable

Bien que les gestionnaires de réseau soient en majorité assujettis à la TVA, il va de soi que cet impôt ne constitue pas un coût imputable, puisqu'il s'agit de coûts purement transitoires (« postes neutres »). La TVA est un impôt indirect sur la consommation (impôt multiphase avec déduction de l'impôt préalable) mis à la charge du consommateur final à raison du montant figurant sur sa facture. Les gestionnaires de réseau paient une taxe sur la valeur ajoutée pour les prestations qu'ils achètent, mais ils peuvent déduire ces coûts dans leur décompte TVA au titre de l'impôt préalable.

3.2.18.4 Les impôts latents ne constituent pas des coûts imputables

Les impôts latents ne font pas partie des coûts d'exploitation. En droit commercial, les impôts latents ne sont pas effectivement dus durant l'exercice correspondant. De ce fait, ils ne sont pas passés en compte et ne constituent donc pas des coûts au sens de la gestion d'entreprise (arrêt du Tribunal administratif fédéral A-2876/2010 du 20 juin 2013, consid. 5.3.3.4).

3.2.18.5 Impôts directs (position 700)

Il faut indiquer dans les champs correspondants les montants d'impôt direct facturés effectivement pour la période considérée, par analogie avec ceux pris en compte dans votre calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau. Il s'agira généralement d'impôt sur le bénéfice et, dans certains cas, d'impôt sur le capital (position 700.3). Si vous tenez compte dans votre calcul d'un montant d'impôt sur le bénéfice équivalent à une charge effective, veuillez reporter le montant sous 700.1. Les montants d'impôt sur le capital basé sur les charges effectives pris en compte dans le calcul doivent figurer à la position 700.3. Si vous tenez compte d'un montant d'impôt théorique sur le bénéfice, vous devez en saisir le montant sous 700.2.

Veuillez expliquer comment vous parvenez au montant d'impôt calculé. Si vous déclarez des montants d'impôt théoriques, décrivez la méthode de calcul employée. Si vous avez utilisé des montants d'impôt équivalents à des charges effectives, veuillez expliquer comment vous les avez obtenus (p. ex sur la base des impôts comptabilisée dans l'exercice 2025).

3.2.19 Taxes et prestations aux collectivités publiques ainsi que supplément de réseau selon l'art. 35 LEne (positions 750 et 800)

Les taxes et les prestations fournies aux collectivités publiques sont généralement traitées comme suit :

1. directement en tant que montant à verser à la collectivité publique ;
2. indirectement, par l'obligation faite au gestionnaire de réseau de proposer des tarifs spéciaux aux pouvoirs publics (p. ex. rabais pour les écoles, théâtres, piscines, éclairage public, etc.) ou de renoncer à toute rémunération, de sorte que :
   a) les coûts correspondants doivent être imputés aux utilisateurs du réseau non privilégiés, ou que
   b) le gestionnaire de réseau subit une baisse correspondante de son bénéfice.

Les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques doivent apparaître séparément dans la comptabilité analytique (art. 7, al. 3, let. k, OApEl).

Dans le cas 2a), les montants concernés contenus dans les positions 100 à 700 doivent être transférés à la position 750, dans la mesure où ils ne sont pas financés par le bénéfice autorisé par la régulation. Le report à la position 800.1a s'effectue automatiquement. Si, dans le cas 2a), vous ne pouvez pas chiffrer exactement les coûts, estimez-les en déterminant la différence entre la valeur de la prestation fournie selon le tarif qui serait facturé à un client non privilégié et le tarif réellement appliqué.

Exemple :

Les services industriels de la commune A alimentent les installations communales de loisirs à des conditions préférentielles. La facture pour l'utilisation du réseau s'élève à 200 000 francs au lieu de 500 000 francs, et la différence de 300 000 francs est ainsi imputée aux utilisateurs non privilégiés. Dans ce cas, il y a lieu de saisir à la position 750 un montant de 300 000 francs à titre de prestations gratuites et rabais accordés aux collectivités publiques (PCP). Ce montant est automatiquement reporté à la position 800.1a. Si les installations de loisirs étaient desservies gratuitement, le montant s'élèverait à 500 000 francs.

Dans le cas 2b), c'est-à-dire si les différences résultant de conditions préférentielles ou de prestations gratuites ne sont pas imputées aux utilisateurs du réseau, mais déduites directement du bénéfice du gestionnaire de réseau, il n'y a rien à mentionner à la position 750. Veuillez indiquer dans ce cas le montant concerné dans le champ « Remarques ».

Les montants de la position 750 seront reportés automatiquement à la position 800.1a.

Indiquez à la position 800.1b, les taxes et prestations aux collectivités publiques qui n'entrent dans aucune autre catégorie de la position 800, dans la mesure où elles ne sont pas financées par le bénéfice réglementé autorisé.

Concernant les droits de concession (position 800.2), indiquez les coûts dont vous devez vous acquitter pour l'usage du sol public.

Indiquez à la position 800.3, le supplément de réseau selon l'art. 35 LEne pour la promotion des énergies renouvelables, l'assainissement des cours d'eau, etc.

3.2.20 Autres produits et revenus (position 900)

Veuillez indiquer comment vous traitez les autres produits et revenus liés à des prestations fournies avec les ressources du réseau. Deux méthodes sont fondamentalement possibles :

a) vous déduisez les produits/revenus directement dans la position concernée des coûts d'exploitation, ce qui revient à facturer les produits/revenus directement avec les charges (méthode nette) ;
b) vous présentez les charges et les produits/recettes séparément (méthode brute).

L'ElCom considère que la méthode brute est la méthode appropriée, car elle fait apparaître les positions de manière transparente. Les revenus provenant des coûts facturés à Swissgrid pour les mesures nécessaires au maintien de l'approvisionnement en électricité conformément à la loi sur l'approvisionnement du pays (art. 15a, al. 1, let. b, LApEl ; art. 4a, al. 1, OOSE; coûts dits « Ostral ») doivent impérativement être présentés selon le principe brut.

Si vous avez indiqué vos coûts d'exploitation aux positions 200 à 800 selon la méthode nette, c'est-à-dire après en avoir déjà déduit vos produits/revenus, veuillez répondre à la question de la position 900 par « méthode nette » et expliquez en détail sous « Remarques » comment vous vous êtes assuré que les positions de coûts correspondantes ont bien été déduites conformément aux dispositions de la LApEl.

Veuillez mentionner ensuite, dans le champ explicatif, les positions et montants qui s'y rapportent (*p. ex. pour la position 200.2* : *les coûts d'entretien bruts de 1 500 000 francs, ont été réduits de 380 000 francs au titre de produits/revenus liés à des prestations facturées en interne*).

Dans un tel cas, il ne faut plus mentionner aux positions 900.1 et 900.2 que les produits/revenus qui n'ont pas encore été déduits d'une position de coûts (c'est-à-dire les produits/revenus présentés selon la méthode brute).

3.2.20.1 Autres coûts facturés individuellement (position 900.1)

Indiquez à la position 900.1 les produits assimilables à des revenus relatifs aux prestations spécifiques facturées individuellement à des utilisateurs ou à des groupes d'utilisateurs par les gestionnaires de réseau. Exemples de prestations : l'énergie réactive, l'alimentation d'urgence, le raccordement de secours, les raccordements ou l'éclairage public si les coûts qui leur sont liés figurent aux positions 100 à 700.

3.2.20.2 Autres revenus (position 900.2)

La position 900.2 est destinée aux autres produits assimilables à des revenus que vous avez pris en compte dans le cadre de vos calculs. Il faut notamment indiquer ici, pour le secteur d'activité du réseau (entrée par niveau de réseau) :

- les autres revenus d'exploitation réalisés avec les ressources du secteur réseau et imputés au réseau dans le calcul des coûts (p. ex. : revenus des travaux de maintenance pour des tiers, revenus des prestations facturées en interne, etc.) ;
- les revenus de la dissolution de provisions, si le coût de la constitution de ces provisions a été, dans le passé, pris en compte dans le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau (timbre) ;
- les revenus provenant de réajustements de valeurs, pour autant que les coûts y relatifs aient été, dans le passé, pris en compte dans le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau (timbre) ;
- les revenus provenant de frais de sommation, d'intérêts moratoires, etc. (partie concernant le réseau) ;
- les revenus de prestations de mesure à des tiers ;
- les revenus versés en raison de la consommation propre ou d'un regroupement pour les installations qui ne sont plus utilisées ou qui ne le sont plus que partiellement ou provenant de la part restante des coûts de capital (art. 3, al. 2bis, OApEl) ;
- les revenus d'installations (ou parties d'installations) vendues appartenant au réseau ;
- les revenus d'intérêts réalisés grâce à des ressources attribuées au fonds de roulement nécessaire à l'exploitation du réseau ;
- les revenus liés aux coûts validés par l'OFEN pour les projets pilotes et les coûts de réseau non couverts par la société nationale du réseau de transport (art. 23*a* LApEl).
- les revenus provenant des coûts facturés à Swissgrid pour les mesures nécessaires au maintien de l'approvisionnement en électricité conformément à la loi sur l'approvisionnement du pays (art. 15a, al. 1, let. b, LApEl ; art. 4a, al. 1, OOSE; coûts dits « Ostral »).

L'ElCom considère que la méthode brute est la méthode appropriée, car elle fait apparaître les positions de manière transparente. Si la méthode nette est appliquée, les positions doivent être réparties adéquatement.

Le DETEC peut autoriser des projets pilotes (à partir du 1er janvier 2023) visant le développement de technologies, de modèles d'affaires ou de produits innovants dans le secteur de l'énergie, dans la mesure où ils permettent de recueillir des expériences en vue d'une modification de la loi (art. 23*a*, al. 1, LApEl). Si, dans le cadre d'un projet pilote, des consommateurs finaux sont exemptés de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau, le DETEC peut prévoir, sur demande, que les coûts de réseau non couverts fassent partie des services-système de la société nationale du réseau de transport (art. 23*a*, al. 4, LApEl). Sur la base d'une autorisation du DETEC, la société nationale du réseau de transport indemnise le gestionnaire de réseau pour les coûts de réseau non couverts (art. 26*a*, al. 4,

OApEl). Les revenus liés aux projets pilotes et les indemnités pour coûts de réseau non couverts au sens de l'art. 23*a* LApEl doivent être saisis ici, d'une part, et d'autre part dans le champ de remarques en ajoutant la mention « Projet pilote », le numéro de la procédure et le montant de l'année correspondante.

3.2.20.3 Prestations propres activées (position 900.3)

Il faut saisir ici, en réduction des coûts, toutes les prestations propres qui ont généré des valeurs intégrées aux immobilisations régulatoires (cf. point 2.2.10).

3.2.21 Affectation des différences de couverture (position 1000)

Selon les directives 2/2019 et 3/2024 de l'ElCom, le montant des différences de couverture des années précédentes, y compris les intérêts, doit être pris en compte dans les tarifs dans les trois années tarifaires suivantes. Le montant effectivement pris en compte dans les tarifs pendant la période de référence pour réduire les différences de couverture doit être porté à la position 1000. En cas d'excédent de couverture, le montant doit figurer en négatif, en cas de découvert de couverture, le montant doit figurer en positif.

3.2.22 Revenus du réseau à présenter

Les chiffres d'affaires provenant de l'utilisation du réseau doivent être saisis dans le formulaire 4.4. Ils sont automatiquement reportés dans le formulaire 3.2 Différences de couverture du réseau(suivant).

Les tarifs d'un gestionnaire de réseau reposent sur les coûts effectifs de la dernière année tarifaire clôturée, éventuellement complétés par les coûts prévisionnels, et contiennent les amortissements et intérêts théoriques du patrimoine nécessaire à l'exploitation. Ces tarifs multipliés par les valeurs énergétiques effectivement écoulées constituent les produits effectifs de l'année tarifaire considérée.

Conformément à la directive 9/2025 de l'ElCom, « Comptes annuels du réseau : exigences minimales » (disponible sous www.elcom.admin.ch > Publication et évènements > Directives), les gestionnaires de réseau doivent présenter ces produits effectifs comme revenus du réseau (concernant les comptes annuels du réseau, cf. 1.1.6.2 ci-dessus). L'utilisation des revenus et charges survenus selon les comptes annuels correspond au concept, usuel en comptabilité, des « coûts équivalents aux charges » pour les coûts d'exploitation ou des « produits équivalents aux revenus » s'agissant des produits.

L'ElCom attend donc que le montant correspondant des comptes annuels du réseau apparaisse à la position « Chiffre d'affaires provenant de l'utilisation du réseau » (sans position 800).

3.2.23 Adaptations décidées par l'ElCom (ou par des instances supérieures)

Saisissez ici les différences de couverture décidées par l'ElCom ou par une instance supérieure sur la base d'un contrôle des coûts ou des tarifs.

Les excédents de couverture (montants qui réduisent les coûts des périodes suivantes) reçoivent un signe positif (+).

Les découverts de couverture (montants qui augmentent les coûts des périodes suivantes) reçoivent un signe négatif (-).

3.2.24 Autres différences de couverture

Veuillez saisir ici les montants de correction qui ne résultent ni de décisions de l'ElCom ni de décisions de justice. Il s'agit notamment des cas suivants :

- effets de corrections apportées a posteriori dans des fichiers de comptabilités analytiques antérieurs qui n'ont pas encore été prises en compte dans les tarifs. Il convient de se référer à la directive 5/2022 sur les adaptations rétroactives des fichiers de comptabilité analytique ;
- effets de corrections effectuées sur injonction de l'ElCom, mais qui ne résultent pas d'une décision (p. ex. sur la base d'observations relatives aux fichiers de comptabilité analytique ou au cours d'un examen préalable) ;
- suppression de découverts non pris en compte dans les tarifs selon les directives 2/2019 et 3/2024, qu'il s'agisse d'instruction de l'ElCom ou d'une renonciation du gestionnaire de réseau.

3.2.25 Justificatif de réduction et aperçu des différences de couverture

Les gestionnaires de réseau sont tenus de documenter leurs différences de couverture ainsi que la réduction correcte de ces dernières ; ils doivent être en mesure d'en remettre le calcul et le suivi en tout temps à l'ElCom, à sa demande. Nous vous recommandons de remplir le document « Formulaires de différences de couverture » (annexe à la directive 3/2024).

Dans le cadre de la comptabilité analytique des tarifs 2027, le formulaire 3.2 Différences de couverture du réseau (suivant) comprend trois tableaux à compléter. Il s'agit de versions abrégées des tableaux figurant dans l'annexe à la directive 3/2024 (formulaires de différences de couverture), partiellement remaniées à des fins de contrôle :

1. Justificatif de réduction du solde de différences de couverture jusqu'en 2023 selon l'ancienne pratique de l'ElCom

   Les montants à indiquer dans ce tableau doivent correspondre :

   - au « Solde de DC jusqu'en 2023 » (col. 2 du tableau) reporté (DC jusqu'en 2023 y compris la rémunération jusqu'en 2024 inclus, moins la 1ère tranche), soit à la somme des montants suivants :
     - valeur provenant du fichier de comptabilité analytique des tarifs 2025, formulaire 3.2 DC (suivant) – tableau « Aperçu », colonne « Attribués aux tarifs 2025 CHF »
     - ajoutée à la valeur provenant du fichier de comptabilité analytique des tarifs 2026, formulaire 3.2 DC (suivant) – tableau « Justificatif de réduction du solde de différences de couverture jusqu'en 2023 selon l'ancienne pratique de l'ElCom », colonne « Solde après réduction EFFECTIF (en CHF) » ;
   - à une éventuelle réduction sans incidence sur les tarifs (effectif) (en cas de solde de découvert de couverture uniquement) (col. 5 du tableau) ;
   - au montant de la première tranche imputée aux tarifs 2025 (T1, montant indicatif, car déjà pris en compte dans le « Solde de différences de couverture jusqu'en 2023 », col. 7 du tableau) ;
   - au montant de la deuxième tranche imputée aux tarifs 2026 (T2) (col. 8 du tableau) ;
   - au montant planifié de la troisième tranche à imputer aux tarifs 2027 (T3) (col. 9 du tableau). Veuillez noter que le « Solde de DC jusqu'en 2023 » doit être résorbé, intérêts compris, d'ici la fin de l'exercice comptable 2027. Dans le fichier de comptabilité analytique des tarifs 2028, seule une éventuelle différence due au fait que le taux de rémunération (WACC) n'était pas connu au moment du calcul des intérêts de la dernière tranche peut être prise en compte. Le « Solde pour vérification » (col. 10 du tableau) sert de base à ce calcul des intérêts.

   Veuillez consulter les boutons d'information qui fournissent des informations complémentaires importantes.

Explication des calculs :

col. 1	col. 2	col. 3	col. 4	col. 5	col. 6	col. 7	col. 8	col. 9	col. 10
Justificatif de réduction du solde de différences de couverture jusqu'en 2023 selon l'ancienne pratique de l'ElCom									
Année	**Solde des différences de couverture jusqu'en 2023**	**Intérêts théoriques**	**Montant total y c. intérêts**	**Réduction sans incidence sur les tarifs**	**Solde après réduction**	**Imputés aux tarifs 2025 (T1)**	**Imputés aux tarifs 2026 (T2)**	**Imputés aux tarifs 2027 (T3)**	**Solde pour vérification**
	(en CHF)*	(en CHF)	(en CHF)	(en CHF)*	(en CHF)	(en CHF)	(en CHF)	(en CHF)*	(en CHF)*
DC jusqu'en 2023 (imputation T3)	14'000.00	480.20	14'480.20		14'480.20	-7'500.00	-7'500.00	-7'000.00	6'980.20
Explication des calculs	*champs de saisie (Valeur période précédente)*	*col. 2 * WACC*	*col. 2 + col. 3*	*champs de saisie*	*col. 4 + col. 5*	*champs de saisie*	*champs de saisie*	*champs de saisie*	*col. 6 + col. 8*

2. Justificatif de réduction des différences de couverture selon l'OApEl

   Les montants à indiquer dans ce tableau (DC 2024), doivent correspondre :

   - à une éventuelle réduction sans incidence sur les tarifs (col. 5 du tableau) (en cas de découvert de couverture uniquement) ;
   - au montant planifié de la deuxième tranche à imputer aux tarifs 2027 (T2) (col. 8 du tableau). Veuillez noter que la directive 3/2024 sur les différences de couverture précise au point 7 « Réduction des différences de couverture » que le montant de réduction prévu dans le cadre du calcul des tarifs est contraignant et doit être repris à l'identique lors du calcul rétroactif (de la différence de couverture).

   L' « Etat des DC » (col. 2 du tableau) est repris automatiquement du fichier de comptabilité analytique des tarifs 2026, formulaire 3.2 (suivant), tableau « Aperçu des différences de couverture DC 2024 », position « Total différences de couverture y c. intérêts » (quatrième colonne). Le montant « Imputés aux tarifs 2026 » est également repris automatiquement du même tableau « Aperçu des différences de couverture DC 2024 », position « Imputés aux tarifs 2026 1ère tranche – PLANIFIE ».

   Dans les justificatifs de réduction des DC, les différences de couverture ne sont pas présentées par niveau de réseau qu'il s'agisse de la version complète ou de la version light du fichier de comptabilité analytique.

   Veuillez consulter les boutons d'information qui fournissent des informations complémentaires importantes.

   Explication des calculs :

col. 1	col. 2	col. 3	col. 4	col. 5	col. 6	col. 7	col. 8	col. 9
Justificatif de réduction des différences de couverture 2024 selon l'article 18*b* OApEl								
Année	**Etat des Différences de couverture**	**Intérêts théoriques**	**Montant total y c. intérêts**	**Réduction sans incidence sur les tarifs**	**Solde après réduction**	**Imputés aux tarifs 2026**	**Imputés aux tarifs 2027**	**Report sur la période suivante**
	(en CHF)	(en CHF)	(en CHF)	(en CHF)*	(en CHF)	(en CHF)	(en CHF)*	(en CHF)
DC 2024 (imputation T2)	-40'000.00	-800.00	-40'800.00	4'000.00	-36'800.00	12'500.00	11'000.00	-24'300.00
Explication des calculs	*Reprise automatique (Valeur période précédente)*	*col. 2 * Taux rendement FE*	*col. 2 + col. 3*	*champs de saisie (toujours avec signe plus)*	*col. 4 + col. 5*	*Reprise automatique (Valeur période précédente)*	*champs de saisie*	*col. 6 + col. 7*

3. Aperçu des différences de couverture

   Le montant de DC totale du réseau 2025 (t) calculée dans le haut du formulaire est reprise directement par le système dans le tableau de l'aperçu des DC. Le GRD ne doit déclarer que le montant de la première tranche de DC (T1) qu'il a planifié d'imputer aux tarifs 2027 (t+2). Veuillez noter que la directive 3/2024 sur les différences de couverture précise au point 7 « Réduction des différences de couverture » que le montant de réduction prévu dans le cadre du calcul des tarifs est contraignant et doit être repris à l'identique lors du calcul rétroactif (de la différence de couverture).

De manière générale, la première tranche de DC (T1) est toujours déclarée dans le tableau « Aperçu des différences de couverture », alors que les deuxième et troisième tranches de DC (T2 et T3) sont déclarées dans les tableaux « Justificatif de réduction des différences de couverture ».

Dans l'aperçu des DC de la version complète du fichier de comptabilité analytique, la déclaration des différences de couverture doit se faire par niveau de réseau (cf. point 3.2.4 et annexe de la directive 3/2024).

À partir de la comptabilité analytique des tarifs 2027, le ST ElCom va fixer le taux de rendement des fonds étrangers publié par l'OFEN, dans le formulaire 3.2 (autres), cellule « Taux de rend. FE - taux d'intérêt pour l'année 20xx– Différences de couverture à partir de 2024 selon l'OApEl ». Si vous souhaitez appliquer un taux de rendement des fonds étrangers inférieur à vos découverts de couverture, veuillez utiliser les cellules « Réduction sans incidence sur les tarifs » pour réduire le montant d'intérêts souhaité.

3.3 Calcul des coûts (comptabilité analytique, formulaire 3.3)

3.3.1 Généralités

Le formulaire « Calcul des coûts » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau.

Dans ce formulaire 3.3 vous devez saisir les valeurs sur lesquelles s'appuie effectivement le calcul de vos coûts. Les divergences éventuelles entre les données figurant dans ce formulaire et les données ou calculs figurant dans d'autres formulaires du fichier de saisie doivent être expliquées dans le champ « Remarques » ou dans les champs explicatifs dynamiques.

La base de vos coûts se fonde sur les coûts imputables de l'année de base (dernier exercice clôturé). Ces coûts peuvent être adaptés en fonction de la situation attendue de votre entreprise durant l'année tarifaire. Dans ce cas, utilisez des données prévisionnelles pour certaines positions ou pour chacune d'entre elles.

Ce formulaire reprend pour l'essentiel les grandes lignes du formulaire 3.2 servant au calcul des différences de couverture. Dans le cadre de l'acte modificateur unique, de nouvelles dispositions et adaptations s'appliqueront à partir de l'année tarifaire 2026 (cf. point 1.3). C'est pourquoi il est fait référence ci-après aux bases légales en vigueur au 1er janvier 2026. Le formulaire 3.3 se distingue des formulaires 3.2 Différences de couverture du réseau et 3.6 Fonds de roulement net, notamment sur les points suivants :

- Coûts de mesure
  Les coûts de mesure (positions 510 et 520) ne sont plus compris dans les coûts du réseau. En effet, à compter du 1er janvier 2026, des tarifs de mesure séparés doivent être calculés. La position de coûts 540 a été ajoutée et vient compléter les positions 510 et 520. Les coûts de mesure sont toujours recensés dans le formulaire 3.3 Calcul des coûts du réseau. Sur cette base, les tarifs de mesure doivent être fixés conformément au formulaire 4.2 Revenus des tarifs de mesure. La position 500 est supprimée, puisque la position 530 Systèmes de commande et de réglage intelligents reste dans les coûts du réseau.
- Changement de pratique concernant le FRN
  Le 3 décembre 2024, l'ElCom a adapté sa pratique concernant la base de calcul des intérêts du FRN du réseau en la calquant sur la base de calcul des intérêts du FRN de l'énergie selon l'OApEl révisée et entrée en vigueur le 1er janvier 2025. Par conséquent, à partir des tarifs 2026, les différences de couverture intégrées aux tarifs ne pourront plus être prises en compte en tant qu'élément constitutif du FRN du réseau, sur lequel est calculée la rémunération (intérêts) – cf.

communication de l'ElCom du 4 février 2025 : Fonds de roulement net du réseau – Changement de pratique à partir de l'année tarifaire 2026).

A strictement parler, le FRN fait partie des coûts de capitaux. Il a ainsi été déplacé à la position 100.4 (au lieu de la position 600.3, où il se trouvait jusqu'à présent).

Les catégories de coûts et leur numéro, indiqués dans les intitulés des lignes du tableau du formulaire 3.3, correspondent au « Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH » (AES, SCCD-CH, édition 2025). Pour remplir le formulaire, on se référera, par analogie, aux explications fournies aux points 3.2.8 à 3.2.25 ci-dessus).

Veuillez saisir les coûts du réseau électrique dans les premières colonnes ou les premiers champs de saisie et entrer les montants que vous avez attribués par catégorie de coûts aux différents niveaux de réseau pour le calcul des tarifs 2027.

Les données concernant les produits et revenus de la position 900 doivent être traitées de manière analogue.

Dans les champs de saisie supplémentaires, les coûts sont saisis par catégorie de clients (clients dans l'approvisionnement de base et clients avec un accès libre au réseau). Il faut indiquer les coûts de la fourniture d'énergie qui s'ajoutent aux coûts d'énergie (p. ex. coûts administratifs, impôts, etc.). Les coûts liés à la production propre et à l'acquisition doivent être saisis dans le formulaire 5.2 Coûts de l'énergie planifié. Ces données sont nécessaires pour pouvoir tracer la répartition des éléments suivants entre les secteurs du réseau et de l'énergie :

- coûts des systèmes de mesure (pos. 510, 520) et de la plateforme de données (pos. 540)
- coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents (pos. 530)
- coûts administratifs (pos. 600),
- impôts directs (pos. 700) et
- autres produits et revenus (pos. 900).

Ces données sont en outre nécessaires au contrôle de plausibilité de vos coûts de revient et d'acquisition de l'énergie électrique (cf. ci-dessous point 5.1 ci-dessous Différences de couverture de l'énergie (comptabilité analytique, formulaire 5.1) et point 5.2 ci-dessous Coûts de l'énergie planifiés 2027 et changement dans la clientèle pour la fourniture d'énergie (comptabilité analytique, formulaire 5.2)).

Certaines informations se remplissent automatiquement dans le tableau. Elles regroupent le total des coûts déclarés, les coûts de la fourniture d'énergie et les coûts du réseau électrique.

Les coûts de l'énergie à proprement parler doivent être saisis dans les formulaires 5.1 Différences de couverture de l'énergie et 5.2 Coûts de l'énergie planifiés.

Les coûts résultant d'une mise en œuvre efficace et basée sur les risques des mesures de cybersécurité peuvent être imputés. En règle générale, les coûts liés à la protection des technologies opérationnelles (OT)[4] devraient être indiqués sous les positions 200, 510.4 et 520.4 (530 fait partie des coûts du réseau) et les coûts liés à la protection de l'informatique (IT)[5] sous la position 600 de la comptabilité analytique (pour des informations plus détaillées, cf. point 3.2.9.7).

[4] Par technologies opérationnelles (Operational Technology, OT), on entend les technologies qui sont directement nécessaires à la mise à disposition ou à la fourniture d'électricité (p. ex. SCADA, PIA, accès à distance aux installations dans les sous-stations, télécommande centralisée, gestion des données énergétiques (EDM), compteurs intelligents).

[5] Par technologies de l'information (IT), on entend les technologies de traitement des données qui ne sont pas directement liées à la fourniture d'électricité (p. ex. gestion des données clients, gestion des données du personnel, applications bureautiques).

À partir des tarifs 2025, les coûts directement occasionnés aux gestionnaires de réseau, aux producteurs et aux gestionnaires d'installations de stockage par des mesures nécessaires au maintien de l'approvisionnement en électricité en application de la loi sur l'approvisionnement du pays sont considérés comme des coûts d'exploitation imputables au *réseau de transport* (art. 15a, al. 1, let. b, LApEl ; art. 4*a*, al. 1, OOSE [version du 1er janvier 2025]). Les coûts en question doivent donc être facturés à Swissgrid. Dans la position toujours existante du formulaire de calcul des coûts, il faut donc saisir la valeur « 0 ».

3.3.2 Coûts des services-système, de la réserve d'électricité et autres coûts solidaires via le réseau de transport (position 400)

La position 400 permet de saisir les coûts facturés par Swissgrid pour les services-système, les coûts de la réserve d'électricité et les coûts solidaires. Les coûts solidaires comprennent les coûts de renforcements de réseau et les aides transitoires pour l'industrie de l'acier facturés par Swissgrid par le biais du « Supplément pour coûts solidaires via le réseau de transport ».

Les coûts des services-système du réseau de distribution doivent être saisis à la position 200.1 (cf. point 3.2.10 ci-dessus).

Veuillez utiliser exclusivement cette position pour les coûts facturés par Swissgrid et ne les indiquez pas en utilisant le niveau de réseau 1.

3.3.3 Justificatif des coûts des systèmes de mesure (positions 510, 520 et 540)

3.3.3.1 Généralités

La comptabilité analytique doit faire apparaître séparément toutes les positions nécessaires au calcul des coûts de mesure imputables, dont font partie les coûts des systèmes de mesure et d'information, des systèmes de mesure intelligents, ainsi que les coûts d'utilisation de la plateforme de données centralisée (data hub) selon les art. 17*g* à 17*i* LApEl (art. 7, al. 3, let. f, fbis et fter, OApEl).

En vertu de l'art. 17*a*, al. 2, LApEl et de l'art. 8, al. 1, OApEl (version en vigueur au 1er janvier 2026), les gestionnaires de réseau vont fixer des tarifs de mesure à partir de l'année tarifaire 2026 et les publier. Les coûts de mesure ne devront plus être pris en compte dans les coûts du réseau, mais présentés séparément. Les différences de couverture (art. 8*a*quater OApEl) des coûts de mesure seront également calculées séparément.

Par conséquent, la position 500 (qui regroupe les positions 510, 520 et 530) figure toujours dans le formulaire 3.2 (Différences de couverture du réseau), tandis que la position 540 n'y apparaît pas encore, puisqu'il faut saisir les coûts effectifs de l'exercice 2025 dans le formulaire 3.2. Le traitement séparé des tarifs de mesure et de la prise en compte de la plateforme de données sera mis en œuvre pour les coûts planifiés de l'année tarifaire 2027, notamment dans le formulaire 3.3.

3.3.3.2 Coûts des systèmes de mesure intelligents (position 510)

Pour mettre en œuvre ce qui précède (art. 7, al. 3, let. f, fbis, fter et art. 8, al. 2, OApEl), le GRD doit détailler les coûts, en particulier en ce qui concerne les prestations de mesure.

L'art. 17*a*bis LApEl, précisé par les art. 8*a*decies ss. et 8*b* OApEl, instaure un nouveau standard minimum en matière de système de mesure intelligent. 80 % des installations de mesure d'une zone de desserte devront répondre à ce standard dans les dix ans qui suivent l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017 (art. 31*e*, al. 1, OApEl), soit le 31 décembre 2027, sous réserve des dispositions dérogatoires mentionnées dans l'art. 31*l*, al. 1 et 2, OApEl.

Les coûts relatifs aux systèmes de mesure intelligents qui satisfont aux standards fixés à l'art. 17*a*bis LApEl en lien avec les articles 8*a*decies ss. et 8*b* OApEl, doivent être saisis à la position 510 « Coûts

des systèmes de mesure intelligents ». Les coûts des systèmes de mesure qui, selon l'art. 31*l*, al. 1 et 2, OApEl, peuvent être attribués à ces 80 %, sont également imputés à la position 510 « Coûts des systèmes de mesure intelligents ». Ces dispositions divergent du SCCD-CH, qui attribue ces coûts à la position 520 « Coûts des autres systèmes de mesure et d'information » (cf. point 2.2.8).

3.3.3.3 Coûts des autres systèmes de mesure et d'information (position 520)

Par contre, toutes les installations de mesure qui ne remplissent pas les standards fixés à l'art. 17*a*^{bis}, LApEl, en lien avec les art. 8*a*^{decies} ss. et 8*b* OApEl, et qui ne peuvent pas être affectées aux 80 % selon l'art. 31*l*, al. 1 et 2, OApEl, mais qui sont toujours en fonction, doivent quant à elles être enregistrées à la position 520 « Coûts des autres systèmes de mesure et d'information ».

3.3.3.4 Amortissements théoriques des systèmes de mesure des deux types (positions 510.1 et 520.1)

Les amortissements des systèmes de mesure compris dans les immobilisations régulatoires doivent être présentés sous cette position. Une double prise en compte des coûts des systèmes de mesure, dans les immobilisations régulatoires du réseau et dans les amortissements déclarés à la position 100.1 d'une part, et dans les coûts de mesure d'autre part, n'est pas autorisée. Les coûts des installations utilisées partiellement, comme les systèmes de gestion des données énergétiques, doivent être imputées en proportion correspondante aux coûts de mesure et au réseau. L'ElCom se réserve le droit d'effectuer des contrôles par échantillonnage à ce sujet.

Voici quelques exemples d'installations qu'il est permis d'intégrer dans les immobilisations régulatoires et qui, par conséquent, peuvent être amorties et rémunérées : compteurs, éventuels transformateurs, bornes de contrôle, unités de communication, appareil de saisie mobile des données, équipement de relevé à distance des compteurs, etc.

3.3.3.5 Intérêts théoriques des systèmes de mesure des deux types (positions 510.2 et 520.2)

Les intérêts théoriques des systèmes de mesure compris dans les immobilisations régulatoires doivent être présentés sous cette position. Une double prise en compte des coûts des systèmes de mesure, dans les immobilisations régulatoires du réseau et dans les intérêts déclarés à la position 100.2 d'une part, et dans les coûts de mesure d'autre part, n'est pas autorisée.

Pour la rémunération des valeurs patrimoniales nécessaires au système de mesure, on recourt au même WACC que pour le calcul des intérêts théoriques du réseau (art. 8*a*^{bis}, al. 3. let. b, OApEl).

3.3.3.6 Prestations de mesure des systèmes de mesure des deux types (positions 510.3 et 520.3)

Pour les systèmes de mesure intelligents, il faut saisir la part respective des coûts suivants (coûts propres ou coûts de tiers) :

- coûts d'exploitation du dispositif de relevé à distance des compteurs (RDC) et de transmission des données ;
- coûts d'exploitation de la gestion des données énergétiques (part des coûts du réseau EDM) pour la mise à disposition, l'archivage et la fourniture des données ;
- coûts d'exploitation de la gestion des données énergétiques (part des coûts du réseau EDM) pour les processus de changement, les contrôles de plausibilité et l'établissement des valeurs de substitution.

3.3.3.7 Coûts d'exploitation et coûts administratifs des systèmes de mesure des deux types (positions 510.4 et 520.4)

Voici quelques exemples de coûts saisis à ces positions :

- logistique liée aux compteurs (achat, stockage, installation, étalonnage, contrôle périodique des compteurs, entretien, gestion du stock, etc.), gestion des compteurs et des stations de mesure (gestion des données de base) ;
- coûts d'exploitation des relevés et la transmission des données (p. ex. saisie mobile des données (SMD) ;
- coûts de communication ;
- coûts proportionnels des locaux, de l'informatique et des véhicules, etc.
- revenus qui, dans le cadre du calcul des coûts de mesure, ont pour effet de réduire ces coûts ;
- coûts de gestion et d'administration (600.1), coûts de distribution et de commercialisation (600.2) et intérêts théoriques du fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation liés aux systèmes de comptage intelligents.

3.3.3.8 Coûts d'exploitation et coûts de capital de la plateforme de données (data hub) (position 540)

En vertu de l'art. 17*i*, al. 3, LApEl, l'exploitant de la plateforme de données perçoit pour chaque point de mesure une rémunération couvrant les coûts (d'exploitation et de capital) et conforme au principe de causalité auprès des gestionnaires d'un réseau de distribution. Selon l'art. 7, al. 3, let. f^{ter} OApEl, les coûts de la plateforme centrale de données doivent figurer à part dans la comptabilité analytique (pos. 540). En vertu de l'art. 8*a*, al. 1, let. c, OApEl, les coûts relatifs à la plateforme centrale de données sont des coûts d'exploitation imputables du système de mesure. Les coûts d'exploitation et d'administration à intégrer dans les tarifs de mesure sont constitués des positions 510.4, 520.4 et 540.

3.3.4 Coûts du réseau

3.3.4.1 Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents (position 530)

Selon l'art. 13a, let. a, OApEl, tous les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage intelligents engagés pour une utilisation de la flexibilité au service du réseau au sens de l'art. 19*a* OApEl, y compris la rétribution versée, sont imputables dans les coûts du réseau. Ladite rétribution ne peut toutefois être imputable que si elle est proportionnelle aux coûts de réseau évités (p. 25 du rapport explicatif du 19 février 2025 sur la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables : Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité qui entrera en vigueur le 1er janvier 2026). La rétribution ne peut en outre être discriminatoire ou abusive (art. 17*c*, al. 2 et art. 22, al. 2, let. d, ch. 2, LApEl). À noter également que l'utilisation garantie de la flexibilité ne doit pas être rétribuée (art. 19*c*, al. 1, OApEl).

Les taux de rétribution doivent être publiés (art. 19*b*, al. 2, OApEl en lien avec l'art. 12, al. 1, LApEl). Dans la comptabilité analytique, toutes les positions nécessaires au calcul des coûts imputables sont présentées séparément, notamment les coûts relatifs aux systèmes de commande et de réglage intelligents, y compris les rétributions versées par le gestionnaire de réseau au consommateur final, producteur ou gestionnaire d'installations de stockage pour une utilisation de sa flexibilité au service du réseau (art. 7, al. 3, let. m et art. 13*a*^{bis}, al. 1, OApEl). La rétribution dont il est question ici est l'indemnité dont le gestionnaire de réseau s'acquitte en faveur du consommateur final, du producteur ou du gestionnaire d'installations de stockage pour sa flexibilité (art. 13*a*^{bis} OApEl).

Le gestionnaire de réseau de distribution doit détailler les coûts en question dans le formulaire calcul des coûts, à la position 530 « Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents ». L'utilisation de la flexibilité n'implique pas nécessairement un système de commande et de réglage au sens de

l'art. 17*b*, al. 1, LApEl ; le GRD peut utiliser la flexibilité par le biais d'un autre dispositif, tel qu'un ondu-leur p. ex. (p. 25 du rapport explicatif du 19 février 2025). À la position 530, il convient également de saisir les installations classiques de commande centralisées, dans la mesure où elles sont utilisées pour la flexibilité, c'est-à-dire pour bloquer et débloquer des charges, installations PV, etc. (Cf. explications sur la révision partielle de l'OApEl de novembre 2017, p. 10 ss).

Si un gestionnaire de réseau offre une utilisation flexible du réseau au consommateur final, au produc-teur ou au gestionnaire d'installations de stockage au moyen de systèmes de commande et de réglage intelligents, il a non seulement l'obligation de publier la rétribution prévue dans sa feuille tarifaire (art. 8*c*, al. 3, OApEl en lien avec les art. 12, al. 1, LApEl et l'art. 10 OApEl), mais également d'enregistrer les montants ainsi versés dans la comptabilité analytique à la position 530.3 « Rétribution au consomma-teur final et au producteur ».

3.3.4.2 Coûts des mesures innovantes (position 600.7)

Cf. point 3.2.17.4

3.3.4.3 Impôts directs (position 700)

Les impôts théoriques doivent être calculés séparément pour les trois secteurs réseau, production et distribution d'énergie. Seuls les impôts théoriques des secteurs réseau et distribution d'énergie doivent être déclarés.

Cf. point 3.2.18

3.3.4.4 Taxes et prestations aux collectivités publiques ainsi que supplément de réseau selon l'art. 35 LEne (positions 750 et 800)

Cf. point 3.2.19

3.3.4.5 Autres coûts facturés individuellement (position 900.1)

Cf. point 3.2.20.1

3.3.4.6 Autres revenus (position 900.2)

Cf. ci-dessus point 3.2.20.2

Les éventuels paiements de Swissgrid en relation avec les aides transitoires pour les producteurs de fer, d'acier et d'aluminium d'importance stratégique (cf. art. 14bis LApEl) doivent être saisis à la posi-tion 900.2.

3.3.4.7 Affectation des différences de couverture (position 1000)

Veuillez saisir ici le montant des différences de couverture du réseau que vous prévoyez d'intégrer dans les tarifs 2027. Tenez compte des instructions de l'ElCom quant à la réduction des différences de cou-verture et des indications mentionnées au point 3.2.21 Différences de couverture des coûts de mesure.

Cette position de coût correspond à l'ancienne position 600.4 « Différences de couverture des années précédentes ».

3.4 Aperçu des charges (comptabilité analytique, formulaire 3.4)

3.4.1 Aperçu

Le formulaire « Aperçu des charges » n'est disponible et ne doit être complété que dans la version complète. Il sert à déterminer les coûts d'exploitation à partir du compte de résultat du dernier exercice clôturé et il permet ainsi de déduire aussi bien les coûts effectifs pour calculer les différences de couverture que les coûts d'exploitation qui servent de base à la tarification. Partant, ce formulaire permet de justifier les valeurs des formulaires 3.2 « Différences de couverture du réseau » et 3.3 « Calcul des coûts ».

Les coûts d'exploitation du réseau selon l'article 15, alinéa 2 LApEl et l'article 12 OApEl correspondent aux coûts et recettes de l'exercice comptable bouclé qui précède la période de calcul correspondante (« Période de référence de ... à ... »).

Veuillez n'utiliser dans ce formulaire que des valeurs effectives, c'est-à-dire des valeurs issues de votre comptabilité financière, et aucune valeur théorique ou prévisionnelle. Compte tenu des dispositions de la séparation des activités visées aux art. 10 et 11 LApEl, l'ElCom s'attend à ce que, en cas de contrôle, les valeurs présentées dans le formulaire 3.4 soient déduites en toute transparence de vos comptes annuels du réseau publiés.

Idéalement, un périmètre comptable propre est aménagé dans la comptabilité financière pour servir de base à la séparation des comptes annuels du réseau (bilan et compte de résultat). Cette précaution permet d'accroître la part des écritures directement affectées au secteur réseau et réduit le besoin de recourir à des clés de répartition.

Enfin, veuillez indiquer où sont publiés vos comptes annuels séparés du secteur réseau pour le dernier exercice clôturé (art. 12 LApEl). À cet effet, indiquez l'adresse Internet où vos comptes annuels sont à disposition du public. Merci de télécharger également une version de vos comptes annuels sur le portail de l'ElCom pour les gestionnaires de réseau.

3.4.2 Positions du compte de résultat

3.4.2.1 Structure du formulaire

3.4.2.1.1 Aperçu

La présente section présente comment les charges et les revenus passeront de la comptabilité financière dans la comptabilité analytique (transfert). À cet effet, il faut transférer les valeurs de la comptabilité financière de l'ensemble de l'entreprise (colonne « Ensemble de l'entreprise ») et les valeurs des comptes annuels séparés du réseau de distribution (colonne « Compte de résultat du réseau »).

Il faut indiquer dans les colonnes suivantes si le transfert des valeurs de la comptabilité financière de l'ensemble de l'entreprise dans les comptes annuels séparés du réseau a été effectué par un report d'écriture direct ou moyennant une clé de répartition (colonne « Directement attribué » ou colonne « Ventilé par clé de répartition »). Merci d'indiquer ici les montants en francs et non en pourcentages.

3.4.2.1.2 Clé de répartition

Ces informations servent à vérifier que les clés de répartition respectent le principe de causalité visé à l'art. 7, al. 5, OApEl. Concernant la répartition, veuillez aussi tenir compte des instructions et informations fournies au point 3.2.9.2 ci-dessus «Imputation des coûts et répartition».

Si vous n'enregistrez que des prestations facturées en interne, saisissez la valeur 0 et toutes les indications relatives à la facturation interne dans le champ « Remarques » tout en bas du formulaire.

Si les charges et les produits ne sont pas attribués sur la base d'une clé de répartition ou d'une attribution directe, il se peut que les montants exacts ne puissent pas (plus) être reconstitués dans le détail (par compte). Tel peut être le cas, par exemple, lorsque des travaux sont facturés à l'interne. Veuillez alors procéder à une estimation de la répartition de la manière la plus précise possible.

En outre, veuillez indiquer les charges du compte de résultat du réseau qui ont été prises en compte dans le calcul des coûts 2027, c'est-à-dire le montant de la comptabilité financière (comptes annuels de réseau) utilisé pour le calcul des tarifs.

Ce montant repose sur les chiffres effectifs de votre comptabilité financière : aucun montant théorique n'est admissible en l'occurrence. Il faut en particulier en tenir compte pour les amortissements et les intérêts.

Les charges et les produits du réseau sont tirés du compte de résultat séparé du réseau, qui fait partie des comptes annuels de réseau selon l'art. 11 LApEl. Des montants prévisionnels peuvent être pris en compte lorsqu'un événement causant une variation des coûts est connu au moment du calcul des tarifs et que l'ajustement peut être estimé (cf. point 3.4.2.4).

Si la structure de votre compte de résultat s'écarte de la structure donnée dans le formulaire, répartissez les positions respectives dans les positions du tableau qui vous semblent les plus appropriées. Si votre compte de résultat ne permet pas d'indiquer de montant dans l'une des positions de la structure présentée, veuillez mentionner dans le champ « Remarques » si ce montant a été attribué à une autre catégorie. Si vous n'êtes pas concernés par cette position, veuillez justifier votre choix.

Attention : étant donné que les charges et les revenus déclarés dans ce formulaire reflètent les données du compte de résultat, les montants ne contiennent ni les coûts théoriques concernant les amortissements et les intérêts ni la différence de couverture. Ainsi, seule une partie des positions du formulaire 3.3, « Calcul des coûts » est reproduite.

Veuillez tenir compte des informations concernant les comptes annuels fournies au point 1.1.6.2 ci-dessus.

3.4.2.1.3 Dernier exercice clôturé

Veuillez indiquer ici le début et la fin de votre dernier exercice clôturé. Il s'agit généralement soit du 1.01 et du 31.12 (lorsque l'année civile s'applique), soit du 1.10 et du 30.09 (lorsque l'on se réfère à l'année hydrologique) de l'année (= dernier exercice clôturé) précédant la période de relevé. Autrement dit, il s'agit des valeurs effectives des immobilisations régulatoires au jour de référence du dernier exercice clôturé.

3.4.2.2 Produits / revenus selon le compte de résultat

Les positions 1.1 à 1.6 correspondent aux produits/revenus enregistrés durant le dernier exercice clôturé. Les gestionnaires de réseau sont tenus de publier le montant annuel de la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 12, al. 1, LApEl). Veuillez reporter ici les revenus des tarifs d'utilisation du réseau encaissés selon votre comptabilité annuelle du réseau. Les éventuels produits liés aux redevances et aux prestations fournies aux collectivités publiques ne doivent pas figurer ici.

Position 1.2 – Produits de la facturation interne : précisez sous la rubrique « Remarques » le mode de facturation ainsi que les principales positions comprises dans les prestations facturées à l'interne. Indiquez séparément les éventuels bénéfices et marges facturés. À l'intérieur d'un groupe de sociétés, au niveau consolidé, les produits de la facturation interne sont égaux à zéro. Au niveau du réseau, les données de la position 1.2 doivent cependant être indiquées dans la colonne réseau.

Position 1.3 – Différences de couverture 2025 : pour la définition et le traitement des différences de couverture, reportez-vous au point 3.2., respectivement au formulaire 3.2 du fichier de comptabilité analytique, ainsi qu'aux directives 2/2019 et 3/2024 de l'ElCom. Si vous faites apparaître les différences de couverture dans les comptes annuels, veuillez indiquer sous position 1.3.1 un éventuel excédent de couverture (soit l'excédent des revenus effectifs encaissés par rapport aux charges effectives et théoriques que font apparaître vos calculs ex post) et sous position 1.3.2, un éventuel découvert de couverture (soit l'écart négatif des revenus effectifs encaissés par rapport aux charges effectives et théoriques apparu dans vos calculs ex post).

Position 1.4 – Autres produits des livraisons et prestations : sont reportés ici tous les chiffres d'affaires, par exemple les revenus locatifs pour l'utilisation d'installations du réseau. N'y reportez pas les produits, tels que les prestations propres activées, les produits financiers, etc., qui doivent être insérés à la position 1.6 « Autres produits ».

Position 1.5 – Dissolution de provisions : reportez ici les dissolutions de provisions constituées dans le passé et figurant dans le compte de résultat.

Position 1.6 – Autres produits : reportez ici le total de tous les autres produits de l'exercice, tels que les prestations propres activées, les produits financiers ainsi que les produits hors exploitation et les produits extraordinaires.

3.4.2.3 Charges selon le compte de résultat

Les positions 2.1 à 2.9 correspondent aux charges enregistrées durant le dernier exercice clôturé.

Position 2.3 – Amortissements : reportez dans les 4 premières colonnes les montants tirés de la comptabilité financière et/ou des comptes annuels de réseau. Dans la dernière colonne à droite, ne reportez que les amortissements qui n'ont pas été pris en compte dans les amortissements théoriques déclarés dans le formulaire 3.3 « Calcul des coûts ».

Position 2.4 – Charges de la facturation interne : précisez sous la rubrique « Remarques » le mode de facturation ainsi que les principales positions comprises dans les prestations facturées à l'interne. Indiquez séparément les éventuels bénéfices et marges facturés.

Position 2.6 – Redevances et prestations aux collectivités publiques et taxes légales : reportez ici les montants correspondants. Dans le cas où les charges pour le supplément perçu sur le réseau selon la loi sur l'énergie ne sont pas enregistrées dans un compte transitoire du bilan, par exemple, mais prises en compte dans le présent poste, assurez-vous que les revenus du supplément perçu sur le réseau soient également pris en compte.

Position 2.8 – Charges financières : reportez dans les 4 premières colonnes les montants tirés de la comptabilité financière et/ou des comptes annuels de réseau. Dans la dernière colonne de droite, indiquez le montant pris en compte dans le calcul des coûts pour fixer la rémunération pour l'utilisation du réseau 2027 (p. ex. frais bancaires effectifs en lien avec la gestion du compte). Il n'est pas admissible de tenir compte des coûts ou frais relatifs à la levée de capitaux (frais d'émission, frais de prêt, etc.), car ils sont déjà pris en compte dans la nouvelle formule de calcul du WACC en vigueur depuis 2014. Les intérêts théoriques liés à l'infrastructure du réseau prévus dans le formulaire 3.3 « Calcul des coûts » ne doivent pas être enregistrés ici.

Position 2.9 – Autres charges : reportez ici toutes les autres charges de l'exercice, comme les prestations propres enregistrées au passif, les charges financières, les charges hors exploitation et les charges extraordinaires.

3.4.2.4 Différences prévisionnelles modifiant les coûts

Reportez au point 4, dans les lignes correspondantes, les faits et activités déjà connus dont vous attendez un effet à la hausse ou à la baisse sur les coûts déterminant les tarifs 2027. Si vous vous êtes limité à saisir les valeurs de l'année de base dans la partie supérieure du tableau, il ne faut plus introduire ici que les différences entre les valeurs prévisionnelles et les valeurs de l'année de base.

Veillez à prendre en compte autant que possible des faits déjà connus qui influencent les valeurs prévisionnelles, afin d'éviter des différences de couverture trop importantes. En outre, nous attirons votre attention sur le fait que la constitution délibérée de découverts de couverture n'est pas autorisée par l'ElCom.

Comme exemples de différences prévisionnelles qui ont une incidence sur les coûts, citons : les modifications tarifaires déjà connues des réseaux amont ou des services-système, les adaptations salariales déjà convenues au niveau opérationnel ou un changement des taux d'imposition. Il est éventuellement aussi possible de prendre en compte, s'agissant des amortissements et des intérêts théoriques, la réalisation de grandes installations planifiée durant l'année de planification visée.[6] Les gestionnaires de réseau qui tiennent compte de valeurs prévisionnelles augmentant leurs coûts doivent aussi prendre en compte les valeurs prévisionnelles qui les diminuent. L'exercice de ce droit est ainsi soumis au principe de continuité.

Ces données permettent de mettre en parallèle les valeurs effectives selon la comptabilité financière et les valeurs utilisées pour le calcul des tarifs selon la comptabilité analytique.

3.5 Calcul par centres de coûts (comptabilité analytique, formulaire 3.5)

3.5.1 Généralités concernant le formulaire

Le formulaire « Calcul par centres de coûts » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau.

La rémunération perçue pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser, pour chaque niveau de réseau, les coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques de ce niveau de réseau (art. 16, al. 2, OApEl). Le formulaire « Calcul par centres de coûts » nous permet de contrôler vos coûts pour chaque niveau de réseau après la cascade et après l'attribution directe des coûts. Elle nous permet aussi de déterminer le prix moyen arithmétique (ct./kWh) avant la fixation du prix proprement dite.

3.5.2 Coûts de réseau par niveau de réseau, après cascade et attribution directe

Ce formulaire met en évidence les coûts par niveau de réseau comme base du calcul de vos tarifs. Les coûts après le report reposent sur les coûts que vous avez déclarés dans le formulaire 3.3 et, pour la version complète, dans le formulaire 3.4.

3.5.3 Soutirage prévisionnel

Veuillez indiquer ici quelle quantité de soutirage vous anticipez pour la période de calcul.

[6] À distinguer en l'occurrence des installations seulement prévues, qu'il n'est pas permis de prendre en compte (cf. point 2.2.6 Installations en construction.

3.5.4 Nombre de points de mesure prévus

Veuillez saisir ici le nombre de points de mesure par niveau de réseau que vous envisagez de prendre en compte pour la période de calcul.

3.5.5 Coûts de mesure par niveau de réseau après cascade et attribution directe

Ils seront automatiquement repris du formulaire 3.3 et devront être saisi pour chaque niveau de réseau.

3.6 Fonds de roulement net (comptabilité analytique, formulaire 3.6)

3.6.1 Éléments constitutifs du FRN

L'art. 15, al. 3, let. b, LApEl prévoit que les gestionnaires de réseau ont droit aux intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux, lesquelles se composent au maximum des valeurs résiduelles à l'achat ou à la fabrication des installations à la fin de l'exercice et du capital de roulement net (FRN) nécessaire à l'exploitation (art. 13, al. 3, let. a, OApEl). Le FRN, peut, en tant que composante des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation, être rémunéré au taux de WACC du réseau (art. 13, al. 3, let. b, OApEl), en tenant compte du rythme de facturation.

Selon la pratique de l'ElCom, le calcul du FRN est basé sur les coûts théoriques des immobilisations régulatoires (amortissements et intérêts), sur les stocks et sur les coûts d'exploitation de l'année correspondante. Outre les propres coûts d'exploitation et de capital, les coûts des réseaux amonts et les coûts des services-système peuvent servir à calculer le FRN nécessaire à l'exploitation (p. ex. décision de l'ElCom 211-00011 [ancienne : 957-08-141] du 7 juillet 2011, ch. marg. 104 ss ; décision de l'ElCom 211-00011 du 3 juillet 2014, ch. marg. 24 et 39 ; décision de l'ElCom 211-00016 du 17 novembre 2016, ch. marg. 234 ; décision de l'ElCom 211-00008 du 22 janvier 2015, ch. marg. 222). Il faut aussi prendre en considération les différences de couverture intégrées dans les tarifs, qu'il s'agisse d'un montant positif ou négatif. Il n'est pas permis d'intégrer dans le calcul du FRN les différences de couverture échues, mais non encore intégrées dans les tarifs.

Le 3 décembre 2024, l'ElCom a adapté sa pratique concernant la base de calcul des intérêts du FRN du réseau en fonction de la base de calcul des intérêts du FRN de l'énergie selon l'OApEl révisée et entrée en vigueur le 1er janvier 2025 (art. 4, al. 3. let. a, ch. 5, OApEl). Par conséquent, à partir des tarifs 2026, les différences de couverture intégrées aux tarifs ne pourront plus être prises en compte en tant qu'élément constitutif du FRN du réseau, sur lequel est calculée la rémunération (intérêts) – cf. communication de l'ElCom du 4 février 2025 : Fonds de roulement net du réseau – Changement de pratique à partir de l'année tarifaire 2026).

Pour le calcul du FRN, on ne tient pas non plus compte du supplément de réseau selon l'art. 35 LEne (position 800.3) ni des redevances et prestations fournies à des collectivités publiques selon l'art. 14, al. 1, LApEl (positions 800.1a, 800.1b et 800.2). Ces montants ne sont pas nécessaires à l'exploitation (art. 13, al. 3, let. a, ch. 2, OApEl), car ils sont perçus sur mandat de tiers. À partir des tarifs 2026, les coûts relatifs au système de mesure (pos. 510 et 520) ne pourront plus être pris en compte dans le calcul du FRN.

Les positions suivantes peuvent toutefois être prises en compte dans le calcul du FRN : 100, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 900 et 1000 (valable jusqu'aux tarifs 2025).

3.6.2 FRN : rémunération de la mise à disposition de liquidités jusqu'au règlement des factures

La rémunération du FRN visé à l'art. 13, al. 3, let. a, ch. 2, OApEl tient compte du capital engagé par l'entreprise afin qu'elle dispose de liquidités suffisantes en tout temps jusqu'à ce que survienne le paiement de ses prestations dans le secteur d'activité réglementé. Le FRN nécessaire à l'exécution des activités opérationnelles dans le secteur réglementé est donc étroitement lié à la périodicité de la facturation. Les délais de facturation de l'entreprise, c'est-à-dire la durée moyenne pendant laquelle une entreprise doit maintenir du capital disponible jusqu'au règlement de ses factures est donc pris en compte dans le calcul du FRN.

Dans sa pratique, l'ElCom s'appuie sur la périodicité de la facturation pour calculer le FRN. Par exemple, si un gestionnaire de réseau établit ses factures sur une base bimestrielle, il n'a pas besoin de disposer de liquidités pour l'année entière, mais seulement pour deux mois. Dans un tel cas, il faut diviser le capital nécessaire par 6 (12 mois divisés par 2 mois) et un sixième du FRN nécessaire serait rémunéré au taux de WACC.

3.6.3 Calcul de la base du FRN

La base du FRN se calcule en se fondant sur les coûts imputables et sur la fréquence de facturation (éventuellement pondérée). La base du FRN constitue la base de la rémunération.

L'ElCom n'accepte pas de méthode reposant sur le bilan ou sur le chiffre d'affaires pour calculer la base du FRN.

Fréquence pondérée de la facturation : p. ex. 30 % du chiffre d'affaires mensuellement et 70 % trimestriellement = 12/12*0,3+12/4*0,7= 2,4 => La fréquence pondérée de la facturation est de 2,4 mois.

Exemple de calcul avec un total de coûts imputables = 100 KCHF ; périodicité = 2,4 mois ; taux d'intérêt = 4,13 % (WACC de l'année tarifaire 2024) :

$$Base\ du\ FRN\ = \frac{\sum Coûts\ imputables}{Facteur\ du\ FRN} = \frac{\sum Coûts_{imputables}}{\frac{Nb\ mois\ par\ année}{Périodicité_{facturation}}} = \frac{100}{\frac{12}{2,4}} = \frac{100}{5} = 20\ KCHF$$

3.6.4 Rémunération

3.6.4.1 Rémunération du FRN sur une base annuelle

La pratique de l'ElCom prévoit que le FRN est déterminé chaque année au jour de référence (31 décembre ou à la date de clôture de l'exercice du gestionnaire de réseau) et qu'il peut être rémunéré au taux de WACC applicable durant l'année tarifaire correspondante. L'intérêt du FRN est aussi porteur d'intérêt (décision de l'ElCom 212-00004 [ancienne : 952-08-005] du 6 mars 2009, p. 39 s.). Le taux d'intérêt appliqué doit correspondre au maximum au WACC du réseau de l'année tarifaire concernée.

3.6.4.2 Calcul

Exemple de calcul avec un total de coûts imputables = 100 KCHF ; périodicité = 2,4 mois ; taux d'intérêt = 4,13 % (WACC pour l'année tarifaire 2024 ; cf. exemple au point 3.6.3) :

Base du FRN * WACC = 20 * 4,13 % = 0.826 KCHF.

4 Revenus du réseau – Structure tarifaire (comptabilité analytique, formulaire 4)

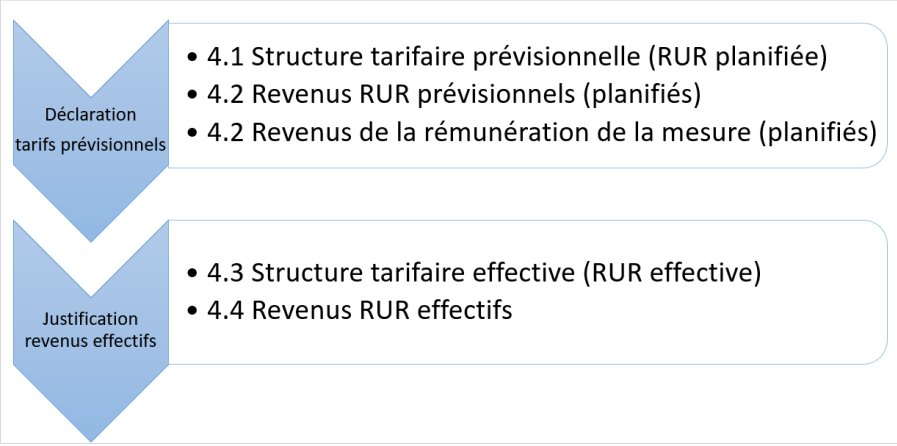
Les informations des formulaires 4.1 et 4.2 servent à reconstituer vos tarifs et quantités planifiés pour la période tarifaire à venir. Quant à elles, les informations des formulaires 4.3 et 4.4 servent à présenter les tarifs et quantités effectifs sur lesquels se basent les revenus effectifs de la période tarifaire clôturée.

Dans ce contexte, les formulaires 4.1 et 4.3 (Saisie de la structure tarifaire) servent à déterminer la structure de présentation des tarifs du réseau dans les formulaires 4.2 ou 4.4. Vous pouvez soit reprendre la structure existante, soit ajouter (au moyen de la fonction « Souhaitez-vous ajouter des éléments supplémentaires ? ») d'autres éléments dont vous avez éventuellement besoin dans les formulaires 4.2 ou 4.4.

Par exemple, énergie réactive : l'énergie réactive peut être saisie soit par tarif, soit comme total par niveau de réseau. Cette deuxième option suppose toutefois que vous ayez choisi les paramètres nécessaires dans le formulaire « Saisie de la structure tarifaire » et que vous disposiez de ce fait d'une colonne supplémentaire où vous pouvez saisir la quantité totale du niveau de réseau correspondant.

Pour les tarifs 2027, vous devez également remplir le formulaire 4.2 « Revenus de la rémunération de la mesure ».

La figure suivante illustre les relations :



4.1 Structure tarifaire prévisionnelle (comptabilité analytique, formulaire 4.1)

4.1.1 Généralités et bases légales

4.1.1.1 Généralités

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire 4.1 « Structure tarifaire prévisionnelle ». Les tarifs doivent être fixés par année civile (art. 4, al. 1, OApEl).

Ce formulaire permet de définir la base de la présentation de vos tarifs en fonction des coûts que vous avez déclarés. Dans un premier temps, vous définissez la structure tarifaire des rémunérations pour l'utilisation du réseau (RUR).

Dans les formulaires 4.1 et 4.2, il faut saisir les données pour la période tarifaire à venir, sur la base des coûts prévisionnels, qui reposent sur les coûts de la dernière année tarifaire clôturée (2025). Ceux-ci constituent simultanément les revenus attendus pour l'année tarifaire 2027.

Il faut introduire les montants sans les redevances et les prestations fournies aux collectivités publiques, sans le supplément perçu sur le réseau et sans les tarifs de mesure. A partir des tarifs 2026, ces derniers doivent être saisis dans un formulaire à part (formulaire 4.2 « Revenus de la rémunération de la mesure ».

4.1.1.2 Bases légales (valable pour les tarifs 2027)

Les articles 14 (en particulier al. 3) LApEl, ainsi que 18 et 18*a* OApEl, dans la version entrant en vigueur au 1er janvier 2026 (RO 2025 139) constituent les bases légales.

Les principes généraux s'appliquant aux tarifs sont définis dans l'art. 14, al. 3, LApEl. D'après ces principes, les tarifs d'utilisation du réseau doivent présenter des structures compréhensibles et refléter les coûts occasionnés par les consommateurs finaux (let. a ; principe de causalité). Ils doivent en outre être fixés indépendamment de la distance entre le point d'injection et le point de prélèvement (let. b ; principe du timbre). Ils doivent également se baser sur le profil de soutirage et être uniformes par niveau de tension et par catégorie de clients pour le réseau d'un même gestionnaire (let. c) ; enfin, ils doivent tenir compte d'une infrastructure de réseau et d'une utilisation de l'électricité efficaces et créer des incitations à exploiter le réseau de façon stable et sûre (let. e). Pour les tarifs d'utilisation du réseau dynamiques, de nouvelles règles explicites s'appliquent (art. 18, al. 5 et 6, OApEl).

Les gestionnaires de réseau fixent eux-mêmes leurs tarifs dans le cadre des prescriptions de la législation sur l'approvisionnement en électricité. Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux qui présentent des profils de soutirage semblables forment un groupe de clients bénéficiant d'une offre de tarifs d'utilisation du réseau uniforme. Les gestionnaires de réseau fixent librement les différentes composantes tarifaires dans le respect des principes tarifaires inscrits dans la loi, sous réserve de prescriptions légales particulières (art. 18, al. 4, 1re phrase, OApEl). En vertu de l'art. 18, al. 3, OApEl, les gestionnaires de réseau définissent un tarif standard pour chaque groupe de clients et le désignent comme tel. Ils peuvent proposer d'autres tarifs (au choix).

Au niveau basse tension, les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh représentent le groupe de clients de base. Pour le tarif standard du groupe de clients de base, il est désormais possible de choisir entre trois modèles tarifaires. Outre le tarif prescrit les années précédentes, présentant une composante de travail non dégressive de 70 % au minimum, il sera également possible, à partir de 2026, de choisir des tarifs dynamiques ou présentant une composante de travail non dégressive (ct./kWh) de 50 % au minimum et une composante de puissance (ct./kW) variable, qui évolue en fonction des charges du réseau et présente au moins quatre valeurs différentes par jour (art. 18*a*, al. 2, let. c, OApEl). Pour ces derniers tarifs, la composante de puissance variable doit s'orienter sur des périodes temporelles qui sont définies pour l'ensemble de l'année tarifaire sur la base de l'estimation des charges du réseau attendues (art. 18*a*, al. 3, OApEl). Pour les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau, l'art. 18, al. 5 et 6, OApEl s'applique d'une manière générale (et pas seulement au niveau basse tension).

Au niveau basse tension, les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année, dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh, et qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent, constituent un autre groupe de clients (art. 18*a*, al. 1, let. b, OApEl). Pour ce groupe de clients, tous les tarifs doivent comprendre une composante de travail non dégressive d'au moins 70 % (art. 18*a*, al. 4, OApEl).

En ce qui concerne les prescriptions susnommées relatives à une part minimale de la composante de travail, un éventuel tarif de base ne doit pas dépasser la part disponible. Ces dispositions reposent sur

une volonté d'efficacité : comme le tarif de base ne peut pas être influencé par la quantité d'électricité consommée, il ne doit pas excéder un certain niveau. Les parts minimales respectives de la composante de travail doivent être respectées (uniquement) pour le groupe de clients dans son ensemble.

Ces dispositions concernant la structure du tarif d'utilisation du réseau ne s'appliquent pas aux redevances ni aux prestations fournies aux collectivités publiques. Celles-ci n'entrent pas dans le tarif d'utilisation du réseau et doivent être présentées séparément lors de la publication du tarif et de la facturation (art. 6, al. 3, et art. 12, al. 2, LApEl).

4.1.2 Thèmes particuliers

4.1.2.1 Tarifs pour les immeubles qui ne sont pas utilisés toute l'année

La consommation d'électricité est moindre dans un immeuble qui n'est pas utilisé toute l'année. Mais les gestionnaires de réseau doivent dimensionner leur réseau électrique pendant toute l'année en fonction de la consommation maximale, bien que la puissance de pointe ne soit effectivement sollicitée que certains jours. L'art. 18*a*, al. 1, OApEl distingue, au niveau basse tension, les biens-fonds utilisés à l'année de ceux qui ne le sont pas et non pas entre résidences principales et résidences secondaires. Il ne faut pas se référer à la destination d'un immeuble, mais à la durée de son utilisation concrète. Un logement de vacances loué toute l'année est également considéré comme utilisé à l'année.

Les gestionnaires de réseau qui prévoient un tarif pour les immeubles qui ne sont pas utilisés à l'année, doivent clarifier, au moment de l'attribution d'un tarif à un consommateur final, si un immeuble est utilisé à l'année ou non. L'ElCom a décidé que le nombre de jours d'utilisation par année constituait un critère d'attribution à un groupe de clients distinct compatible avec les dispositions de l'art. 14, al. 3, LApEl (principe de causalité, utilisation efficace de l'électricité) et de l'art. 18, al. 2, ancienne OApEl (cf. Communication du ST ElCom du 14 avril 2011 « Tarifs applicables aux résidences secondaires » ; disponible sous www.elcom.admin.ch > Publication et évènements > Communications et publications complémentaires et Décision de l'ElCom 212-00015 [ancienne : 952-11-014] du 19 septembre 2013). Ce critère peut toujours être utilisé.

4.1.2.2 Modèles tarifaires nouveaux et dynamiques

Voir sur ce point les explications générales au point 4.1.1.2. Il est également possible de se référer à la communication « Tarifs nouveaux et dynamiques d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie : questions/réponses ».

4.1.3 Saisie de la structure tarifaire

4.1.3.1 Généralités

Dans le formulaire 4.1 « Structure tarifaire prévisionnelle », vous définissez la structure du formulaire 4.2 Revenus RUR prévisionnels en indiquant le nombre de vos tarifs de réseau pour chaque niveau de réseau. Le formulaire 4.2 présente alors le nombre correspondant de tarifs pour chaque niveau de réseau, dans lesquels vous pourrez saisir le détail de vos tarifs.

Si les services-système, la réserve d'électricité, les coûts solidaires, l'énergie réactive et l'alimentation d'urgence sont décomptés séparément, le nombre de tarifs ne s'en trouve pas accru pour autant. Mais ces éléments doivent alors être également présentés séparément (dans les lignes correspondantes du formulaire 4.2 sur les tarifs).

En ce qui concerne l'énergie réactive et l'alimentation d'urgence, il est aussi possible de les afficher globalement par niveau de réseau plutôt que par tarif. Si vous voulez faire usage de cette possibilité, vous devez prendre en compte ces éléments lors de la saisie du nombre de tarifs. Par exemple, si vous disposez de 3 tarifs au niveau de réseau 2 (NR 2) et que vous souhaitiez saisir globalement tant vos

revenus de l'énergie réactive que ceux de l'alimentation d'urgence au NR 2, indiquez le nombre de 5 tarifs.

Si le nombre maximum de tarifs disponible pour la saisie (14 tarifs au plus par niveau de réseau) ne devait pas suffire, veuillez introduire le dernier tarif en additionnant les données et laissez une note dans le champ « Remarques » indiquant qu'il s'agit d'une addition des tarifs x et y.

Si vous avez besoin d'un élément tarifaire supplémentaire (en plus des éléments tarifaires proposés), vous pouvez également l'ajouter. Les éléments suivants sont déjà disponibles : prix de base, prix de la puissance, prix du travail HP/HC (été et hiver), tarif de l'énergie réactive, tarif de l'alimentation d'urgence ainsi que tarif des services-système, de la réserve d'électricité et des coûts solidaires. Selon l'art. 12, al. 2, LApEl, les coûts liés à la réserve d'électricité et les coûts solidaires doivent être présentés séparément dans la facture adressée aux consommateurs finaux. Pour des raisons techniques, dans les présents formulaires, les coûts des services-système (dans la mesure où ils ne sont pas intégrés dans le tarif d'utilisation du réseau), de la réserve d'électricité et les coûts solidaires sont regroupés dans la même position.

Notez qu'à partir de l'année tarifaire 2026, le prix de base ne pourra plus présenter de composantes relatives à la mesure et aux locations de compteurs, étant donné que ces dernières seront prélevées dans le cadre de tarifs de mesure séparés (formulaires 4.2 « Revenus RUR prévisionnels »). Les tarifs de base sont ainsi allégés, les tarifs de mesure étant définis séparément.

4.1.3.2 Période de référence pour les revenus provenant des rémunérations pour l'utilisation du réseau

Veuillez indiquer ici la période pendant laquelle les coûts de réseau calculés pour la période tarifaire 2027 doivent être perçus. Généralement, la période de calcul correspond à votre exercice.

4.1.3.3 Quantités

Veuillez indiquer ici si les quantités sur lesquelles se base votre calcul des tarifs correspondent aux quantités effectives de périodes précédentes ou à des valeurs prévisionnelles pour 2027. S'il s'agit de valeurs prévisionnelles, veuillez exposer brièvement comment vous les avez calculées.

Il est possible de saisir l'énergie réactive et l'alimentation d'urgence soit par tarif, soit globalement par niveau de réseau. Cette deuxième option suppose toutefois que vous ayez effectué les paramétrages nécessaires dans le formulaire « Saisie de la structure tarifaire » de manière à ce qu'une colonne supplémentaire soit à votre disposition pour y saisir la quantité totale correspondant au niveau de réseau considéré (cf. point 2.2). Dans cette variante, vous remplirez les autres champs de la colonne avec la valeur 0.

4.1.3.4 Coûts des services-système, coûts de la réserve d'électricité et coûts solidaires

Seuls les coûts des services-système peuvent être intégrés dans le tarif d'utilisation du réseau. Selon l'art. 12, al. 2, LApEl, les coûts liés à la réserve d'électricité et les coûts solidaires doivent figurer séparément sur la facture adressée aux consommateurs finaux (cf. à ce sujet la directive 5/2025 de l'ElCom Facturation transparente et comparable, www.elcom.admin.ch > Publication et événements > Directives). Pour des raisons techniques, les coûts des services-système (dans la mesure où ils ne sont pas intégrés dans le tarif d'utilisation du réseau), de la réserve d'électricité et les coûts solidaires sont regroupés dans la même position.

4.1.3.5 Tarifs réduits en raison de contrats de concession

Il faut indiquer ici si les clients finaux paient des rémunérations pour l'utilisation du réseau réduites, voire s'ils en sont entièrement exemptés. en raison notamment de contrats de concession passés avec des centrales électriques. Si des clients finaux sont au bénéfice de tels avantages, décrivez et chiffrez-les (si possible) dans le champ correspondant.

4.2 Revenus RUR prévisionnels et revenus de la rémunération de la mesure (comptabilité analytique, formulaire 4.2)

4.2.1 Revenus de la rémunération pour l'utilisation du réseau (comptabilité analytique, formulaire 4.2)

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Revenus RUR prévisionnels ».

Ce formulaire sert à comparer les coûts de réseau déclarés pour les tarifs 2027 avec les revenus de vente prévisionnels de cette période de calcul (vérification).

Nous vous prions d'indiquer les tarifs nets, c'est-à-dire après déduction des rabais.

Lors de la planification des revenus, veuillez tenir compte des dispositions relatives à l'exonération et au remboursement (sur demande) des rémunérations pour l'utilisation du réseau visées à l'art. 14*a*, al. 1, 3 et 4, LApEl en lien avec les art. 18c ss. OApEl.

Veuillez également de tenir compte d'un éventuel tarif d'utilisation du réseau réduit pour les participants à des communauté électrique locale (CEL), sachant qu'aucune réduction ne peut être accordée sur les services-système (art. 19h, al. 5, let. a, OApEl). Ce tarif peut être saisi comme un tarif séparé. Comme alternative, le montant total de la remise attendue doit être pris en compte en tant que réduction des revenus dans le tarif d'utilisation du réseau concerné.

Toutes les prestations facturées aux utilisateurs du réseau qui ne sont pas intégrées dans les tarifs, mais qui sont (obligatoirement) décomptées séparément doivent aussi être saisies séparément, pour autant que les recettes correspondantes ne soient pas déduites dans le calcul des coûts à titre de produits diminuant les coûts. Un tel cas peut notamment survenir pour l'énergie réactive, l'alimentation d'urgence ou les coûts des services-système du réseau de transport. En vertu de l'art. 12, al. 2, LApEl les coûts de la réserve d'électricité et les coûts solidaires (renforcements de réseau, aides transitoires pour les producteurs de fer, d'acier et d'aluminium) doivent impérativement être saisis séparément (cf. directive 5/2025 de l'ElCom du 6 mai 2025, Facturation transparente et comparable, disponible à l'adresse www.elcom.admin.ch > Publication et évènements > Directives). Pour des raisons techniques, les coûts des services-système (dans la mesure où ils ne sont pas intégrés dans le tarif d'utilisation du réseau), les coûts de la réserve d'électricité et les coûts solidaires sont regroupés dans la même position.

Pour l'énergie réactive, l'alimentation d'urgence et les services-système, ainsi que les coûts de la réserve d'électricité, des lignes de saisie sont déjà prévues. La fonction « Souhaitez-vous ajouter des éléments supplémentaires ? » vous permet d'ajouter des éléments.

Si vous voulez déclarer les revenus de l'énergie réactive et de l'alimentation d'urgence, comme décrit au point 4.1, non pas par tarif, mais globalement par niveau de réseau, veuillez désigner les tarifs auxiliaires correspondants en conséquence et reporter la quantité ou le prix par niveau de réseau une seule fois dans la ligne de cette colonne. Puis, vous saisissez la valeur 0 dans les champs du tarif auxiliaire dont vous n'avez pas besoin.

Notez que les revenus du supplément perçu sur le réseau et les revenus des tarifs de mesure ne doivent pas être portés à la rubrique des revenus de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Si vous utilisez plus de tarifs qu'il n'est prévu dans le formulaire, veuillez introduire le dernier tarif en additionnant les données et laissez une note dans le champ « Remarques » indiquant qu'il s'agit d'une addition des tarifs x et y.

4.2.2 Tarifs de mesure (formulaire 4.2)

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire 4.2 « Revenus de la rémunération de la mesure ».

Ce formulaire sert à comparer les coûts de mesure déclarés pour les tarifs 2027 avec les revenus de vente prévisionnels de cette période de calcul (vérification).

À partir des tarifs 2026, il faut calculer des tarifs de mesure. Selon l'art. 17*a* LApEl, dans la version en vigueur à compter du 1er janvier 2026, les gestionnaires de réseau sont responsables des systèmes de mesure dans leur zone de desserte (al. 1). À partir de l'année tarifaire 2026, ils définissent des tarifs de mesure conformes au principe de causalité (al. 2) et perçoivent, sur la base de ces tarifs, une rémunération au titre de la mesure, pour chaque point de mesure. Conformément à l'art. 8, al. 1, OApEl (dans la version en vigueur à compter du 1er janvier 2026), les gestionnaires de réseau fixent les tarifs de mesure par année tarifaire pour les différentes puissances de raccordement et ont jusqu'au 31 août pour les publier. Les informations correspondantes doivent être saisies dans le formulaire 4.2.

Il est possible d'enregistrer au maximum trois tarifs de mesure par niveau de réseau. S'il existe plus de trois tarifs de mesure, il faut calculer des tarifs moyens pondérés en fonction du volume, pour regrouper ces tarifs de manière appropriée dans les niveaux de réseau. Le tarif « point de mesure virtuel » est toujours affiché (non masqué) pour la saisie par niveau de réseau.

Conformément au rapport explicatif du 19 février 2025 sur l'OApEl, il convient d'observer ce qui suit.

- En fonction des types de points de mesure, les coûts et les charges des gestionnaires de réseau peuvent être différents.
- En cas de mesure bidirectionnelle, la rémunération pour la mesure ne peut être perçue qu'une seule fois. Un seul point de mesure peut être saisi par mesure bidirectionnelle.
- Dans certaines constellations, une autre répartition (p. ex. proportionnelle) des coûts entre deux dispositifs de mesure peut se justifier, comme en cas de contracting, lorsqu'un tiers exploite une installation photovoltaïque sur le toit d'un immeuble et que le gestionnaire de réseau vend l'énergie injectée en son nom. La mesure est effectuée avec le même système de mesure que celui utilisé par le propriétaire de l'immeuble.
- Les points de mesure virtuels constituent un cas particulier : dans ce cas, il n'y a pas de poste de coût lié à l'appareil de mesure. Il subsiste toutefois certains coûts pour la programmation unique et les licences logicielles, qui devraient en principe être répercutés selon le principe de causalité. En règle générale, ces coûts sont relativement modestes ; on peut donc s'attendre à ce que les tarifs correspondants soient nettement inférieurs à ceux d'un point de mesure classique. Il appartient à la branche de décider s'il est préférable de facturer ces coûts selon le principe de causalité au moyen d'un tarif correspondant ou si, dans un souci d'efficacité et en appliquant un montant forfaitaire minime, il est envisageable de renoncer à toute facturation.

4.3 Structure tarifaire effective (comptabilité analytique, formulaire 4.3)

Le formulaire « Structure tarifaire effective » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau. Il reprend la même structure, la même fonction et le même contenu à déclarer que le formulaire 4.1 (cf. point 4.1).

Important : les valeurs déclarées sont des valeurs effectives : pour déclarer les quantités, il faut utiliser les valeurs effectives de la période tarifaire clôturée.

Vous pouvez enregistrer les éventuelles différences entre vos tarifs effectifs et vos recettes effectivement réalisées au cours de l'exercice écoulé à la position « Paiements anticipés, différences d'arrondi et autres ». Veuillez indiquer de quoi il s'agit dans le champ « Remarques ».

4.4 Revenus effectifs des rémunérations pour l'utilisation du réseau (comptabilité analytique, formulaire 4.4)

Le formulaire « Revenus effectifs des rémunérations pour l'utilisation du réseau » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau. Il reprend la même structure, la même fonction et le même contenu que le formulaire 4.2 (cf. 4.2).

Ce formulaire sert à prouver les revenus effectifs perçus durant l'année tarifaire 2025, sur la base des quantités effectives et des tarifs 2025 pour le calcul des différences de couverture. Les valeurs saisies sont des valeurs effectives, c'est-à-dire qu'il faut recourir aux valeurs effectives de la période tarifaire clôturée pour déclarer les quantités.

5 Énergie

5.1 Différences de couverture de l'énergie (comptabilité analytique, formulaire 5.1)

5.1.1 Bases légales

Suite à l'introduction de l'article 4f de l'OApEl entré en vigueur le 1er janvier 2023, l'ElCom a publié la nouvelle directive 3/2024 des 5 mars 2024 / 4 février 2025 / 1er janvier 2026 sur les différences de couverture (DC) du réseau et de l'énergie des années précédentes. Les nouvelles dispositions relatives aux DC s'appliquent pour la première fois aux DC de l'exercice suivant l'entrée en vigueur (art. 31m OApEl). L'article 4*f* s'applique donc pour la première fois aux DC de l'exercice 2023/2024 (année hydrologique) ou 2024 (année civile).

Si le montant total des revenus perçus par le gestionnaire du réseau de distribution ne concorde pas avec les coûts de l'énergie imputables pour l'approvisionnement de base pendant une année tarifaire (différence de couverture), il compense cet écart dans les trois années tarifaires suivantes. Il peut renoncer à compenser un découvert de couverture (art. 4*f*, al. 1, OApEl).

Dans des cas justifiés, l'ElCom peut prolonger le délai imparti pour compenser une différence de couverture (art. 4*f*, al. 2, OApEl).

Pour les différences de couverture à partir de l'exercice 2024, il convient de respecter la directive 3/2024 (y c. les formulaires de différences de couverture). Pour le traitement des différences de couverture jusqu'à la fin de l'exercice 2023 inclus, il faut se reporter à la directive 2/2019, tout en respectant la

disposition transitoire prévue au chiffre 3 de la directive 3/2024 ; l'annexe de la directive 3/2024 contient un modèle de réduction de la DC jusqu'en 2023.

5.1.2 Généralités

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Différences de couverture de l'énergie ».

Les différences de couverture résultent de l'écart temporel entre le calcul des tarifs, les recettes tarifaires et les coûts effectifs d'un exercice. Dans le cadre de la prise en considération des différences de couverture des années précédentes, les différences entre les coûts imputables et les revenus réalisés pendant une période de calcul sont compensées. Il est notamment tenu compte des différences qui

1. résultent d'écarts entre les quantités de vente prévisionnelles et les quantités effectives,
2. résultent d'écarts entre les coûts prévisionnels et les coûts effectifs,
3. ont été constatées lors d'un contrôle réalisé par l'ElCom ou
4. résultent du fait que des effets spéciaux ayant une influence sur les coûts n'ont pas été saisis en totalité lors d'une période de calcul, afin de stabiliser les tarifs.

L'objectif de ce formulaire est de déterminer les excédents ou les découverts de couverture du dernier exercice clôturé. La position 1 est dédiée aux revenus (chiffres d'affaires) effectifs automatiquement repris du formulaire 5.1a et aux coûts de revient totaux (total du prix de revient) de la fourniture d'énergie (concernant la définition des diverses composantes, cf. point 5.1.3, 5, Acquisition de l'énergie). Il convient également d'indiquer ici – comme pour les différences de couverture du réseau, cf. points 3.2.23 et 3.2.24 – les éventuelles valeurs des années tarifaires précédentes devant être adaptées en raison d'une décision de l'ElCom ou d'un arrêt du tribunal, ainsi que les excédents ou découverts de couverture des années précédentes qu'il n'est possible d'affecter ni à la position 1 ni à la position 2.

5.1.3 Acquisition de l'énergie

La composante tarifaire relative à la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de revient d'une production efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution (anc. art. 4, al. 1, OApEl). Il faut donc également déclarer à l'ElCom, dans les formulaires 5.1 à 5.3, les produits comprenant de l'énergie renouvelable.

Dans le formulaire « 5.1 Différences de couverture de l'énergie », partie « Acquisition de l'énergie », veuillez indiquer vos coûts d'approvisionnement de l'énergie (y compris l'énergie renouvelable) et les divers coûts de la fourniture d'énergie facturés à vos clients. Il s'agit des valeurs effectives de 2025.

Veuillez indiquer si l'énergie provient de votre propre production ou si vous l'avez achetée à des tiers. Précisez les quantités et coûts correspondants.

Les principes suivants s'appliquent au calcul des coûts de revient jusqu'à la fin de l'année tarifaire 2025 (cf. Directive 2/2018 de l'ElCom sous www.elcom.admin.ch > Publication et évènements> Directives) :

- Les coûts de revient imputables comprennent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'une production performante et efficace ainsi que les redevances et les prestations inhérentes à la production fournies aux collectivités publiques.
- Sont réputés coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation, notamment les coûts d'achat de l'énergie pour les besoins propres et les coûts d'entretien des installations de production.

- Les coûts de capital imputables correspondent aux amortissements théoriques et aux intérêts théoriques sur les valeurs patrimoniales nécessaires à la production, en se fondant, au maximum, sur les coûts initiaux d'achat ou de construction.
- Les amortissements théoriques annuels s'effectuent linéairement, pendant une durée d'utilisation fixée, jusqu'à ce que la valeur résiduelle soit nulle. Cette durée d'utilisation équivaut à la durée la plus courte entre la durée d'utilisation économique et la durée de concession.
- Le taux d'intérêt à appliquer pour calculer les intérêts théoriques des valeurs résiduelles des installations correspond au maximum au WACC de la production publié par l'ElCom pour l'année tarifaire concernée (cf. directive WACC de la production). Ce dernier tient compte de manière appropriée des risques liés à la production d'électricité.
- Les dispositions de l'art. 7, al. 5, OApEl relatives aux coûts indirects doivent s'appliquer par analogie à la production d'électricité. En conséquence, il faut imputer les coûts directs directement et les coûts indirects selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité. Cette clé doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance.
- Les éventuelles provisions pour risques d'exploitation ou pour charge extraordinaire doivent faire l'objet d'une justification particulière.

Les coûts de l'énergie issue de la production propre ne contiennent que les coûts de la fourniture d'énergie proprement dite sans marge bénéficiaire. Les coûts administratifs liés à l'achat d'énergie doivent figurer sous les coûts d'administration et de distribution.

Il convient d'indiquer séparément le prix de revient et la quantité d'énergie fournie aux consommateurs finaux en approvisionnement de base.

5.1.4 Méthode du prix moyen et attribution prioritaire aux énergies renouvelables

Jusqu'à l'échéance de la prime de marché, les énergies renouvelables provenant d'installations de production indigènes peuvent être imputées prioritairement à l'approvisionnement de base. Quiconque en fait usage est soumis à une obligation accrue de fournir des preuves et d'annoncer : le point 5.4 contient des explications sur la déclaration des coûts en lien avec la prime de marché et l'approvisionnement de base au sens de l'art. 31 LEne. Le point 5.5 décrit les dispositions visant la possibilité de donner la priorité aux énergies renouvelables selon l'anc. art. 6, al. 5bis, LApEl. Ces informations doivent déjà être indiquées sommairement dans le formulaire 5.1.

La méthode du prix moyen s'applique à l'énergie non attribuée à l'approvisionnement de base selon l'art. 31 LEne ou l'anc. art. 6, al. 5bis, LApEl (cf. formulaire 5.5). Le bénéfice inhérent à l'accès libre au réseau doit être répercuté proportionnellement sur les consommateurs captifs (anc. art. 6, al. 5, LApEl). Le Tribunal fédéral a confirmé la licéité de cette méthode dite du prix moyen par son arrêt du 20 juillet 2016 (ATF 142 II 451).

Le prix moyen en centimes par kilowattheure est calculé à partir des coûts du portefeuille énergétique hormis l'énergie issue d'énergies renouvelables attribuée prioritairement à l'approvisionnement de base en vertu de l'art. 31 LEne ou de l'anc. art. 6, al. 5bis, LApEl et de la quantité d'énergie totale. Les coûts de l'énergie livrée aux consommateurs finaux de l'approvisionnement de base s'obtiennent en multipliant le prix moyen par la quantité d'énergie des consommateurs finaux en approvisionnement de base (cf. p. ex. Décision 211-00033 du 20 août 2020 et, en particulier, l'ATF 142 II 451, consid. 5).

Les coûts d'énergie dans le cadre de l'obligation de reprise au sens de l'art. 15 LEne (rétributions de reprise de l'électricité) doivent être présentés en tant que quantités partielles des achats. Les coûts de l'énergie d'ajustement doivent être déclarés à part.

5.1.5 Coûts et bénéfice de la distribution d'énergie dans l'approvisionnement de base

Les coûts de distribution et d'administration comprennent tous les coûts directement liés à l'achat et à la vente de l'énergie, par exemple les coûts pour : la direction, le secrétariat, la comptabilité, le recouvrement, le contrôle de gestion, le service de ressources humaines, l'informatique, les centrales téléphoniques, les pertes sur débiteurs, etc. (cf. SCCD-CH 2025). Les coûts propres du dernier exercice clôturé doivent être déclarés séparément dans les champs de saisie correspondants.

La rubrique « Autres coûts de la fourniture d'énergie » est prévue pour les coûts qui ne correspondent à aucun des types de coûts cités ci-dessus. Veuillez indiquer sous « Remarques » de quel type de coûts il s'agit.

Il faut déduire les coûts des pertes actives du réseau propre, car elles figurent déjà à la position 200.4 dans les calcul des coûts (F3.3) du réseau.

Le bénéfice de la distribution d'énergie ne doit pas dépasser le bénéfice calculé sur la base de l'article 4, alinéa 3, lettre a, chiffre 5, de l'OApEl. Le calcul du bénéfice de l'énergie prévu dans cet article correspond à la règle appliquée précédemment selon la directive 3/2022 de l'ElCom du 7 juin 2022 relative à la « Règle des 60 francs », lorsque les coûts de gestion dépassent la limite de 60 francs (calcul du bénéfice analogue à celui du réseau ; Communication de l'ElCom du 4 février 2025 sur le « Fonds de roulement net du réseau » ; cf. également point 5.2.1.4).

5.1.6 Traitement des coûts des garanties d'origine

Les garanties d'origine (GO) utilisées pour le marquage de l'électricité doivent être annulées (art. 3, al. 1, let. a, de l'ordonnance sur l'énergie du 1er novembre 2017 [OEne ; RS 730.01]). Le marquage de l'électricité doit être effectué pour chaque kWh fourni à des consommateurs finaux (art. 9, al. 1, LEne en lien avec l'art. 4, al. 1, OEne). Dans la mesure où le gestionnaire de réseau de distribution fournit de l'électricité à ses consommateurs finaux en approvisionnement de base conformément à l'anc. art. 6, al. 5bis, LApEl, il utilise pour le marquage de l'électricité les GO établies pour cette électricité (anc. art. 4, al. 4, OApEl). Cela signifie qu'aucune garantie d'origine supplémentaire ne doit être achetée pour chaque kWh fourni provenant de la production propre renouvelable.

Il n'est pas permis de déclarer des coûts de garanties d'origine dans la position « Achat attestations d'origine » si l'électricité, dans la qualité correspondante, provient d'une production propre. Seuls les coûts supplémentaires occasionnés par les garanties d'origine et facturés en plus lors de l'achat d'énergie pour revaloriser l'énergie produite, conformément à la promesse d'un produit, doivent être indiqués (p. ex. achat de GO solaires, plus chères en comparaison, pour revaloriser la livraison de production hydraulique propre lorsqu'un produit solaire a été proposé). Déclarer des coûts pour les garanties d'origine issues de la production propre à cet endroit correspondrait à une double facturation non autorisée.

Les coûts d'acquisition des GO hydraulique Suisse et des GO photovoltaïque Suisse doivent être présentés séparément en tant que quantités partielles.

5.1.7 Rémunération des différences de couverture

Selon les directives 3/2024 et 2/2019 de l'ElCom (y c. annexes), l'année de référence déterminante pour le WACC applicable n'est pas l'année tarifaire durant laquelle la différence de couverture est survenue (t), mais l'année durant laquelle cette différence peut être comptabilisée pour la première fois (t+2). Le Tribunal fédéral a confirmé cette méthode de définition des intérêts (ATF 2C_1076/2014 du 4 juin 2015, consid. 4).

Le solde de différence de couverture à la fin de l'exercice 2023 doit être rémunéré avec le WACC du réseau t+2[7] (3,28% pour les tarifs 2027). Il doit être intégralement résorbé (c'est-à-dire intérêts compris) au plus tard à la fin de l'exercice 2027. Le solde de différence de couverture jusqu'en 2023 sera rémunéré pour la 4ème et dernière fois dans l'exercice comptable 2026 avec le WACC 2028. Il ne portera donc plus intérêt dans l'exercice comptable 2027.

A partir de la différence de couverture 2024, la rémunération des différences de couverture se calcule sur la base du taux de rendement des fonds étrangers de l'année tarifaire en cours (t+2) (art.4*f*, al. 3, OApEl).

En cas d'excédents de couverture, celui-ci doit être rémunéré au minimum au taux de rendement des fonds étrangers applicable à l'année tarifaire 2027, soit 1,75% (art. 4*f*, al. 3, let. b, OApEl).

En cas de découverts de couverture, celui-ci doit être rémunéré au maximum au taux de rendement des fonds étrangers applicable à l'année tarifaire 2027, soit 1,75% (art. 4*f*, al. 3, let. a, OApEl).

La différence de couverture de chaque exercice comptable est rémunérée au taux de rendement des fonds étrangers (publié chaque année par l'OFEN dans le cadre du calcul du taux d'intérêt selon l'article 13, alinéa 3, lettre b, OApEl) utilisé pour le calcul des tarifs. Les différences de couverture ne sont pas rémunérées, tout au long de la période de compensation, avec le taux (fixe) de l'année où elles sont apparues. Le taux peut varier au cours de la période de compensation. Par exemple, les différences de couverture des années 2024 et 2025 seront rémunérées en 202t au taux de rendement des FE de l'année 202t+2 (cf. directive 3/2024 de l'ElCom, point 5, disponible à l'adresse : www.elcom.admin.ch > Publications et évènements > Directives > 2024).

5.1.8 Justificatif de réduction et aperçu des différences de couverture

Les gestionnaires de réseau sont tenus de documenter leurs différences de couverture ainsi que la réduction correcte de ces dernières ; ils doivent être en mesure d'en remettre le calcul et le suivi en tout temps à l'ElCom, à sa demande. Nous vous recommandons de remplir le document « Formulaires de différences de couverture » (annexe à la directive 3/2024).

Dans le cadre de la comptabilité analytique des tarifs 2027, le formulaire 5.1 Différences de couverture de l'énergie comprend trois tableaux à compléter. Il s'agit de versions abrégées des tableaux figurant dans l'annexe à la directive 3/2024 (formulaires de différences de couverture), partiellement remaniées à des fins de contrôle :

1. Justificatif de réduction du solde de différences de couverture jusqu'en 2023 selon l'ancienne pratique de l'ElCom

   Les montants à indiquer dans ce tableau doivent correspondre :

   - au « Solde de DC jusqu'en 2023 » (col. 2 du tableau) reporté (DC jusqu'en 2023 y compris la rémunération jusqu'en 2024 inclus, moins la 1ère tranche), soit à la somme des montants suivants :
     - Valeur provenant du fichier de comptabilité analytique des tarifs 2025, formulaire 5.1 DC – tableau « Aperçu », colonne « Imputable aux tarifs 2025 CHF »
     - ajoutée à la valeur provenant du fichier de comptabilité analytique des tarifs 2026, formulaire 5.1 DC – tableau « Justificatif de réduction du solde de différences de couverture jusqu'en 2023 selon l'ancienne pratique de l'ElCom », colonne « Solde après réduction EFFECTIF (en CHF) » ;

[7] L'année « t » désigne l'exercice pour lequel les différences de couverture sont calculées.

- à une éventuelle réduction sans incidence sur les tarifs (effectif) (en cas de solde de découvert de couverture uniquement) (col. 5 du tableau) ;
- au montant de la première tranche imputée aux tarifs 2025 (T1, montant indicatif, car déjà pris en compte dans le « Solde de différences de couverture jusqu'en 2023 », col. 7 du tableau) ;
- au montant de la deuxième tranche imputée aux tarifs 2026 (T2) (col. 8 du tableau) ;
- au montant planifié de la troisième tranche à imputer aux tarifs 2027 (T3) (col. 9 du tableau). Veuillez noter que le « Solde de DC jusqu'en 2023 » doit être résorbé, intérêts compris, d'ici la fin de l'exercice comptable 2027. Dans le fichier de comptabilité analytique des tarifs 2028, seule une éventuelle différence due au fait que le taux rémunération (WACC) n'était pas connu au moment du calcul des intérêts de la dernière tranche peut être prise en compte. Le « Solde pour vérification » (col. 10 du tableau) sert de base à ce calcul des intérêts.

Veuillez consulter les boutons d'information qui fournissent des informations complémentaires importantes.

Explication des calculs :

Justificatif de réduction du solde de différences de couverture jusqu'en 2023 selon l'ancienne pratique de l'ElCom

col. 1	*col. 2*	*col. 3*	*col. 4*	*col. 5*	*col. 6*	*col. 7*	*col. 8*	*col. 9*	*col. 10*
Année	**Solde des différences de couverture jusqu'en 2023**	**Intérêts théoriques**	**Montant total y c. intérêts**	**Réduction sans incidence sur les tarifs**	**Solde après réduction**	**Imputés aux tarifs 2025 (T1)**	**Imputés aux tarifs 2026 (T2)**	**Imputés aux tarifs 2027 (T3)**	**Solde pour vérification**
	(en CHF)*	(en CHF)	(en CHF)	(en CHF)*	(en CHF)	(en CHF)	(en CHF)	(en CHF)*	(en CHF)*
DC jusqu'en 2023 (imputation T3)	14'000.00	480.20	14'480.20		14'480.20	-7'500.00	-7'500.00	-7'000.00	6'980.20
Explication des calculs	*champs de saisie (Valeur période précédente)*	*col. 2 * WACC*	*col. 2 + col. 3*	*champs de saisie*	*col. 4 + col. 5*	*champs de saisie*	*champs de saisie*	*champs de saisie*	*col. 6 + col. 8*

2. Justificatif de réduction des différences de couverture selon l'OApEl

Les montants à indiquer dans ce tableau (DC 2024), doivent correspondre :

- à une éventuelle réduction sans incidence sur les tarifs (col. 5 du tableau) (en cas de découvert de couverture uniquement) ;
- au montant planifié de la deuxième tranche à imputer aux tarifs 2027 (T2) (col. 8 du tableau). Veuillez noter que la directive 3/2024 sur les différences de couverture précise au point 7 « Réduction des différences de couverture » que le montant de réduction prévu dans le cadre du calcul des tarifs est contraignant et doit être repris à l'identique lors du calcul rétroactif (de la différence de couverture).

L' « Etat des DC » (deuxième colonne du tableau) est repris automatiquement du fichier de comptabilité analytique des tarifs 2026, formulaire 5.1, tableau « Aperçu des différences de couverture DC 2024 », position « Total différences de couverture y c. intérêts » (quatrième colonne). Le montant « Imputés aux tarifs 2026 » est également repris automatiquement du même tableau « Aperçu des différences de couverture DC 2024 », position « Imputés aux tarifs 2026 1ère tranche – PLANIFIE ».

Veuillez consulter les boutons d'information qui fournissent des informations complémentaires importantes.

Explication des calculs :

Justificatif de réduction des différences de couverture 2024 selon l'article 4*f* OApEl

col. 1	*col. 2*	*col. 3*	*col. 4*	*col. 5*	*col. 6*	*col. 7*	*col. 8*	*col. 9*
Année	**Etat des Différences de couverture**	**Intérêts théoriques**	**Montant total y c. intérêts**	**Réduction sans incidence sur les tarifs**	**Solde après réduction**	**Imputés aux tarifs 2026**	**Imputés aux tarifs 2027**	**Report sur la période suivante**
	(en CHF)	(en CHF)	(en CHF)	(en CHF)*	(en CHF)	(en CHF)	(en CHF)*	(en CHF)
DC 2024 (imputation T2)	-40'000.00	-800.00	-40'800.00	4'000.00	-36'800.00	12'500.00	11'000.00	-24'300.00
Explication des calculs	*Reprise automatique (Valeur période précédente)*	*col. 2 * Taux rendement FE*	*col. 2 + col. 3*	*champs de saisie (toujours avec signe plus)*	*col. 4 + col. 5*	*Reprise automatique (Valeur période précédente)*	*champs de saisie*	*col. 6 + col. 7*

3. Aperçu des différences de couverture

   Le montant de DC totale de l'énergie 2025 (t) calculée dans le haut du formulaire est reprise directement par le système dans le tableau de l'aperçu des DC. Le GRD ne doit déclarer que le montant de la première tranche de DC (T1) qu'il a planifié d'imputer aux tarifs 2027 (t+2). Veuillez noter que la directive 3/2024 sur les différences de couverture précise au point 7 « Réduction des différences de couverture » que le montant de réduction prévu dans le cadre du calcul des tarifs est contraignant et doit être repris à l'identique lors du calcul rétroactif (de la différence de couverture).

   De manière générale, la première tranche de DC (T1) est toujours déclarée dans le tableau « Aperçu des différences de couverture », alors que les deuxième et troisième tranches de DC (T2 et T3) sont déclarées dans les tableaux « Justificatif de réduction des différences de couverture ».

À partir de la comptabilité analytique des tarifs 2027, le ST ElCom va fixer le taux de rendement des fonds étrangers publié par l'OFEN, dans le formulaire 5.1, cellule « Taux de rend. FE - taux d'intérêt pour l'année 20xx– Différences de couverture à partir de 2024 selon l'OApEl ». Si vous souhaitez appliquer un taux de rendement des fonds étrangers inférieur à vos découverts de couverture, veuillez utiliser les cellules « Réduction sans incidence sur les tarifs » pour réduire le montant d'intérêts souhaité.

5.1a Revenus énergie effectifs (formulaire 5.1a)

Le formulaire « Revenus énergie effectifs » doit indiquer les valeurs effectives des quantités et des revenus que vous avez réalisés durant l'année tarifaire écoulée.

Fixez dans ce formulaire la structure de la feuille en indiquant le nombre de vos tarifs de l'énergie et en répondant aux questions concernant la distinction entre les tarifs d'été et les tarifs d'hiver (oui/non) ainsi que les prix de la puissance (oui/non). Ainsi, la feuille présentera le nombre de champs correspondant pour que vous puissiez y saisir vos tarifs. Veuillez nous contacter si le nombre maximum de tarifs que l'on peut saisir (20) ne vous suffisait pas.

Si vous vendez des produits énergétiques avec un supplément sur l'électricité de base, vous devez indiquer la consommation annuelle et le prix du travail du produit de base. L'énergie renouvelable doit être déclarée comme supplément aux lignes prévues à cet effet. Mais si vous vendez ces produits énergétiques comme des produits autonomes, veuillez les saisir avec les quantités correspondantes dans des tarifs spécifiques. Si le nombre de tarifs disponibles ne suffit pas, il vous est possible de regrouper plusieurs produits peu significatifs dans une même colonne en indiquant la quantité totale et un prix moyen.

Vous pouvez enregistrer les éventuelles différences entre vos tarifs effectifs respectifs et vos recettes effectivement réalisées au cours de l'exercice écoulé à la position « Paiements anticipés, différences d'arrondis et autres CHF *» en tant que valeur unique (pour tous les tarifs). Veuillez indiquer de quoi il s'agit dans le champ « Remarques ».

5.2 Coûts de l'énergie planifiés 2027 et changement dans la clientèle pour la fourniture d'énergie (comptabilité analytique, formulaire 5.2)

Tous les gestionnaires de réseau doivent remplir le formulaire « 5.2 Coûts de l'énergie planifiés 2027 et taux de changement dans la clientèle pour la fourniture d'énergie ». Il faut saisir ici les valeurs qui servent de base à vos tarifs 2027. Les tarifs doivent être fixés par année civile (art. 4, al. 1, OApEl).

5.2.1 Coûts de l'énergie planifiés

5.2.1.1 Bases légales

Le 1er janvier 2025, de nouvelles dispositions concernant les coûts de l'énergie imputables sont entrées en vigueur (LApEl : RO 2024 679 ; OApEl : RO 2024 706). Les dispositions relatives à l'approvisionnement de base en vertu de l'art. 6 LApEl s'appliquent pour la première fois à l'année tarifaire 2026 (art. 33*c*, al. 1, LApEl). Les prescriptions actuelles sur l'approvisionnement de base en électricité restent en vigueur jusqu'à l'année tarifaire 2025 incluse (cf. directive 7/2024).

Conformément à l'art. 6, al. 1, LApEl, « les gestionnaires d'un réseau de distribution prennent les mesures requises pour pouvoir fournir en tout temps aux consommateurs captifs et aux autres consommateurs finaux de leur zone de desserte qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau la quantité d'électricité qu'ils désirent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables ».

Désormais, les gestionnaires de réseau de distribution doivent affecter à l'approvisionnement de base certaines parts minimales de leur production issue d'énergies renouvelables en Suisse (art. 6, al. 5, LApEl, art. 4*a* OApEl). En outre, « ils séparent les acquisitions destinées à l'approvisionnement de base, d'une part, et celles destinées aux consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau, d'autre part » (art. 6, al. 5bis, let. b, LApEl).

En principe, la régulation des coûts de revient est maintenue pour l'énergie issue de la propre production et de prélèvements reposant sur des participations : les coûts de revient sont appropriés lorsqu'ils correspondent aux coûts d'une production efficace (art. 4, al. 3, let. a, ch. 1, OApEl). Les tarifs de l'approvisionnement de base peuvent inclure les coûts de revient moyens de l'ensemble de la production propre et des prélèvements reposant sur des participations (art. 6, al. 5bis, let. d, ch. 1, LApEl), indépendamment de leur attribution concrète (approvisionnement de base ou consommateur final accédant librement au réseau). Les coûts d'acquisition (en cas de contrats d'achat) et la rétribution de reprise de l'électricité (en cas de reprise selon l'art. 15 LEne) sont imputables (art. 6, al. 5bis, let. d, ch. 2 et 3, LApEl).

Comme jusqu'à présent, les coûts de distribution et d'administration relevant de l'approvisionnement de base peuvent être intégrés aux tarifs de l'approvisionnement de base. Désormais, le caractère approprié du bénéfice est réglé explicitement dans l'OApEl. Comme pour le réseau, sont imputables au plus les intérêts théoriques annuels sur le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation en tenant compte du rythme de facturation (art. 4, al. 3, let. a, ch. 4 et 5, OApEl). En outre, les coûts relatifs aux mesures visant à atteindre les objectifs prescrits d'amélioration de l'efficacité énergétique peuvent, dans certaines conditions, être répercutés proportionnellement dans l'approvisionnement de base. Ces coûts ne justifient toutefois aucune part de bénéfice supplémentaire (art. 4*d* OApEl).

Lors du calcul des coûts de l'énergie imputables, il convient d'observer les prescriptions de la législation sur l'approvisionnement en électricité (notamment l'art. 4, al. 3, OApEl).

Pour calculer les coûts de revient imputables, il faut observer ce qui suit.

- Les amortissements théoriques annuels s'effectuent linéairement, pendant une durée d'utilisation fixée, jusqu'à ce que la valeur résiduelle soit nulle. Cette durée d'utilisation équivaut à la durée la plus courte entre la durée d'utilisation économique et la durée de concession.
- Les dispositions de l'art. 7, al. 5, OApEl relatives aux coûts indirects doivent s'appliquer par analogie à la production d'électricité. En conséquence, il faut imputer les coûts directs directement et les coûts indirects selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité. Cette clé doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance.

Pour remplir le formulaire 5.2, nous vous renvoyons en outre aux directives de l'ElCom édictées dans ce contexte (directive 2/2025 « Approvisionnement de base : attribution des contrats d'achat existants et documentation » ; directive 3/2025 « Délai de transition pour atteindre la part minimale de 20 pour cent issue d'énergies renouvelables produites par des installations sises en Suisse (part minimale 2) ») directive 4/2025 « Approvisionnement de base en énergie : production propre au sein d'un groupe », directive 7/2025 « Approvisionnement de base : gestion conforme à la LApEl des frais de certification et des contributions destinées à alimenter des fonds ou financer de projets », communication du 4 mars 2025 « Part minimale de production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes dans l'approvisionnement de base (part minimale 1) : précision » et FAQ de l'ElCom sur la Stratégie énergétique 2050 à partir de l'acte modificateur unique (mis à jour en continu).

Nous attirons expressément votre attention sur le fait que les nouvelles prescriptions de la législation sur l'approvisionnement en électricité doivent être mises en œuvre strictement. Il faut respecter aussi bien les directives, les communications et publications complémentaires de l'ElCom que les présentes instructions du guide d'utilisation. En cas de contradictions avec les documents de la branche, les prescriptions susmentionnées font foi.

Il existe, dans plusieurs domaines, du moins selon le document de la branche récemment mis à jour (SCCA – CH 2025), certaines divergences dans l'interprétation des nouvelles règles relatives à l'approvisionnement de base en énergie. Nous mentionnons ci-dessous trois points essentiels, sans que cette liste soit exhaustive :

- WACC de la production : l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl) spécifie que les intérêts sont calculés en appliquant le taux d'intérêt calculé (théorique) visé à l'annexe 3 de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergie renouvelables (OEneR) (art. 4, al. 3, let. b, ch. 2, OApEl).
- Principes relatifs aux coûts de revient : les tarifs de l'approvisionnement de base peuvent inclure les coûts de revient moyens de l'ensemble de la production pour les installations propres ou les prélèvements reposant sur des participations (art. 6, al. 5bis, let. d, ch. 1, LApEl). Pour déterminer les coûts de revient moyens, il importe peu que les quantités d'électricité soient vendues ou non dans le cadre de l'approvisionnement de base (art. 4, al. 3, let. c, OApEl).
- Coûts d'achat imputables : la législation sur l'approvisionnement en électricité prévoit une régulation sur la base des coûts. Sont imputables les coûts d'acquisition moyens des contrats d'achat conclus à des conditions raisonnables et acquis pour l'approvisionnement de base. Si, par exemple, l'énergie « excédentaire » doit être vendue à un prix inférieur au prix d'achat, la perte qui en résulte ne constitue par conséquent pas un coût imputable au sens du droit de l'approvisionnement en électricité. De même, les bénéfices ainsi réalisés ne doivent pas être pris en compte.

5.2.1.2 Informations générales

Dans la partie supérieure du formulaire, vous devez fournir quelques informations fondamentales sur les coûts d'énergie imputés dans l'approvisionnement de base. Il s'agit également de préciser à l'ElCom si diverses dispositions légales ont été respectées lors du calcul du tarif. Il convient de souligner que le taux d'intérêt maximal autorisé pour la rémunération de la valeur résiduelle des installations de production est explicitement défini dans le texte de l'ordonnance (cf. art. 4, al. 3, let. b, ch. 2, OApEl).

5.2.1.3 Données sur la production propre élargie planifiée

Dans cette rubrique, vous devez consigner plusieurs informations sur les coûts et quantités en relation avec la production propre élargie (cf. art. 4, al. 1, let. c^{bis}, LApEl). Cela concerne d'une part la production d'électricité à partir d'installations propres, mais aussi l'électricité provenant de prélèvements reposant sur des participations (p. ex. de centrales partenaires) ; est également incluse l'électricité découlant de

l'obligation de reprise au sens de l'art. 15 LEne. Outre les quantités totales, il convient de déclarer les quantités partielles correspondantes d'énergies renouvelables provenant d'installations sises en Suisse, ces informations étant nécessaires pour calculer les parts minimales légales d'électricité issue d'énergies renouvelables (art. 6, al. 5, LApEl et art. 4*a* OApEl). L'énergie obtenue dans le cadre de l'obligation de reprise est considérée comme renouvelable uniquement si les garanties d'origine correspondantes sont également reprises par l'exploitant de l'installation. Sinon, cette énergie est considérée comme de « l'électricité grise ». Est également considérée comme de l'électricité grise l'énergie issue d'installations faisant partie du système de rétribution de l'injection (SRI). Leur GO, déjà indemnisée par le tarif de rétribution, n'est donc pas à la disposition de l'exploitant de l'installation.

Même dans le cadre de la nouvelle réglementation sur l'approvisionnement de base, il est possible d'affecter préalablement à l'approvisionnement de base l'énergie issue de grandes centrales hydroélectriques (grande hydraulique, puissance > 10 MW) ; prime de marché, art. 31, al. 3, LEne. Il faut déclarer la quantité prévisionnelle d'énergie affectée sur la base de l'art. 31, al. 3, LEne. Cette énergie n'est pas prise en compte lors du calcul des coûts de revient moyens de la production propre totale.

5.2.1.4 Coûts d'acquisition de l'énergie : approvisionnement de base / consommateurs finaux faisant usage de leur droit d'accès au réseau

Comme évoqué en introduction, les gestionnaires de réseau séparent les acquisitions en deux portefeuilles distincts, d'une part, pour les consommateurs finaux en approvisionnement de base, et d'autre part pour ceux qui font usage de leur droit d'accès au réseau (art. 6, al. 5bis, let. b, LApEl). Par conséquent, les coûts doivent également être présentés séparément. Dans ce contexte, il convient de respecter les prescriptions de l'art. 6, al. 5 et 5bis, LApEl, ainsi que de l'art. 4, al. 3 et 4, OApEl.

Pour le calcul des coûts de l'énergie imputables à l'approvisionnement de base (installations propres et prélèvements reposant sur des participations), il faut se référer aux coûts de revient moyens de l'ensemble du portefeuille de production (cf. art. 6, al. 5bis, let. d, ch. 1, LApEl). Il est possible de déroger à cette logique en cas d'attribution préalable d'énergie selon la réglementation de la prime de marché (art. 31 LEne). En revanche, une différenciation, dans la production propre, entre le prix de revient moyen des énergies renouvelables et le prix de revient moyen des énergies non renouvelables est contraire aux dispositions légales relatives à l'approvisionnement en électricité.

Certaines quantités minimales d'électricité issue d'énergies renouvelables indigènes devront être écoulées dans l'approvisionnement de base. Les parts minimales se rapportent à l'année tarifaire (et non pas aux trimestres ou aux mois) et sont décrites plus en détail dans l'art. 4*a* OApEl.

La *part minimale 1* concerne la production propre élargie (art. 4, al. 1, let. c^{bis}, LApEl) issue d'énergies renouvelables indigènes, qui doit être vendue à hauteur d'au moins *50 %* dans l'approvisionnement de base. Le gestionnaire de réseau n'est pas obligé de respecter cette part minimale pour autant que la production propre élargie représente au moins 80 % de l'électricité vendue dans l'approvisionnement de base (art. 4*a*, al. 1, OApEl).

La *part minimale 2* concerne la vente d'électricité dans l'approvisionnement de base. Au moins *20 %* de l'électricité issue d'énergies renouvelables vendue dans l'approvisionnement de base doit avoir été produite par des installations sises en Suisse. S'il est nécessaire de conclure des contrats d'achat pour atteindre cette part minimale, ceux-ci doivent porter sur une durée d'au moins trois ans (art. 4*a*, al. 2, OApEl).

Les deux parts minimales doivent impérativement être déclarées avant le 31 août pour l'année tarifaire suivante (art. 4*a*, al. 3, OApEl). Sur la base des quantités indiquées pour la production propre élargie,

les contrats d'acquisition selon l'art. 6, al. 5, let. b, LApEl et les ventes prévues dans l'approvisionnement de base, les valeurs comparatives correspondantes sont calculées directement (cf. répartition des coûts ci-dessous).

Vous trouverez ci-dessous quelques principes et explications concrets pour vous aider à compléter les lignes des coûts d'acquisition d'énergie :

Si vous avez déclaré de prime abord que vous facturiez l'énergie à vos clients de l'approvisionnement de base conformément à l'art. 31 LEne (*prime de marché*), les indications correspondantes sont automatiquement reprises de la rubrique « Production propre élargie planifiée ».

L'attribution de la *production issue d'installations propres et de participations* doit tenir compte, notamment, des prescriptions relatives aux parts minimales d'électricité issue d'une production suisse renouvelable (cf. répartition des coûts ci-dessous). Le 4 mars 2025, l'ElCom a publié la communication intitulée : Part minimale de production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes dans l'approvisionnement de base (part minimale 1) : précisions. Les principes énoncés dans cette communication doivent également être respectés.

Il est indispensable, pour le calcul des parts minimales, de présenter séparément l'*énergie renouvelable indigène*. En termes de coûts imputables, le maximum à imputer pour ces quantités partielles, correspond aux coûts de revient moyens de l'ensemble du portefeuille de production (cf. ci-dessus) – indépendamment de l'énergie primaire utilisée pour la production d'électricité ou du canal de vente. Les valeurs correspondantes sont automatiquement reprises de la rubrique « Production propre élargie planifiée ».

L'énergie résultant de l'obligation de reprise (art. 15 LEne) fait également partie de la production propre élargie. Les coûts maximums imputables dans l'approvisionnement de base sont définis dans les prescriptions de l'art. 4, al. 3, let. e, OApEl :

- Dans le cas où la garantie d'origine est reprise (énergies renouvelables), cette électricité est prise en compte pour atteindre les parts minimales.
- Dans le cas où la garantie d'origine n'est pas reprise, cette électricité n'est pas considérée comme renouvelable et n'est donc pas prise en compte pour atteindre les parts minimales.

Les gestionnaires de réseau doivent vendre dans l'approvisionnement de base une part minimale d'électricité issue d'énergies renouvelables produites par des installations sises en Suisse (part minimale 2). Si la production propre élargie ne suffit pas, ils doivent acquérir les quantités d'électricité nécessaires par des *contrats d'achat* à moyen et long terme (art. 6, al. 5, let. b, LApEl). Pour atteindre la part minimale 2 (20 %), il convient d'utiliser *en priorité* la production propre élargie. Ce n'est que si cette production est insuffisante qu'il conclut des contrats d'achat portant sur une durée d'au moins trois ans (art. 4*a*, al. 2, OApEl).[8] Les achats réalisés dans le cadre de ces contrats doivent être indiqués à la ligne prévue à cet effet. Cette quantité d'énergie est pertinente pour le calcul de la part minimale 2 (cf. répartition des coûts ci-dessous).

Le reste des achats d'électricité doit être déclarés dans la rubrique « Autres acquisitions ». Les quantités et coûts de l'énergie d'ajustement doivent être saisis à part dans une sous-catégorie. Il convient d'imputer à l'approvisionnement de base la partie de l'énergie d'ajustement qu'il a générée. Pour ce faire, il faut, le cas échéant, procéder à une répartition appropriée. Veuillez vous assurer que toutes les positions (quantité et coûts pour l' « approvisionnement de base » et pour les « consommateurs finaux avec

[8] Selon le rapport explicatif, le gestionnaire du réseau de distribution est libre de décider comment il remplit cette exigence (Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables : Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité entrée en vigueur le 1er janvier 2025, rapport explicatif du 20 novembre 2024, p. 14). Cette interprétation contredit le texte de l'art. 6, al. 5, let. b, LApEl et n'est donc pas pertinente.

accès au réseau ») sont entièrement remplies avec des données valides et ne contiennent aucune valeur nulle.

Les nouveaux contrats d'achat portant sur la totalité ou sur une partie du volume d'électricité doivent être attribués, pour toute la durée du contrat, au segment correspondant, (approvisionnement de base / consommateurs finaux avec accès au réseau) – (art. 6, al. 5bis, let. b, LApEl).

Garanties d'origine : les gestionnaires de réseau de distribution doivent utiliser en priorité les garanties d'origine provenant de leur production propre élargie (art. 4, al. 3, let. d, OApEl)[9].

Outre les coûts d'acquisition de l'énergie, les coûts de distribution et d'administration relevant de l'approvisionnement de base sont également considérés comme imputables. Ils comprennent tous les coûts directement liés à l'achat et à la distribution d'énergie dans l'approvisionnement de base (cf. explications correspondantes sur le formulaire 5.1).

Bénéfice de l'approvisionnement de base : le calcul du bénéfice approprié de l'approvisionnement de base en énergie s'effectue conformément aux prescriptions de l'art. 4, al. 3, let. a, ch. 5, OApEl. Le bénéfice approprié correspond au maximum aux intérêts calculés annuels sur le capital de roulement net nécessaire à l'exploitation (base : coûts imputables visés aux ch. 1 à 4) en tenant compte du rythme de facturation ; le taux d'intérêt calculé visé à l'annexe 1 s'applique (WACC du réseau). La directive 3/2022 de l'ElCom concernant la « règle des 60 francs » ne sera plus applicable à partir de l'année tarifaire 2026.

Coûts des mesures visant à améliorer l'efficacité : parmi les coûts occasionnés par des mesures visant la réalisation des objectifs en matière de gains d'efficacité énergétique » (art. 4d, OApEl), seule peut être mise à la charge des consommateurs finaux de l'approvisionnement de base, une proportion correspondant à la part de ces clients dans le volume de référence en matière de vente d'électricité. Les coûts sont imputables uniquement s'ils correspondent au plus aux taux usuels sur le marché ou si la mise en œuvre des mesures a été déléguée dans le cadre d'une procédure transparente, non discriminatoire et axée sur le marché (art. 4*d*, al. 3, OApEl). À cet égard, veuillez impérativement respecter les principes essentiels suivants :

- L'OFEN est l'autorité compétente pour le calcul du volume de référence en matière de vente d'électricité, la fixation des objectifs d'efficacité et l'évaluation de la prise en compte des mesures engagées pour atteindre ces objectifs. Un grand nombre d'aides à la mise en œuvre se trouve sur le site Internet de l'OFEN.
- L'ElCom est compétente pour la mise en œuvre de l'art. 6, al. 5ter, LApEl en lien avec l'art. 4*d* OApEl. Vous trouverez les réponses à un certain nombre de questions dans la communication « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 à partir de l'AMU » du 4 mars 2025 (disponible sous www.elcom.admin.ch > Publication et évènements > Communications).
- Les coûts sont imputables uniquement
    - s'ils ont été occasionnés à partir de janvier 2025. Les coûts antérieurs à cette date ne sont pas imputables. Il convient d'évoquer explicitement que cette absence de prise en compte des coûts s'applique également aux mesures mises en œuvre pendant les années 2022 à 2024 qui, en vertu de l'art. 80*b* OEne peuvent être prises en compte dans la réalisation des objectifs d'efficacité de manière restreinte.
    - s'ils sont liés à des mesures approuvées par l'OFEN.

[9] L'Office fédéral de l'énergie travaille actuellement à une adaptation de cet article de l'ordonnance. L'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation est prévue pour le 1er janvier 2027.

- Les coûts liés aux mesures d'efficacité sont imputables (coûts effectifs) durant l'année pendant laquelle ils ont été déclarés à l'OFEN. En d'autres termes, des mesures mises en œuvre en 2026 et déclarées à l'OFEN en 2027 sont imputables en 2027.
- Ces coûts ne justifient aucune part de bénéfice supplémentaire et ne sont donc pas à prendre en compte dans le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation.

Il n'est pas permis de mettre les coûts des mesures visant à accroître l'efficacité énergétique à la charge de certains consommateurs finaux (art. 4*d*, al. 2, OApEl) : il s'agit des « consommateurs finaux remplissant les conditions énoncées à l'art. 40 LEne et chez lesquels les coûts d'électricité représentent au moins 20 % de la valeur ajoutée brute », ainsi que des « centrales électriques et des installations de stockage sans consommation finale visées à l'art. 14*a*, al. 1, LApEl » (art. 51*a*, al. 2, OEne). Il faut donc prévoir un tarif énergétique n'incluant aucun coût au titre des mesures d'efficacité énergétique pour ces consommateurs finaux (il est également possible d'indiquer sur la fiche une réduction sur le tarif normal).

Pour déterminer les coûts planifiés à faire valoir dans les tarifs, il faut finalement déclarer les différences de couverture prises en compte.

5.2.1.5 Part minimale 1 et part minimale 2

À l'avenir, avec la nouvelle réglementation sur l'approvisionnement de base, certaines quantités minimales d'électricité issue d'énergies renouvelables indigènes devront être écoulées dans l'approvisionnement de base. En vertu de l'art. 4*a*, al. 3, OApEl, les gestionnaires de réseau de distribution fixent ces parts minimales dans la comptabilité analytique de l'année tarifaire suivante. Les champs relatifs aux parts minimales 1 et 2 doivent être remplis en conséquence. À chaque valeur déclarée correspond une valeur calculée automatiquement, elle-même résultant des indications relatives à la production propre élargie ou de l'attribution de l'énergie dans le portefeuille d'acquisition de l'approvisionnement de base.

La *part minimale 1* (50 %) représente la part de la « production propre élargie » affectée à l'approvisionnement de base et issue d'énergies renouvelables indigènes (selon le portefeuille de l'approvisionnement de base) par rapport à la « production propre élargie » totale issue d'énergies renouvelables indigènes.

La *part minimale 2* (20 %) représente la part d'électricité issue d'énergies renouvelables indigènes – « production propre élargie et/ou contrats à long terme (y compris GO) » – dans l'approvisionnement de base, par rapport à la totalité des ventes d'électricité dans l'approvisionnement de base.

Une fois que les coûts de la fourniture d'énergie au consommateur final sont déterminés, il reste à déclarer à la fin du bloc les coûts d'acquisition des *pertes de réseau propres*. Ces coûts sont pris en compte dans les tarifs du réseau et doivent, par conséquent, être déclarés à la position 200.4 du calcul des coûts (F3.3).

5.2.2 Changement dans la clientèle

Les champs de saisie de la rubrique « Changement dans la clientèle » doivent mentionner diverses indications concernant vos consommateurs finaux et leur accès au réseau. Veuillez indiquer le nombre de consommateurs finaux concernés et les quantités d'énergie consommées correspondantes.

5.2.3 Structures inhabituelles d'entreprise

L'ElCom observe les structures inhabituelles d'entreprise d'un œil critique : il n'est pas admissible que de telles structures permettent d'éluder les dispositions de la LApEl qui régissent les coûts de l'énergie

dans l'approvisionnement de base (p. ex. le transfert de coûts des secteurs en concurrence dans les coûts de l'énergie de l'approvisionnement de base).

5.3 Revenus énergie prévisionnels (comptabilité analytique, formulaire 5.3)

Le formulaire « Revenus énergie prévisionnels » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau.

Indiquez dans ce formulaire la structure de la feuille en entrant le nombre de tarifs énergétiques que vous proposez et en répondant aux questions concernant la distinction entre les tarifs d'été et les tarifs d'hiver (oui/non) ainsi que les prix de la puissance pour la rémunération de l'énergie (oui/non). Ainsi, la feuille présentera le nombre de champs correspondant pour que vous puissiez y saisir vos tarifs. Veuillez nous contacter si le nombre maximum de tarifs que l'on peut saisir (20) ne vous suffisait pas.

Si vous vendez des produits énergétiques avec un supplément sur l'électricité de base, vous devez indiquer la consommation annuelle et le prix du travail du produit de base. L'énergie renouvelable doit être déclarée comme supplément aux lignes prévues à cet effet. Mais si vous vendez ces produits énergétiques comme des produits autonomes, veuillez les saisir avec les quantités correspondantes dans des tarifs spécifiques. Si le nombre de tarifs disponibles ne suffit pas, il vous est possible de regrouper plusieurs produits peu significatifs dans une même colonne en indiquant la quantité totale et un prix moyen.

Veuillez également indiquer dans ce formulaire si des clients finaux bénéficient de tarifs de l'énergie réduits, ou s'ils reçoivent de l'énergie gratuitement, en raison notamment de contrats de concession passés avec des centrales électriques. Dans le cas ou des clients finaux bénéficient de tels avantages, veuillez décrire ces derniers précisément et quantifier autant que possible les montants correspondants.

5.4 Grande hydraulique (comptabilité analytique, formulaire 5.4)

Si vous ne facturez pas de coûts de l'énergie selon l'art. 31 LEne à vos clients en approvisionnement de base, il faut répondre « non » à la question correspondante. Dans ce cas, il n'est pas nécessaire de répondre aux questions suivantes.

Le formulaire « Grande hydraulique » ne doit être rempli que par les gestionnaires de réseau qui, par dérogation à la méthode du prix moyen (cf. anc. art. 6, al. 5, LApEl), imputent à l'approvisionnement de base, conformément à l'art. 31 LEne (prime de marché et approvisionnement de base), les coûts de l'énergie issue de grandes installations hydroélectriques dont les coûts de revient ne sont pas couverts. Il s'agit d'indiquer des valeurs effectives qui vont servir de base au report dans le formulaire « Différence de couverture de l'énergie ».

Si vous facturez des coûts de l'énergie à vos clients dans l'approvisionnement de base selon l'art. 31 LEne, veuillez définir la structure de la feuille dans ce formulaire en indiquant le nombre de grandes installations hydroélectriques dont les coûts de revient ne sont pas couverts et activez la macro « Appliquer la structure ». La feuille présentera alors le nombre de centrales électriques correspondantes et vous pourrez y saisir les informations détaillées concernant vos grandes installations hydroélectriques.

L'énergie qui ne peut pas être attribuée selon l'art. 31 LEne (ou selon l'anc. art. 6, al. 5bis, LApEl, cf. formulaire 5.5) doit continuer d'être attribuée à l'approvisionnement de base selon la méthode du prix moyen.

5.5 Attribution prioritaire des énergies renouvelables selon l'anc. art. 6, al. 5bis, LApEl (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.5)

Si vous ne facturez pas de coûts de l'énergie selon l'anc. art. 6, al. 5bis, LApEl à vos clients en approvisionnement de base, il faut répondre « non » à la question correspondante. Dans ce cas, il n'est pas nécessaire de répondre aux questions suivantes.

Ce formulaire ne doit être rempli que par les gestionnaires de réseau qui, par dérogation à la méthode du prix moyen (cf. anc. art. 6, al. 5, LApEl), imputent prioritairement à l'approvisionnement de base les coûts des énergies renouvelables provenant des installations de production indigènes, conformément à l'anc. art. 6, al. 5bis, LApEl (cf. Communication de l'ElCom du 9 avril 2019). Il s'agit d'indiquer des valeurs effectives qui vont servir de base au report dans le formulaire « Différence de couverture de l'énergie ».

Il convient d'indiquer les quantités de livraison et les coûts y afférents pour chaque technologie de production (cf. anc. art. 4*c* OApEl). En outre, concernant les grandes centrales hydroélectriques (grande hydraulique, puissance > 10 MW), ces informations doivent être déclarées à nouveau séparément et individuellement pour chaque centrale de production. À cette fin, veuillez utiliser le tableau situé dans la partie inférieure du formulaire 5.5. Des lignes supplémentaires peuvent être insérées au besoin en utilisant le bouton correspondant.

Si, lors de la fixation des tarifs, l'énergie a été attribuée conformément à l'ancien article 6, al. 5bis, LApEl, cette attribution doit être maintenue lors du calcul ultérieur de la différence de couverture de l'exercice sur lequel elle se base. Un passage à un calcul selon la méthode du prix moyen n'est pas autorisé. Si, lors de la fixation des tarifs, la méthode du prix moyen a été appliquée à l'intégralité du portefeuille énergétique, cette méthode sera également appliquée à l'intégralité du portefeuille énergétique lors du calcul de la différence de couverture du même exercice. Un changement de méthode (priorisation au sens de l'anc. art. 6, al. 5bis, LApEl) n'est pas autorisé.

6 Téléchargement de documents supplémentaires

Veuillez télécharger les comptes annuels séparés du réseau (cf. art. 11, al. 1, et art. 12, al. 1, LApEl) sur le portail e-Gov. Vous avez reçu un message à ce sujet dans e-Gov, à la rubrique « Aufgaben » (tâches). Si vous faites partie des gestionnaires de réseau qui, par dérogation à la méthode du prix moyen (cf. anc. art. 6, al. 5, LApEl), imputent à l'approvisionnement de base, conformément à l'art. 31 LEne (Prime de marché et approvisionnement de base), les coûts de l'énergie issue de grandes installations hydroélectriques dont les coûts de revient ne sont pas couverts, veuillez télécharger la décision de l'OFEN directement dans le formulaire correspondant 5.4.

7 Vérification finale des données saisies

Avant d'envoyer votre fichier de comptabilité analytique, assurez-vous que toutes les données sont complètes et cohérentes afin d'éviter d'éventuelles erreurs.

8 Envoi de la feuille « Coordonnées » signée à l’ElCom

Veuillez imprimer l’accusé de réception et la confirmation du PDF et les renvoyer signés à l’ElCom :

ElCom
Christoffelgasse 5
3003 Berne