



Recommandation de la branche

# Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution

Bases pour l'utilisation du réseau et la rétribution  
de l'utilisation des réseaux de distribution  
suisses

MURD – CH 2025

## Impressum et contact

### Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES  
Hintere Bahnhofstrasse 10  
CH-5000 Aarau  
Téléphone +41 62 825 25 25  
Fax +41 62 825 25 26  
info@electricite.ch  
www.electricite.ch

### Auteurs de la première édition de 2007

Stefan Witschi	BKW Energie AG – FMB	Chef du GT MURD
Martin Bettler	RE	
Bruno Bühlmann	EWS	
Castelli Giovanni	AEW	
Gautschi Markus	Glattwerk	
Werner Graber	NOK	
Imfeld Peter	CKW	
Köchli Hansjörg	EWK	
Looser Werner	EW Wald	
Rolf Meyer	IBAAarau	
Münch Ulrich	ESB	
Widmer Andreas	ATEL	

### Conseils et réalisation

Jörg Wild, Plaut Economics, Olten  
Heike Worm, Plaut Economics, Olten

### Direction du projet AES

Peter Betz, chef du projet MERKUR Access II  
Jean-Michel Notz, chef de l'équipe de base MERKUR Access II

### Groupe de travail pour la révision 2008/2009

Andreas Beer	Rätia Energie	
Daniel Bucher	EKZ	
Bruno Bühlmann	Ews-energie	
Werner Graber	NOK	
Marco Heer	CKW	
Daniel Koch	CFF	
Bernard Krummen	SIL	
Lukas Küng	ewz	Président de la NeNuKo
Philippe Mahler	Polynomics	Conseil et soutien logistique
Rolf Meyer	IBAAarau	
Conrad Munz	AEW	
Jean-Michel Notz	AES	Secrétaire de la NeNuKo
Andrea Testoni	AEMassagno	
Stefan Witschi	BKW Energie AG – FMB	
Heike Worm	Polynomics	Conseil et soutien logistique



**Groupe de travail pour la révision 2010**

Stefan Bühler	Swissgrid SA	Chef du GT Raccordement de secours
Werner Graber	Axpo SA	Chef du GT Consommation. propre des centrales
Bernard Krummen	SIL	
Jean-Michel Notz	AES	Secrétaire de la NeNuKo
Bruno Schwegler	WWZ	Chef GT Réseaux de faible envergure «Arealnetze»
Stefan Witschi	BKW Energie AG	Président de la NeNuKo

**Groupe de travail pour la révision 2014**

Andreas Beer	Repower AG	
Stefan Bühler	Swissgrid SA	
Tony Bürge	TB Glarus Nord	
Werner Graber	Axpo Power SA	Chef du GT MURD Révision 2014
Jean-Michel Notz	AES	Secrétaire de la NeWiKo, jusqu'au 31 décembre 2013
Erich Schumacher	CKW	
Jelena Stojanovic	SIL	jusqu'à octobre 2013
Olivier Stössel	AES	Secrétaire de la NeWiKo à compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2014
Nicole Varga	ewz	
Stefan Witschi	BKW Energie SA	Président de la NeWiKo

**Groupe de travail pour la révision 2018**

Mirjam Avdyli	ewz	
Tony Bürge	TB Glarus Nord	
Michael Gabathuler	Repower	
Katja Keller	BKW Energie AG	
Karl Resch	EKZ	Chef du GT MURD
Urs Rubitschon	WWZ	
Philipp Schütt	Axpo	
Olivier Stössel	AES	Secrétaire de la commission Économie des réseaux

**Groupe de travail pour la révision 2021**

Tony Bürge	TB Glarus Nord	
Michael Gabathuler	Repower	
André Hurni	CKW	
Mirjam Keinath	ewz	
Karl Resch	EKZ	Chef du GT MURD
Ralf Rienäcker	EKZ	
Urs Rubitschon	WWZ	
Frederik Schneider	BKW Energie AG	
Philipp Schütt	Axpo	
Olivier Stössel	AES	Secrétaire de la commission Économie des réseaux



**Groupe de travail pour la révision 2024 et 2025**

Markus Blättler	VAS	
Stefan Bühler	Swissgrid SA	
Noëmi Jacober	BKW Energie SA	
Claudio Maag	EKZ	Chef du GT MURD
Sandro Marquardt	TB Seon AG	
Eugen Pfiffner	IBB Energie	
Ralf Rienäcker	Axpo	
Denise Salvetti	ewz	
Philipp Schütt	Axpo	
Andreas Steiner	Repower	
Olivier Stössel	AES	Secrétaire de la commission Économie des réseaux

**Commission responsable**

La Commission Gestion du réseau de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.



## Chronologie

Juin 2006	Début des travaux du groupe de projet partiel
30 mai 2007	Approbation par le comité de l'AES
Mai à juin 2008	Révision AES
18 juin 2008	Approbation de la révision par le comité de l'AES
Août 2008 – février 2009	Révision
9 juillet 2009	Approbation par le Comité de l'AES
Été 2010	Adaptations en fonction des nouvelles connaissances
2 mars 2011	Approbation par le Comité de l'AES
Juin à décembre 2014	Adaptations en fonction des nouvelles connaissances
2 juillet 2014	Approbation par le Comité de l'AES
Mai – août 2018	Révision
5 décembre 2018	Approbation par le Comité de l'AES
Mai 2019	Adaptation à la Stratégie Réseaux électriques
23 octobre 2019	Approbation par le Comité de l'AES
Décembre 2020 à avril 2021	Révision
1 <sup>er</sup> septembre 2021	Approbation par le Comité de l'AES
Novembre 2023 à juin 2024	Révision
5 novembre 2024	Approbation par le Comité de l'AES
Décembre 2024 à avril 2025	Révision
27 juin 2025	Approbation par le Comité de l'AES

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et de représentants de la branche.

L'AES approuve ce document à la date du 27 juin 2025.

---

### Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, distribution ou autre usage de ce document sont interdits. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.

### Égalité linguistique entre femmes et hommes

Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent toutefois à tous les genres. Merci de votre compréhension.



## Table des matières

Préface .....	12
Introduction et champ d'application du document.....	13
1. Organisation de l'utilisation des réseaux .....	14
1.1 Modèle de soutirage.....	14
1.2 Mission des acteurs dans MURD – CH .....	15
1.3 Relations contractuelles .....	17
1.3.1 Contrat d'utilisation du réseau .....	18
2. Délimitation du système et niveaux de réseau du réseau de distribution.....	19
2.1 Transformation au niveau de réseau 2 .....	21
2.2 Transformation au niveau de réseau 4 .....	22
2.3 Transformation au niveau de réseau 6 .....	23
2.4 Réseaux de distribution aux niveaux de réseau 3 et 5 .....	26
2.5 Réseaux de distribution au niveau de réseau 7.....	27
2.6 Consommateurs finaux, réseaux de distribution, producteurs et accumulateurs des niveaux de réseau 3 et 5 .....	28
3. Gestion des acteurs .....	28
3.1 Principes.....	28
3.2 Création, modification et suppression des raccordements au réseau .....	28
3.3 Traitement des raccordements de secours, de réserve et pour révision.....	30
3.4 Autorisation de lignes parallèles .....	30
3.5 Gestionnaire de réseau dans le modèle des niveaux de réseau .....	30
3.5.1 Attribution des réseaux de distribution aux niveaux de réseau .....	31
3.5.2 Réseaux raccordés en série ou maillés («problème du pancaking»).....	31
3.5.3 Plusieurs GRD en amont .....	31
3.5.4 Coûts du raccordement au réseau de GRD .....	32
3.6 Installations de production d'énergie (IPE) dans le modèle des niveaux de réseau .....	32
3.6.1 Attribution des IPE aux niveaux de réseau.....	32
3.6.2 Exonération de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour les besoins propres des IPE .....	33
3.6.3 Coûts du raccordement au réseau pour les unités de production.....	34
3.6.4 Prise en charge appropriée des coûts par le producteur dans les réseaux de distribution.....	35
3.6.5 Prise en charge appropriée des coûts pour les raccordements existants.....	36
3.6.6 Indemnisation des coûts de renforcement du réseau en raison des énergies renouvelables .....	36
3.6.7 Centrales partenaires 50 Hz/16,7 Hz (art. 1, al. 3 OApEI) .....	37
3.7 Consommateurs finaux dans le modèle des niveaux de réseau .....	37
3.7.1 Attribution des consommateurs finaux aux niveaux de réseau .....	37
3.7.2 Exemple de traitement de contrats existants.....	38
3.7.3 Coûts du raccordement au réseau des consommateurs finaux .....	39
3.7.4 Installations de peu d'étendue destinées à la distribution fine (réseaux de faible envergure, RFE) .....	39
3.7.5 Lignes électriques lors d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) .....	39
3.7.6 Communautés électriques locales (CEL) .....	40





3.7.7	Bornes de recharge électriques – relation exploitant/utilisateur .....	40
3.8	Installation de stockage d'électricité dans le modèle des niveaux de réseau .....	40
3.8.1	Installations de stockage d'électricité intégrées aux sites de consommation (formes mixtes) .....	41
3.8.2	Installations de stockage sans consommation finale .....	41
3.8.3	Gestion des installations de stockage: maintien de la tension et gestion de la charge .....	41
3.9	Flexibilités.....	42
4.	Calcul des coûts imputables à l'utilisation du réseau .....	43
4.1	Coûts imputables .....	43
4.2	Principes fondamentaux de l'imputation des coûts.....	43
4.2.1	Imputation des coûts selon le modèle de la répercussion (répercussion des coûts) .....	46
4.2.2	Imputation des coûts selon d'autres critères (coûts directement imputables).....	47
4.3	Mise en œuvre de la répercussion de coûts .....	48
4.3.1	Calcul des coûts répercutés .....	48
4.3.2	Détermination des valeurs de puissance pour la répercussion des coûts .....	49
4.3.3	Détermination des valeurs d'énergie pour le report des coûts .....	51
5.	Procédures entre GRD.....	51
5.1	Aspects organisationnels de l'utilisation du réseau .....	51
5.2	Valeurs d'énergie et de puissance pour la facturation entre GRD.....	52
5.2.1	Valeurs énergétiques.....	52
5.2.2	Valeurs de puissance .....	52
5.2.2.1	Raccordement à un seul gestionnaire de réseau en amont.....	52
5.2.2.2	Lignes de réserve .....	53
5.2.2.3	Raccordement à plusieurs gestionnaires de réseau en amont .....	53
5.3	Facturation entre GRD .....	53
5.3.1	Procédure lorsque tous les réseaux en aval appartiennent exclusivement à des tiers.....	53
5.3.2	Procédure lorsque les réseaux en aval appartiennent en partie en propre et en partie à des tiers .....	54
5.4	Structures de tarifs appliqués aux réseaux en aval .....	56
5.5	Réglementations pour les réseaux pris à bail et les zones de desserte physiquement séparées .....	56
6.	Calcul des coûts imputables pour le système de mesure.....	57
6.1	Coûts de mesure imputables .....	57
6.2	Principes fondamentaux de l'imputation des coûts.....	58
7.	Tarification et facturation.....	58
7.1	Tarifs d'utilisation du réseau .....	58
7.1.1	Principes de la tarification du réseau.....	58
7.1.2	Prescriptions pour la détermination des tarifs d'utilisation du réseau pour les consommateurs finaux dans les réseaux de distribution.....	59
7.2	Tarifs de mesure .....	62
7.2.1	Principes des tarifs de mesure .....	62
7.2.2	Prescriptions pour la détermination des tarifs de mesure dans les réseaux de distribution.....	63
7.2.3	Relevé de la rémunération pour la mesure dans les réseaux de distribution .....	64
7.3	Validité du tarif et obligation de publier .....	64
7.4	Éléments de facturation aux consommateurs finaux .....	65
7.5	Valeurs d'énergie et de puissance pour la facturation aux consommateurs finaux.....	66



7.5.1	Valeurs d'énergie et de puissance facturables .....	66
7.5.2	Traitement des consommateurs finaux avec plusieurs points d'interconnexion .....	66
7.6	Approvisionnement de remplacement par le GRD .....	66
7.7	Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour l'énergie réinjectée à partir d'une installation de stockage avec consommation finale .....	66
7.7.1	Tarifs de remboursement.....	67
7.7.2	Installations de stockage fixes sans installation de production .....	68
7.7.3	Installations de stockage fixes et installation de production.....	68
7.7.4	Installations de stockage mobile sans installation de production .....	69
7.7.5	Installations de stockage mobile et installation de production.....	69
7.7.6	Installations destinées à la conversion de l'électricité en hydrogène, en gaz de synthèse ou en combustibles .....	70
7.7.7	Installations pilotes et de démonstration .....	70
Annexe 1:	Nomenclature du raccordement au réseau .....	71
Annexe 2:	Attribution des niveaux de réseau dans le réseau de distribution .....	72
2.1	Attribution des utilisateurs de réseau et des GRD aux niveaux de réseau .....	72
2.2	Cas général de l'attribution aux niveaux de réseau .....	72
2.3	Approches de solution en cas d'exception à la règle dans le réseau de distribution (raccordements existants).....	73
2.4	Utilisation du réseau au niveau de réseau N-1 .....	75
2.5	Utilisation du réseau au niveau de réseau N+1 .....	75
Annexe 3:	Construction d'un réseau parallèle/changement de raccordements au réseau .....	77
3.1	Coûts en cas de changement de raccordement .....	77
3.2	Critères d'évaluation de l'efficacité globale .....	78
3.3	Modification de raccordements pour des regroupements dans le cadre de la consommation propre .....	78
Annexe 4:	Regroupement de plusieurs points de mesure .....	79
Annexe 5:	Exemples pour le droit d'accès au marché.....	80
5.1	Situation A .....	80
5.2	Situation B .....	80
5.3	Situation C.....	81
5.4	Situation D.....	81
Annexe 6:	Mise en œuvre et prise en charge des coûts de raccordements de secours, de réserve et pour révision.....	82
6.1	Principes.....	82
6.2	Cas de base pour GRD et consommateur final/producteur pris en considération, avec solutions .....	83
6.2.1	Cas de base 1: Seuls les GRD sont concernés .....	83
6.2.2	Cas de base 2: Seuls les GRD sont concernés .....	84
6.2.3	Cas de base 3: Un consommateur final ou un producteur est concerné .....	85
6.2.4	Cas de base 4: Un consommateur final ou un producteur est concerné .....	86
6.2.5	Cas de base 5: Un consommateur final ou un producteur est concerné .....	87
Annexe 7:	Réseaux raccordés en série ou maillés.....	88
7.1	GRD raccordés en série.....	88
7.1.1	Services .....	88
7.1.2	Configurations principales .....	89





7.1.2.1 Situation A.....	89
7.1.2.2 Situation B.....	90
7.1.2.3 Situation C .....	90
7.1.2.4 Situation D .....	91
7.1.2.5 Situation E.....	92
7.1.3 Approches de solutions .....	93
7.1.3.1 Recommandations pour le processus de recherche de solution.....	93
7.1.3.2 Situation A.....	93
7.1.3.3 Situation B.....	93
7.1.3.4 Situation C .....	93
7.1.3.5 Situation D .....	93
7.1.3.6 Situation E.....	93
7.1.4 Tarifs différents appliqués aux consommateurs finaux du fait de différences structurelles entre les réseaux.....	94
7.2 Plusieurs réseaux maillés de GRD différents .....	94
7.2.1 Configurations principales et approches de solution .....	95
7.2.1.1 Situation F.....	95
7.2.1.2 Situation G .....	95
7.2.2 Restructurations.....	96
Annexe 8: Définition de la puissance pour la répercussion des coûts .....	97
8.1 Caractéristiques de différenciation: Topologie du réseau – points d’interconnexion.....	98
8.2 Caractéristiques de différenciation: Étendue de la production décentralisée .....	98
Annexe 9: Utilisation de la flexibilité et de systèmes de contrôle intelligents .....	99
9.1 Généralités .....	99
9.2 Types d’utilisation de la flexibilité .....	100
9.2.1 Utilisation en faveur du réseau .....	100
9.2.2 Utilisation en faveur du marché .....	100
9.2.3 Utilisation en faveur du système.....	100
9.3 Utilisation par le GRD.....	101
9.3.1 Généralités.....	101
9.3.2 Contrat .....	101
9.3.3 Utilisation garantie .....	101
9.3.4 Flexibilités existantes .....	102
9.4 Systèmes de commande et de réglage .....	103
9.4.1 Systèmes de commande et de contrôle non couverts par les définitions de la présente annexe .....	103
9.4.2 Gestion des données .....	104
Annexe 10: Publication standard de tarifs non dynamiques.....	105
Annexe 11: Composantes de la tarification dans le réseau de distribution .....	112

## Liste des figures

Figure 1 Principales relations contractuelles selon le MMEE – CH .....	18
Figure 2 Modèle des niveaux de réseau .....	20
Figure 3 Transformation au niveau de réseau 2 .....	21



Figure 4 Transformation au niveau de réseau 4	22
Figure 5 Attribution de tous les éléments de la station de transformation au niveau de réseau 6 (variante 1)	23
Figure 6 Éléments en dehors de la station de transformation au niveau de réseau 6 (variante 1, exception)	24
Figure 7 Attribution de la transformation aux niveaux de réseau 5 et 6 (variante 2)	25
Figure 8 Niveaux de réseau 3 et 5	26
Figure 9 Raccordement du réseau de distribution au niveau de réseau 7	27
Figure 10 Délimitation entre réseaux de distribution, producteurs, consommateurs finaux et dispositifs de stockage d'électricité simples aux niveaux de réseau 3 et 5	28
Figure 11 Injection dans les sous-stations et les stations de transformation	33
Figure 12 Coûts de raccordement des IPE	35
Figure 13 Attribution des consommateurs finaux aux niveaux de réseau	38
Figure 14 Répercussion des coûts à l'exemple du niveau de réseau n	47
Figure 15 Imputation des coûts directement imputables aux unités d'imputation	48
Figure 16 Méthode de la puissance maximale – courbe de charge fictive de deux groupes	50
Figure 17 Facturation entre GRD lorsque tous les réseaux en aval appartiennent à des tiers	54
Figure 18 Facturation entre GRD lorsque les réseaux en aval appartiennent en partie en propre et en partie à des tiers (variante 1: formule de répercussion)	55
Figure 19 Facturation entre GRD lorsque les réseaux en aval appartiennent en partie en propre et en partie à des tiers	56
Figure 20 Aperçu des tarifs d'utilisation du réseau	60
Figure 21 Illustration du stockage fixe et de l'installation de production	69
Figure 22 Nomenclature conforme aux conditions techniques de raccordement AES (Prescriptions des distributeurs d'électricité)	71
Figure 23 Cas général de l'attribution aux niveaux de réseau 3 à 7	72
Figure 24 Cas général de l'attribution aux niveaux de réseau 1 à 3	73
Figure 25 Cas exceptionnel d'attribution aux niveaux de réseau 3 à 7	74
Figure 26 Cas exceptionnel d'attribution aux niveaux de réseau 1 à 3	74
Figure 27 Raccordement au niveau de réseau N – utilisation du réseau au niveau N-1	75
Figure 28 Raccordement au niveau de réseau N – utilisation du réseau au niveau N+1	76
Figure 29 Mesure simultanée sur le même câble souche	79
Figure 30 Situation A: Un bâtiment, plusieurs consommateurs finaux, chacun a son propre compteur	80
Figure 31 Situation B: Un consommateur final, plusieurs compteurs	80
Figure 32 Situation C: Un consommateur final, deux bâtiments avec liaison en exploitation normale	81
Figure 33 Situation D: Un consommateur final, deux bâtiments séparés par le domaine public	81
Figure 34 Prise en charge des coûts – Cas de base 1: seuls les GRD sont concernés	83
Figure 35 Prise en charge des coûts – Cas de base 2: seuls les GRD sont concernés	84
Figure 36 Prise en charge des coûts – Cas de base 3: Un consommateur final ou un producteur est concerné	85
Figure 37 Prise en charge des coûts – Cas de base 4: Un consommateur final ou un producteur est concerné	86
Figure 38 Prise en charge des coûts – Cas de base 5: Un consommateur final ou un producteur est concerné	87
Figure 39 Situation A: Un seul GRD au niveau de réseau N	89
Figure 40 Situation B: Plusieurs GRD au niveau de réseau N	90
Figure 41 Situation C: Plusieurs GRD au niveau de réseau N	91
Figure 42 Situation D: plusieurs GRD au niveau de réseau N	91

Figure 43 Situation E: plusieurs GRD au niveau de réseau N	92
Figure 44 Situation F: Plusieurs GRD par niveau de réseau (maillage)	95
Figure 45 Situation G: Plusieurs GRD par niveau de réseau (ligne de réserve)	96
Figure 46 Variantes possibles pour le calcul de la puissance nette	97

## Tabellenverzeichnis

Tableau 1 Méthode d'imputation des coûts par catégorie de coûts	45
Tableau 2 Méthode d'imputation des coûts par catégorie de coûts	58
Tableau 3 Aperçu des tarifs de mesure	63
Tableau 4 Standards pour les composantes tarifaires publiées	105
Tableau 5 Termes utilisés dans la publication des tarifs	106
Tableau 6 Aperçu des composantes dans la tarification du réseau de distribution	112



# Préface

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

Document principal: «Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE – CH)»

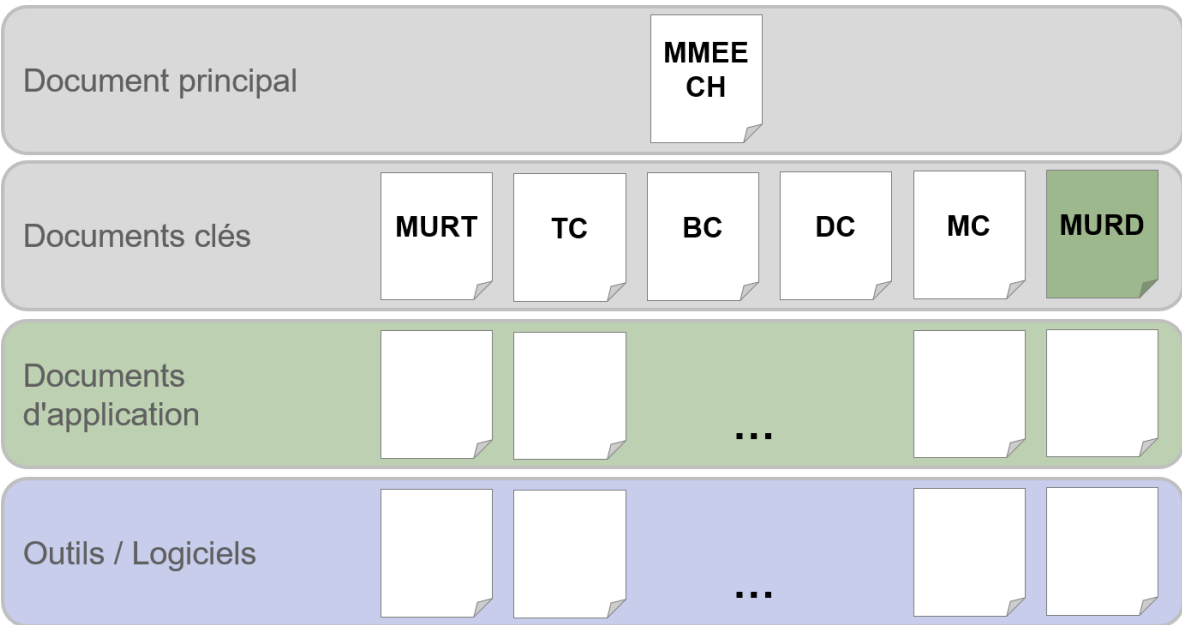
Documents clés

Documents d'application

Outils/logiciels

Le présent document Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution (MURD – CH) est un document clé.

## Structure des documents



# Introduction et champ d'application du document

## Principes du modèle

Le présent MURD – CH décrit les règles d'une organisation transparente et non discriminatoire de l'utilisation des réseaux de distribution suisses. Il règle les aspects commerciaux d'utilisation du réseau pour les niveaux de réseau 2 à 7 du marché suisse de l'électricité; il pose les bases harmonisées pour le calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau et pour la coordination entre les gestionnaires de réseau de distribution.

Le MURD – CH traite les sujets suivants:

- Organisation de l'utilisation des réseaux
- Délimitation du système du réseau de distribution
- Détermination des coûts imputables pour l'utilisation du réseau ainsi que le système de mesure
- Procédures à suivre entre les GRD pour le report des coûts et l'affectation des coûts de réseau
- Facturation aux consommateurs finaux avec ou sans production d'électricité et/ou installation de stockage d'électricité

Des explications approfondies sont fournies en annexe.

Les aspects financiers et commerciaux du raccordement au réseau sont décrits en détail dans le document de la branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution)» (NA/RR – CH).

Les principes et les exigences techniques pour l'exploitation et l'utilisation du réseau de distribution suisse sont définis dans le document de la branche de l'AES «Distribution Code» (DC – CH).

Avec l'**entrée en vigueur de la LAPeI révisée au 1<sup>er</sup> janvier 2025** et des dispositions d'exécution afférentes, les règles suivantes de la présente édition doivent être mises en œuvre jusqu'à cette date.

Dispositions relatives à	cf. chapitre	Valable à partir de
Coûts imputables de l'utilisation du réseau et principes régissant les tarifs d'utilisation du réseau	4.1 / 4.2 / 7.1 / 7.1.1 / 7.1.2 / 7.3 / 7.4 / Annexe 11	Année tarifaire 2026
Coûts du système de mesure, tarifs de mesure et facturation des rémunérations pour la mesure	1.1 / 6.1 / 6.2 / 7.2.1 / 7.2.2 / 7.2.3 / 7.3 / 7.4 / 7.6.1 / Annexe 11	Année tarifaire 2026
Communautés électriques locales (CEL)	1.2 / 3.7.7	Année tarifaire 2026
Droit de remboursement pour la rémunération pour l'utilisation du réseau pour les installations de stockage avec consommation finale et pour les installations transformant l'électricité	7.6 / 7.6.1 / 7.6.2 / 7.6.3 / 7.6.4 / 7.6.5 / 7.6.6 / 7.6.7 / Annexe 11	Année tarifaire 2026
Échange de données via la plateforme centrale de données	6.1 / 6.2 / 7.2.2 / 7.2.3 / 7.4	Année tarifaire 2027
Indemnisation des coûts de renforcement du réseau et des coûts de renforcement des lignes de raccordement	3.6.5 / 3.6.6	pour les DRT/CRR approuvés à partir du 1 <sup>er</sup> janvier 2025



## 1. Organisation de l'utilisation des réseaux

- (1) Le modèle d'utilisation du réseau a deux objectifs principaux: L'utilisation non discriminatoire des réseaux et la garantie des moyens nécessaires à assurer la qualité d'approvisionnement par le réseau pour l'exploitation, l'entretien, le remplacement et l'extension. Afin que les rétributions d'utilisation du réseau soient basses pour tous les utilisateurs et pour protéger les intérêts politico-économiques, il convient d'utiliser le réseau existant tant pour les injections que pour les soutirages. La construction de lignes et installations parallèles doit être évitée autant que possible.
- (2) Les bases organisationnelles à respecter par les GRD dans le contexte de l'utilisation du réseau sont indiquées ci-après.

### 1.1 Modèle de soutirage

- (1) Le modèle d'utilisation du réseau selon le document de la branche de l'AES MMEE – CH est basé sur le principe du modèle du point de couplage indépendant de la distance. L'évaluation de l'utilisation du réseau est fondamentalement déterminée par le soutirage et l'injection d'électricité par le consommateur final ou le producteur à leurs points de fourniture. L'utilisation du réseau est donc indépendante des différentes relations de livraison (indépendance des voies de transaction et contractuelles).
- (2) Le modèle de point de raccordement est en règle générale réalisé comme modèle de point de soutirage, c'est-à-dire que la rétribution de l'utilisation du réseau est prélevée auprès du consommateur final. N'est pas considéré comme un consommateur final un convertisseur de fréquence au sein d'une centrale 50 Hz pour la partie de l'électricité que la centrale 50 Hz produit et injecte simultanément dans le réseau 16,7 Hz au sein d'une unité géographique et économique.
- (3) Selon la LApEI, les installations de stockage sont également considérées comme des consommateurs finaux. Conformément à la LApEI, les installations de stockage sans consommation finale sont exemptées de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Les installations de stockage avec consommation finale ne sont pas exemptées de la rémunération pour l'utilisation du réseau, mais peuvent demander un remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour l'électricité prélevée du réseau, stockée et réinjectée dans le réseau de distribution. La technologie de l'installation de stockage n'entre pas en ligne de compte. Les détails sont réglés au chapitre 7.7.
- (4) Les installations de conversion de l'électricité en hydrogène, en gaz ou en combustibles synthétiques et les installations de conversion de l'électricité en hydrogène, gaz ou combustibles synthétiques exploitées en tant qu'installations pilotes ou de démonstration sont soumises à la facturation des redevances d'utilisation du réseau. Vous pouvez demander un remboursement pour la quantité d'électricité donnant droit à un remboursement et attestée par GO. Les détails sont réglés aux chapitres 7.7.6 et 7.7.7.

Aucune rétribution pour l'utilisation du réseau n'est calculée

- pour l'énergie active injectée par les producteurs,
- pour l'énergie consommée sur le lieu de la production (consommation propre),
- pour les besoins propres des installations de production d'énergie (IPE) et des installations de stockage sans consommation finale (pertes),
- pour l'entraînement des pompes de centrales de pompage-turbinage,
- pour l'énergie soutirée et injectée par les installations de stockage sans consommation finale.





- Aucuns frais d'utilisation du réseau ne sont facturés quand l'électricité est soutirée pour les besoins propres d'une centrale électrique, pour l'entraînement de pompes dans des centrales de pompage-turbinage et que la quantité d'électricité produite est ensuite réinjectée dans le réseau 50 Hz ou, pour des raisons d'efficacité, à partir du réseau 50 Hz au lieu d'une centrale de pompage-turbinage elle-même. À condition que cela permette d'éviter un pompage et un turbinage simultanés au sein de la centrale de pompage-turbinage (art. 14a LApEI).
- (5) Le GRD peut facturer des coûts à tous les utilisateurs du réseau pour le soutirage et la fourniture d'énergie réactive.
- (6) Les coûts du système de mesure sont facturés aux utilisateurs du réseau au moyen de tarifs de mesure basés sur le principe de causalité.

## 1.2 Mission des acteurs dans MURD – CH

- (1) Le MMEE – CH différencie les acteurs de marché dont les suivants sont importants dans le contexte de l'utilisation du réseau.
- (2) Les **gestionnaires de réseau de distribution (GRD)** sont des personnes morales qui exploitent des réseaux d'électricité. Ils sont les instances responsables de la garantie de l'exploitation sûre, performante et efficace du réseau de distribution. Ils assument l'obligation publique de raccordement (art. 5, al. 1 et 3 LApEI) dans la zone de desserte qui leur est confiée. Les exploitants d'installations électriques qui ne disposent pas de zone de desserte assignée et qui ne sont pas soumis à l'obligation générale de raccordement ne sont pas considérés comme GRD.

Les GRD sont responsables de la mise à disposition non discriminatoire du réseau de distribution, de la distribution de l'énergie électrique ainsi que de la mise à disposition des prestations de services-système (SDL) exigées d'un réseau de distribution. Les explications relatives aux SDL figurent dans le DC – CH. Les GRD sont responsables du système de mesure. En cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre, le GRD n'est responsable que de la mesure au point de fourniture et des installations de production dont la puissance est supérieure à 30 kVA.

Les informations commerciales sensibles reçues par le gestionnaire lors de l'exploitation des réseaux électriques doivent être traitées confidentiellement par les entreprises d'approvisionnement en électricité sous réserve des obligations légales de déclaration et ne doivent pas être utilisées pour d'autres activités.

Les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent séparer, au moins sur le plan comptable et informatif, les secteurs du réseau de distribution des autres secteurs d'activité. Le GRD établit des comptes annuels et une comptabilité analytique séparés de chacune des autres activités éventuelles de l'entreprise.

Si, exceptionnellement, des consommateurs finaux soumis à la rémunération pour l'utilisation du réseau sont raccordés à un réseau de centrales ou au réseau en aval qui s'y trouve, l'exploitant du réseau de la centrale est tenu de garantir le règlement des rémunérations pour l'utilisation du réseau, y c. des éventuelles SDL, de l'éventuel supplément réseau conformément à l'art. 35 LEnE, de la



réserve d'électricité et des coûts solidarisés via le réseau de transport<sup>1</sup> et d'annoncer les données correspondantes pertinentes pour le décompte au GRD en amont, au GRT et à l'organe d'exécution.

- (3) **Gestionnaire du réseau de transport (GRT):** les tâches du GRT en relation avec l'utilisation du réseau sont définies dans le document de la branche de l'AES Modèle d'utilisation du réseau suisse de transport (MURT – CH).
- (4) **Producteur:** un producteur est un utilisateur du réseau et exploite une ou plusieurs IPE et produit de l'énergie.
- (5) **Fournisseur:** un fournisseur se procure de l'énergie et, le cas échéant, des garanties d'origine (GO) auprès d'un ou de plusieurs négociants et/ou producteurs pour couvrir les besoins de ses consommateurs finaux.
- (6) **Consommateur final:** un consommateur final est une personne physique ou morale soutirant de l'énergie électrique au travers d'une place de mesure (pour les exceptions, voir annexe 4) pour ses besoins propres ou pour le stockage et qui paie pour cela une rémunération pour l'utilisation du réseau. Selon la LApEI, le réseau électrique ferroviaire 16,7 Hz est considéré comme un consommateur final par rapport au réseau public. Simultanément, il est soumis à diverses clauses de la LApEI ayant trait à la sécurité d'approvisionnement en électricité.
- (7) **Exploitant de stockage:** un exploitant de stockage est un utilisateur du réseau qui soutire de l'énergie à un endroit, la stocke et l'injecte ultérieurement dans le réseau. Si l'énergie est convertie sous une autre forme d'énergie et consommée (par conséquent non injectée), du point de vue du réseau électrique, il ne s'agit alors pas d'une installation de stockage simple, mais d'une installation de stockage avec consommation finale. Selon la LApEI, une installation de stockage est, en général, un consommateur final, mais des règles spéciales s'appliquent en ce qui concerne les rémunérations pour l'utilisation du réseau.
- (8) **Regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP):** un ou plusieurs propriétaires fonciers peuvent créer un regroupement pour eux-mêmes et éventuellement pour leurs locataires/fermiers, afin d'utiliser l'énergie produite sur le lieu de production. Ils consomment ou vendent eux-mêmes l'énergie produite en totalité ou en partie sur le lieu de production. Le GRD ne mesure que l'injection et le soutirage du RCP. C'est au RCP d'organiser la mesure des flux d'énergie entre les participants. Les réglementations spécifiques sont décrites dans le document de la branche de l'AES «Manuel sur la réglementation de la consommation propre» (MRCP – CH).
- (9) **Regroupement virtuel dans le cadre de la consommation propre (RCP virtuel):** les RCP virtuels doivent en principe être traités comme des RCP. Les mesures pertinentes pour la facturation du GRD sont effectuées par le GRD. Si un regroupement se trouve à un niveau de tension inférieur à 1 kV sur le NR 7, la ligne de raccordement ainsi que l'infrastructure au point de raccordement au réseau peuvent être utilisées pour la consommation propre. Des règles spéciales s'appliquent à cet effet, conformément au document de la branche de l'AES «Manuel sur la réglementation de la consommation propre» (MRCP – CH).
- (10) **Communauté électrique locale (CEL):** les consommateurs finaux, les producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et les exploitants de stockage peuvent se regrouper en une

<sup>1</sup> Comprend les coûts de renforcement du réseau selon l'art. 15b LApEI et les coûts des mesures de soutien selon l'art. 14bis LApEI.



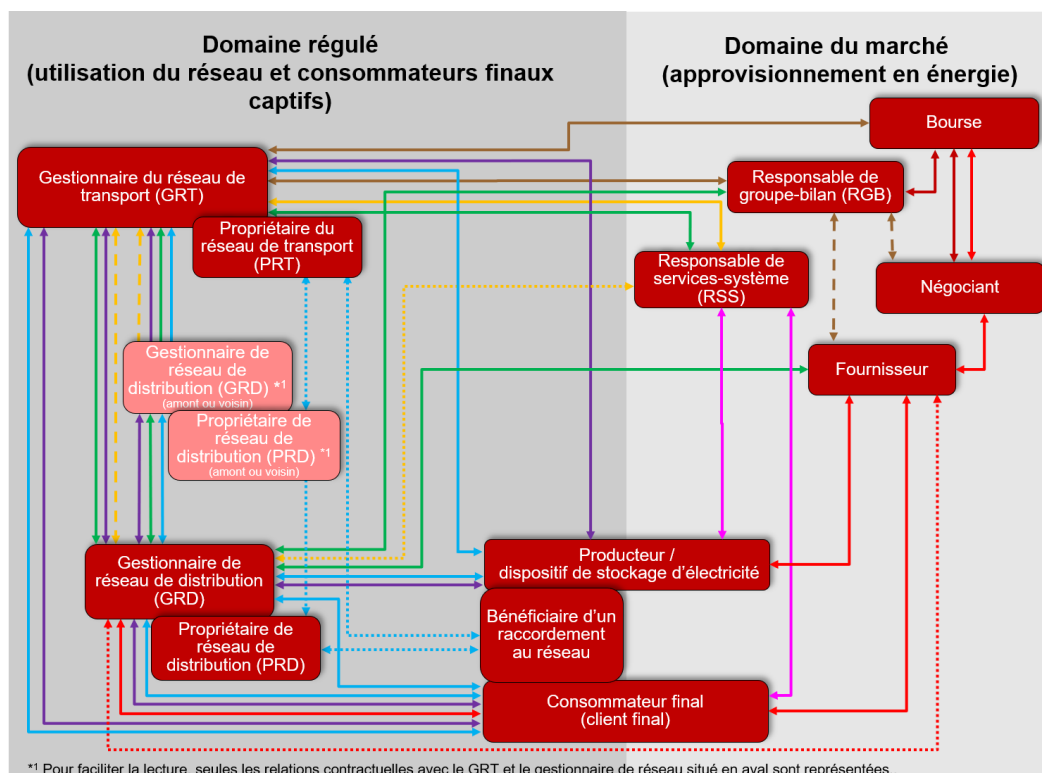
communauté électrique locale et écouler l'électricité propre produite au sein de cette communauté par le biais du réseau de distribution. Pour les CEL, le GRD est responsable de la mesure de tous les participants. Des règles spéciales sont appliquées pour les CEL, conformément au document de la branche de l'AES «Communautés électriques locales» (CEL – CH).

- (11) **Autoconsommateur:** consommateur final qui consomme lui-même l'électricité produite, la cède à des tiers pour leur propre consommation ou l'injectent dans le réseau. Les communautés d'autoconsommateurs, les regroupements (virtuels) dans le cadre de la consommation propre font partie de cette catégorie. Les GRD peuvent également proposer des possibilités de consommation propre dans le cadre de l'art. 16 de la LEnE, dans lesquelles la mesure et la facturation des consommateurs finaux sont effectuées par le GRD (modèle de consommation propre issu de la pratique avec la possibilité d'extension par analogie à un RCPv).

### 1.3 Relations contractuelles

- (1) Dans le cadre du modèle d'utilisation du réseau pour réseau de distribution, les GRD et les autres acteurs du marché doivent fixer les règlements par contrats. Les relations contractuelles essentielles entre les acteurs du marché selon le MMEE – CH sont représentées schématiquement dans la figure 1; d'autres relations contractuelles sont possibles.
- (2) Le contrat d'utilisation du réseau ou une réglementation comparable (p. ex. des conditions générales) sont particulièrement importants pour les GRD dans le contexte de l'utilisation du réseau. AES met à disposition des propositions de modèle pour ces différents types de contrat. Si les conditions posées par le document de la branche de l'AES DC – CH sont remplies, le GRD conclut un contrat d'utilisation du réseau avec les consommateurs finaux raccordés, l'exploitant de stockage avec consommation finale et le GRD en aval. Le contrat d'utilisation du réseau régit les droits et obligations réciproques qui découlent de l'utilisation de l'infrastructure du réseau pour la fourniture d'électricité (injection ou soutirage) ainsi que de l'utilisation du réseau pour des SDL mis à disposition par le GRD et le GRT.





#### Légende

- Contrat de fourniture d'énergie (contrat ouvert)
- ...→ Contrat (ou convention) d'approvisionnement de base pour la fourniture d'énergie
- ...→ Contrat de groupe-bilan
- ...→ Contrat d'appartenance à un groupe-bilan
- ...→ Contrat d'utilisation du réseau
- ...→ Contrat de raccordement au réseau
- ...→ Conventions d'exploitation
- ...→ Fourniture de services-système au GRT
- ...→ Facturation des services-système du GRT aux GRD
- ...→ Fourniture de services-système au GRD (part de coûts d'exploitation du GRD)
- ...→ Livraison / Contrats de livraison de données énergétiques
- ...→ Contrat en Bourse
- ...→ Contrat de fourniture de services-système par le producteur et le consommateur final

Figure 1 Principales relations contractuelles selon le MMEE – CH

### 1.3.1 Contrat d'utilisation du réseau

- (1) Le contrat d'utilisation du réseau est établi entre les consommateurs finaux raccordés, ou les exploitants de stockage avec consommation finale et le GRD dans lequel est situé le point de mesure. Seul le GRD au réseau duquel l'utilisateur du réseau est raccordé traite avec l'utilisateur du réseau et gère l'utilisation du réseau au nom de tous les GRD en amont. L'utilisation de conditions commerciales générales, de règlements, de barèmes de tarifs, etc., à titre de contrat d'utilisation du réseau, est admise.



- (2) Les contrats d'utilisation du réseau peuvent comprendre des dispositions sur des sujets tels que:
- droit à l'utilisation du réseau dès le point de fourniture, y compris tous les niveaux de réseau en amont en Suisse,
  - obligation de s'acquitter de la rémunération pour l'utilisation du réseau et pour la mesure conformément à la LApEI et à l'OApEI, des éventuelles SDL, du supplément réseau selon l'art. 35 LEne, de la réserve d'électricité et des coûts solidarisés<sup>2</sup> via le réseau de transport, ainsi que d'éventuels impôts, taxes et prestations fournies à des collectivités publiques;
  - conventions ou prescriptions pour le bon fonctionnement de l'installation ou des installations de l'utilisateur du réseau et leurs répercussions admissibles sur le réseau;
  - dispositions relatives au droit d'accès;
  - installation, exploitation et relevé des dispositifs de commande, de mesure, de protection et de communication,
  - désignation du point de mesure,
  - échange des données de mesure,
  - échange d'informations et obligations d'information,
  - conditions d'interruption de l'utilisation du réseau;
  - dans le cas de consommateurs finaux, le contrat d'utilisation du réseau doit régler la question d'un éventuel approvisionnement de remplacement (par exemple dans le cas d'une défaillance de leur fournisseur).
- (3) Dans des cas justifiés, le GRD peut exiger que la personne redevable de la rémunération pour l'utilisation du réseau et pour la mesure (consommateur final) verse une garantie financière adéquate pour l'utilisation du réseau et la mesure.
- (4) Sous certaines conditions, le GRD est autorisé à interrompre l'utilisation du réseau de distribution par l'utilisateur du réseau, par exemple en cas de violation grave du contrat d'utilisation du réseau. L'interruption de l'approvisionnement en énergie en tant que mesure de recouvrement de factures non payées est contestée. Pour l'encaissement de factures en suspens, les procédures habituelles (p. ex. poursuite) sont recommandées. Toutefois, un paiement d'avance peut être demandé pour les futures fournitures d'énergie. Cela n'abroge pas le droit du GRD de déconnecter un raccordement conformément au DC – CH.

## **2. Délimitation du système et niveaux de réseau du réseau de distribution**

- (1) Pour calculer les coûts du réseau de distribution et pour clarifier les rapports avec les autres acteurs du marché raccordés au réseau de distribution, il est indispensable de définir les délimitations du système de réseau de distribution. Les explications qui suivent sont en premier lieu destinées à donner des critères uniformes au traitement des informations commerciales comme base du calcul des rétributions d'utilisation du réseau. Ils ne concernent pas l'acquisition et le traitement de données d'autres domaines, par exemple pour la planification et l'exploitation des réseaux.
- (2) L'affectation transparente des coûts de réseaux se réalise par répartition des réseaux de transport et de distribution conformément au MME – CH, en quatre niveaux de tension et trois niveaux de transformation, donc en sept niveaux au total. Le réseau de distribution englobe les niveaux de

---

<sup>2</sup> Comprend les coûts de renforcement du réseau selon l'art. 15b LApEI et les coûts des mesures de soutien selon l'art. 14bis LApEI.



réseau 2 à 7. Les règles équivalentes concernant le réseau de transport figurent dans le MURT – CH du GRT.

- (3) Cette répartition peut être affinée en vue d'une affectation équitable des coûts selon le principe de causalité.
- (4) Dans des cas particuliers, il est possible de transférer des coûts au-delà des limites des niveaux de réseau. Pour l'imputation des coûts, c'est le principe de causalité qui s'applique, c'est-à-dire que chaque unité d'imputation est facturée pour les composants réseau qu'elle contribue à solliciter.
- (5) L'élément de séparation entre les niveaux de réseau est toujours constitué par un champ de couplage. Les coûts liés aux barres collectrices, technologies secondaires, installations annexes et bâtiments doivent généralement être répartis proportionnellement entre les champs de couplage.

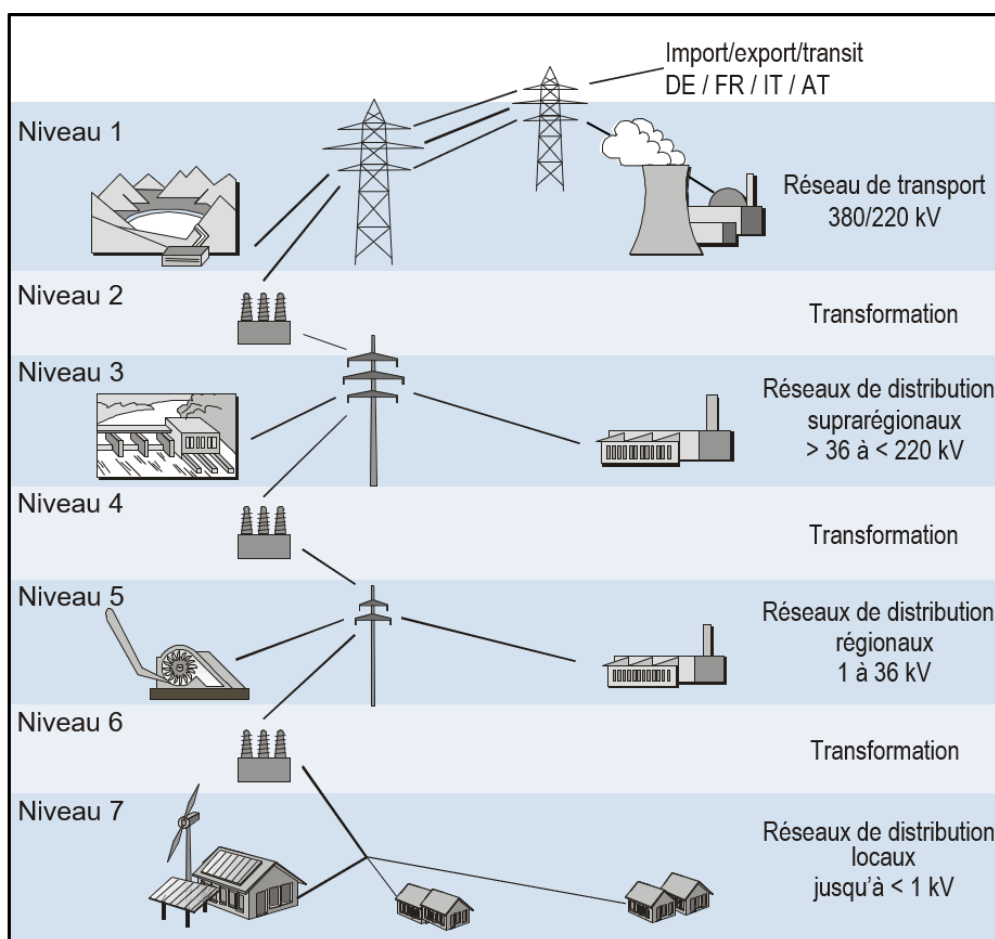


Figure 2 Modèle des niveaux de réseau

- (6) L'attribution des différents éléments de réseau aux niveaux de réseau est réglée dans les sous-chapitres suivants.



## 2.1 Transformation au niveau de réseau 2

- (1) La transformation au niveau de réseau 2 comprend les transformateurs entre très haute tension et haute tension, y compris les départs côté basse tension et les parties correspondantes des jeux de barres côté basse tension.

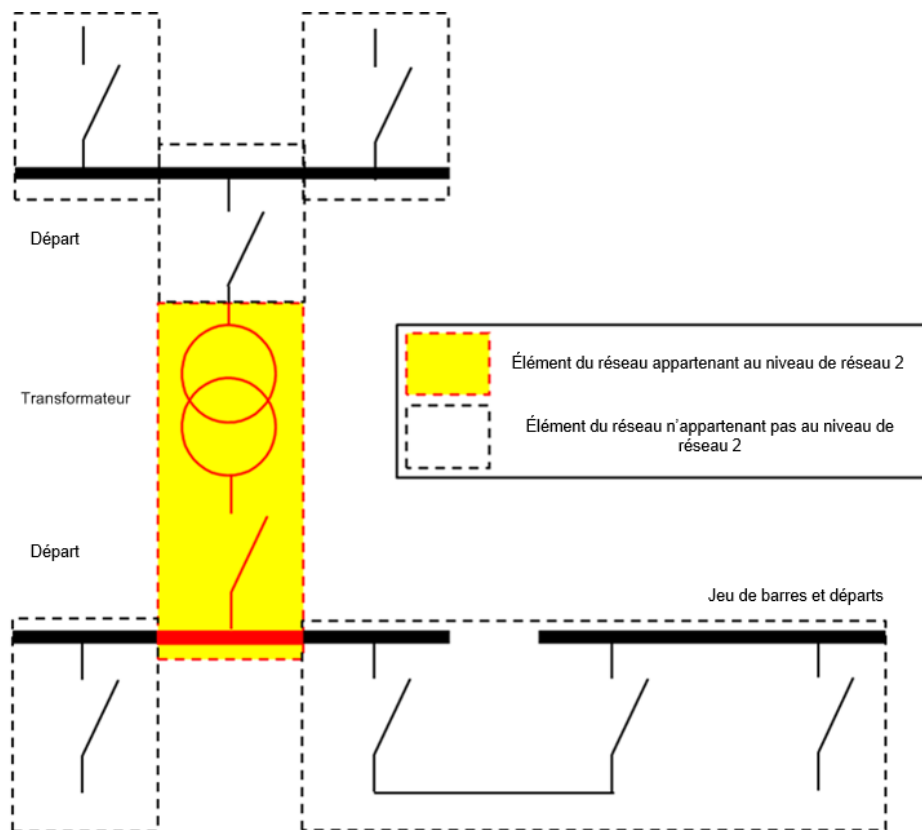


Figure 3 Transformation au niveau de réseau 2

## 2.2 Transformation au niveau de réseau 4

- (1) La transformation au niveau de réseau 4 comprend également les transformateurs entre haute tension et moyenne tension, y compris les départs côtés haute et basse tension ainsi que les parties correspondantes des jeux de barres côtés haute et basse tension.

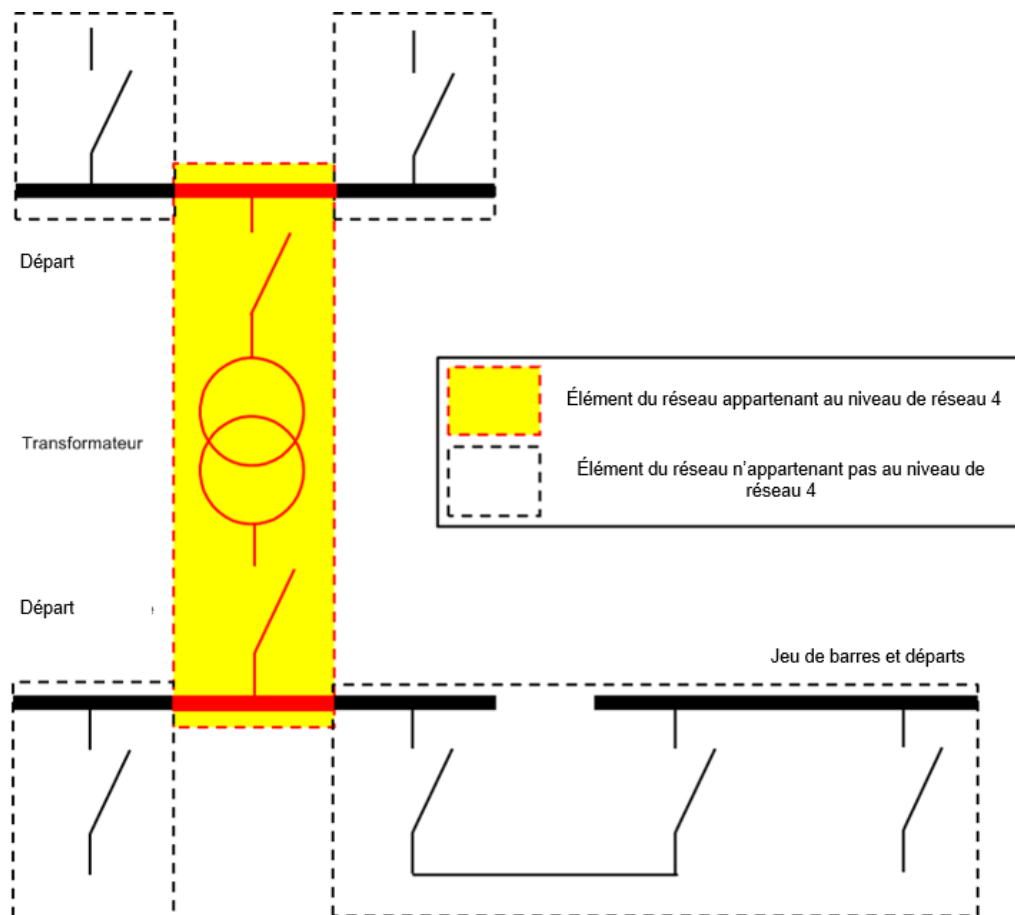


Figure 4 Transformation au niveau de réseau 4

### 2.3 Transformation au niveau de réseau 6

- (1) Trois variantes définissent l'attribution de transformation au niveau de réseau 6 entre moyenne et basse tension. Toutes les installations non électriques, par exemple le bâtiment, peuvent être réparties sur les différents niveaux de réseau à l'aide d'une clé de répartition, dans la mesure où elles ne sont pas assignées à un niveau de réseau spécifique. La variante 1 est la variante principale.
- Variante 1: Attribution de tous les éléments de la station de transformation au niveau de réseau 6
  - Variante 2: Attribution d'éléments aux niveaux de réseau 5 et 6
  - Variante 3: Attribution d'éléments aux niveaux de réseau 5, 6 et 7
- (2) **Variante 1:** Le niveau de réseau 6, c'est-à-dire celui de la transformation entre les réseaux de distribution régionaux et locaux, comprend, en plus des champs de couplage côtés haute et basse tensions des transformateurs, tous les autres champs de couplage côtés haute et basse tensions attribués à la station de transformation, c'est-à-dire toute la station de transformation (voir figure 5).

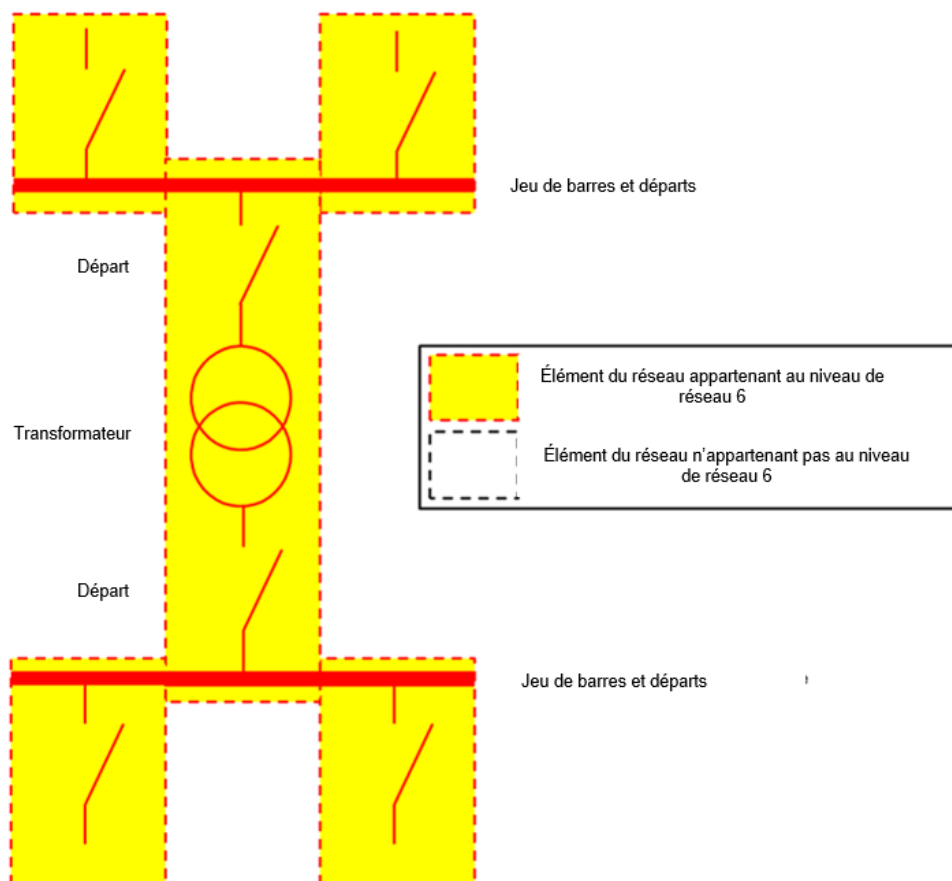


Figure 5 Attribution de tous les éléments de la station de transformation au niveau de réseau 6 (variante 1)

- (3) Des exceptions aux attributions d'éléments de la variante 1 sont possibles s'il ne s'agit pas d'éléments destinés exclusivement à la transformation, mais plutôt d'installations combinées ou de parties d'installations pouvant sans problème être attribuées aux niveaux de réseau 5 ou 7 (voir figure 6).

(4) Exemples (non exhaustifs):

- stations de mesure moyenne tension (avec ou sans transformateurs),
- Stations de couplage,
- Stations industrielles partiellement en propriété du consommateur final.

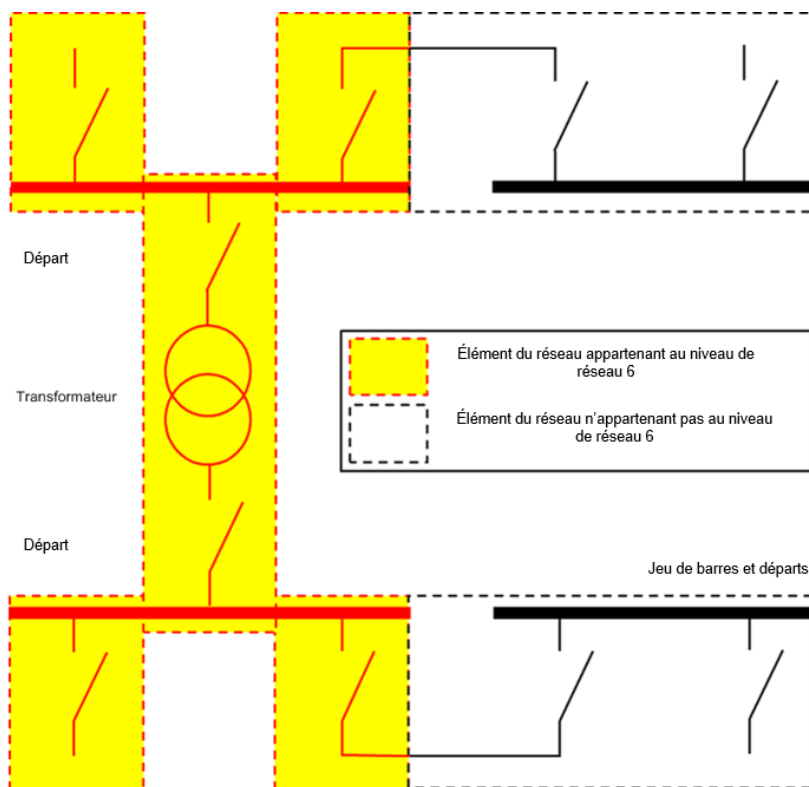


Figure 6 Éléments en dehors de la station de transformation au niveau de réseau 6 (variante 1, exception)

- (5) **Variante 2:** Au lieu d'attribuer la station de transformation en bloc au niveau de réseau 6 selon la figure 5, il est possible d'attribuer les départs du côté haute tension par exemple au niveau de réseau 5 au moyen de clés de répartition des coûts (voir figure 7).

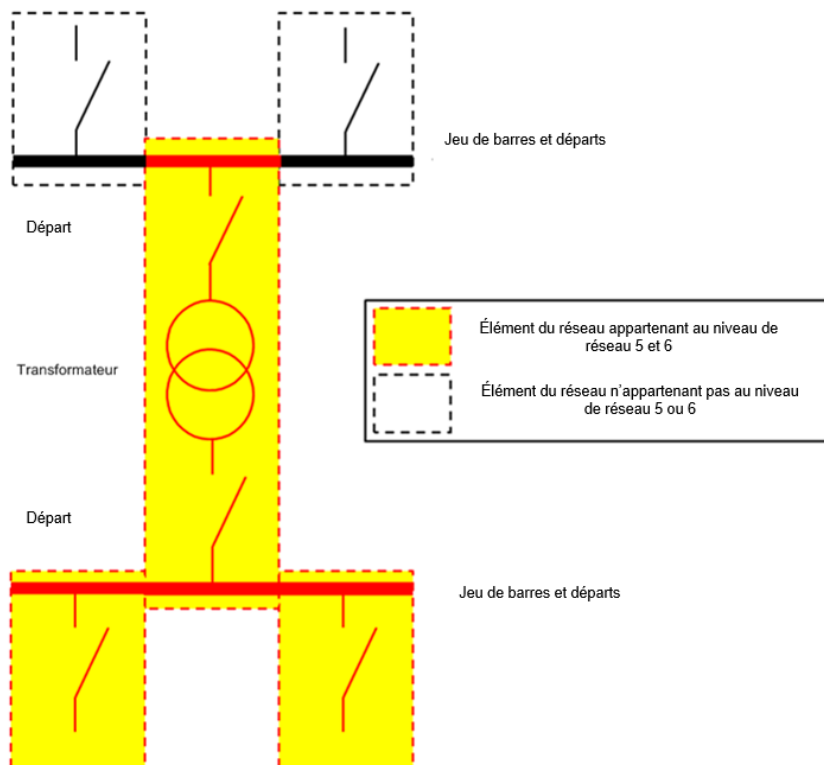


Figure 7 Attribution de la transformation aux niveaux de réseau 5 et 6 (variante 2)

- (6) **Variante 3:** Pour répartir les éléments de transformation entre le niveau de réseau 5 et le niveau de réseau 7, on peut également procéder de manière analogue au niveau de réseau 4.

## 2.4 Réseaux de distribution aux niveaux de réseau 3 et 5

- (1) Les réseaux de distribution des niveaux de réseau 3 et 5 englobent toutes les lignes du niveau de tension correspondant, y compris les champs de couplage.

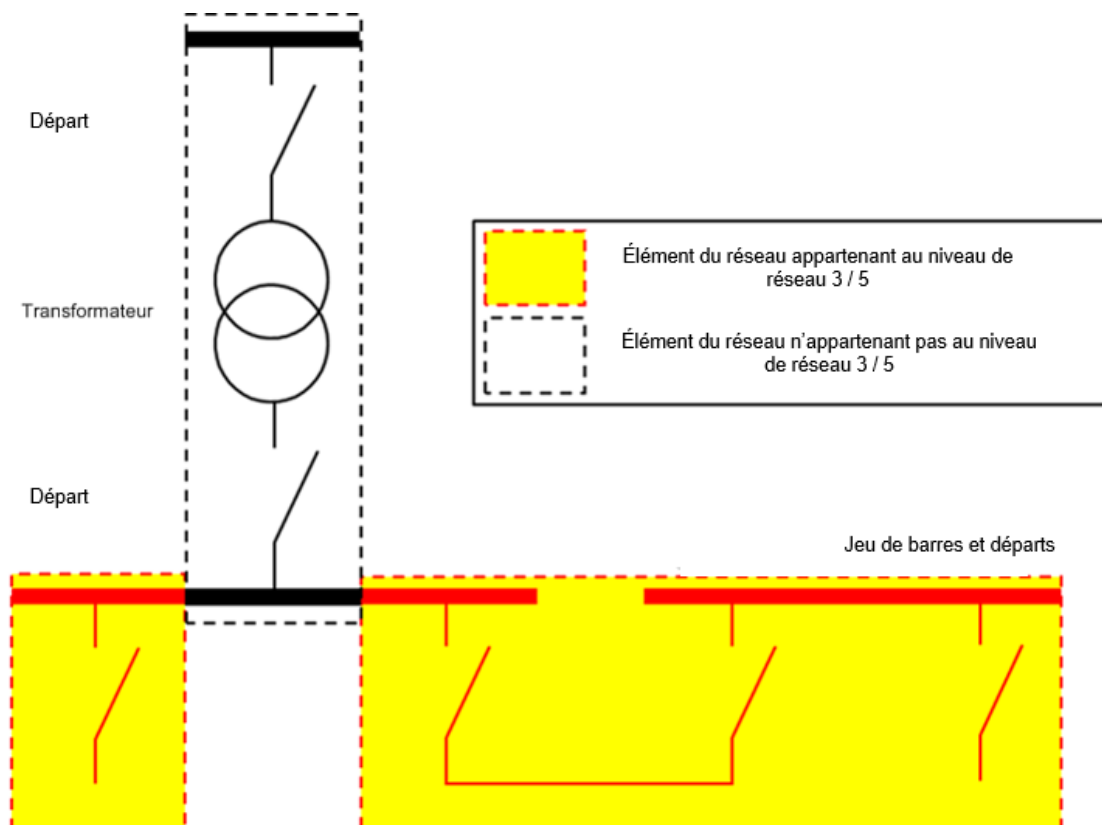


Figure 8 Niveaux de réseau 3 et 5



## 2.5 Réseaux de distribution au niveau de réseau 7

- (1) La distribution fine du niveau de réseau 7 englobe toutes les lignes du niveau de tension correspondant, y compris les champs de couplage. Si l'on a choisi les variantes 1 ou 2 pour le niveau de réseau 6, il faut adapter les attributions au niveau de réseau 7 au cas par cas.

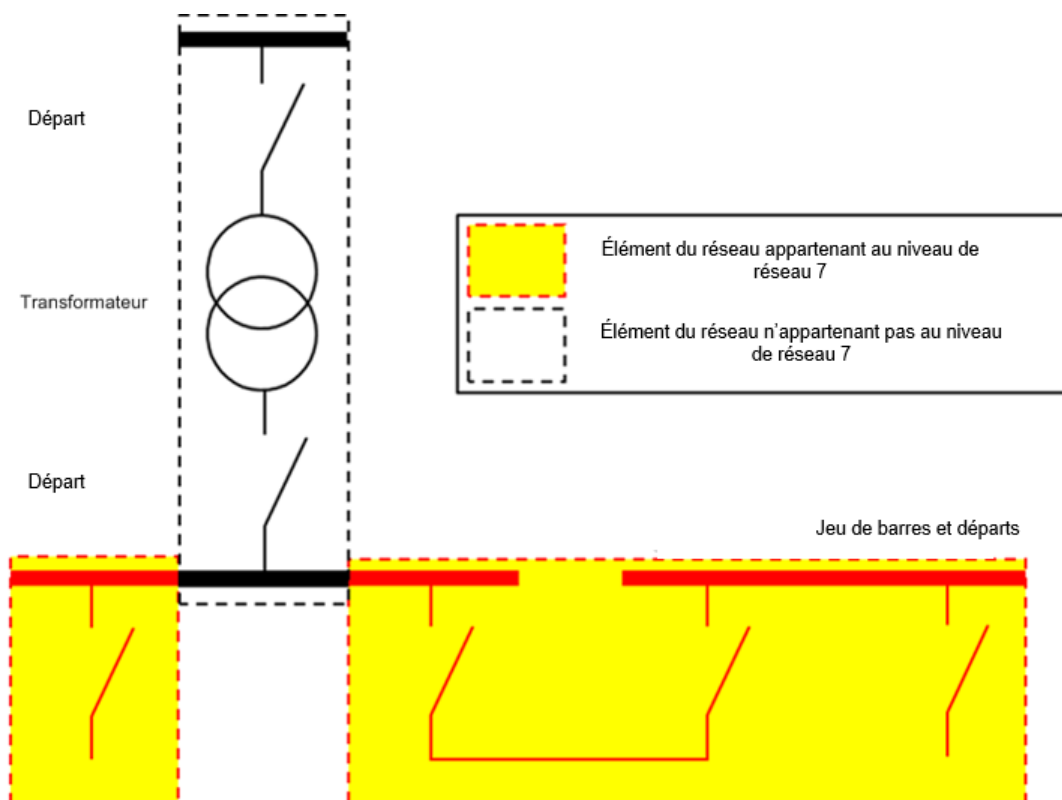


Figure 9 Raccordement du réseau de distribution au niveau de réseau 7

## 2.6 Consommateurs finaux, réseaux de distribution, producteurs et accumulateurs des niveaux de réseau 3 et 5

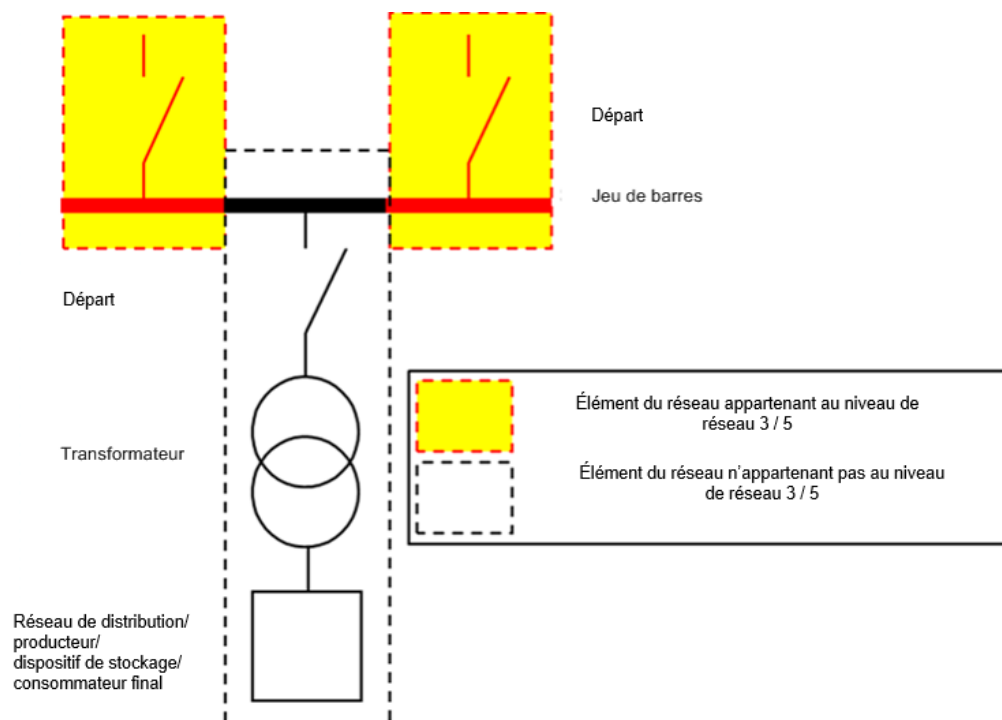


Figure 10 Délimitation entre réseaux de distribution, producteurs, consommateurs finaux et dispositifs de stockage d'électricité simples aux niveaux de réseau 3 et 5

## 3. Gestion des acteurs

### 3.1 Principes

- (1) La rémunération pour l'utilisation du réseau doit être acquittée par les consommateurs finaux pour chaque point de soutirage (art. 14, al. 2, LApEL). Les consommateurs finaux sont les utilisateurs du réseau qui prélèvent de l'électricité sur le réseau de distribution pour leur consommation propre. Sont également considérés comme consommateurs finaux ceux qui exploitent sur le site de consommation une installation de production d'énergie (IPE) ou une installation de stockage.
- (2) Sont exonérés de la rémunération pour l'utilisation du réseau les prélèvements d'électricité destinée aux besoins propres d'une IPE pour le fonctionnement des pompes dans les centrales de pompage-turbinage ainsi que les installations de stockage sans consommation finale.
- (3) Les GRD situés en aval versent la rémunération pour l'utilisation du réseau à ceux situés en amont.
- (4) Chaque réseau de distribution appartient à un propriétaire de réseau de distribution (PRD) et est exploité par un GRD. Souvent, PRD et GRD sont une seule et même personne morale.

### 3.2 Création, modification et suppression des raccordements au réseau

- (1) Le GRD est responsable de la définition du point de fourniture.

- (2) Le GRD définit, compte tenu des bases juridiques, les contributions de raccordement dues par l'utilisateur raccordé au réseau pour le raccordement principal ainsi que pour le raccordement de secours, le raccordement de réserve et le raccordement pour révision.
- (3) L'utilisateur raccordé au réseau peut couvrir les coûts proportionnels d'un raccordement au réseau au moyen de deux éléments de contribution:
- La contribution de raccordement au réseau (CRR), correspondant aux coûts occasionnés par la création du raccordement de l'utilisateur au réseau;
  - La contribution aux coûts du réseau (CCR), correspondant à la sollicitation demandée du réseau de distribution, sans tenir compte d'éventuelles extensions du réseau. Les producteurs sont exemptés du paiement de la contribution aux coûts du réseau.
- (4) Des adaptations et des rétablissements du raccordement au réseau sont à la charge du bénéficiaire. En cas de renforcement du raccordement au réseau, s'appliquent généralement les mêmes conditions que pour les nouveaux raccordements. Il existe une exception à cette règle pour les renforcements de raccordement au réseau causés par le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable d'une puissance de raccordement supérieure à 50 kW (cf. document de la branche «Recommandation Raccordement au réseau (pour toutes les personnes raccordées au réseau de distribution)» NA/RR – CH).
- (5) La contribution de raccordement au réseau et la contribution aux coûts du réseau ne donnent aucun droit de propriété sur les installations correspondantes. Les limites de propriété sont définies contractuellement. Le bénéficiaire raccordé n'a aucun droit à un remboursement partiel ou global de la contribution de raccordement au réseau et de la contribution aux coûts du réseau. Toute modification et tout renouvellement du raccordement au réseau, de même que l'exploitation, la maintenance et le remplacement sont réglés dans le document de la branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour toutes les personnes raccordées au réseau de distribution)» NA/RR – CH<sup>3</sup>.
- (6) Les contributions au raccordement au réseau doivent être prises en considération lors de la définition des rétributions pour l'utilisation du réseau.
- (7) Si plusieurs propriétaires fonciers se regroupent en vue d'une consommation propre ou qu'un ou plusieurs propriétaires fonciers créent un regroupement pour locataires, le nouveau consommateur final qui en résulte a droit à un raccordement au réseau. Tous les coûts occasionnés par ce regroupement sont à la charge du ou des propriétaires fonciers. Le «Manuel sur la réglementation de la consommation propre» (MRCP – CH) définit d'autres détails.
- (8) En cas de suppression d'un raccordement, le GRD est autorisé à exiger du bénéficiaire du raccordement le remboursement des frais suivants:
- les coûts de démontage du raccordement,
  - les coûts d'infrastructure non encore amortis pour l'établissement du raccordement (pour autant que le bénéficiaire au raccordement ne les ait pas encore payés).

---

<sup>3</sup> Par exemple, le bloc de tubes peut appartenir au propriétaire foncier et le câble au GRD.



- (9) Sur demande, le GRD doit présenter les coûts occasionnés par la résiliation du raccordement au réseau au bénéficiaire de façon claire et transparente.
- (10) Les aspects financiers et commerciaux du raccordement au réseau sont décrits en détail dans le document de la branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution)» (NA/RR – CH).

### **3.3 Traitement des raccordements de secours, de réserve et pour révision**

- (1) Le calcul et la facturation des rétributions d'utilisation du réseau sont, en règle générale, déterminés par les raccordements principaux. Dans le cas des raccordements de secours, de réserve et pour révision (voir définition dans le DC – CH), une contribution aux coûts du réseau est due pour une prise en charge des coûts selon le principe de causalité.
- (2) Lorsqu'il existe des redondances liées aux raccordements de secours, de réserve et pour révision (p. ex. raccordement à une branche d'alimentation supplémentaire), le bénéficiaire d'un raccordement au réseau doit, pour le raccordement supplémentaire, payer les coûts moyens de la puissance mise à disposition pour tous les niveaux de réseau concernés par la puissance supplémentaire mise à disposition.
- (3) En règle générale, aucune rémunération pour l'utilisation du réseau n'est due entre deux GRD pour les raccordements de secours, de réserve et pour révision lorsque ces raccordements servent les deux GRD dans la même ampleur (p. ex. même réserve de puissance) (réciprocité des raccordements).

### **3.4 Autorisation de lignes parallèles**

- (1) Dans l'intérêt de la minimisation des coûts politico-économiques, la création d'une infrastructure de réseau parallèle («évasion» du niveau de réseau ou du gestionnaire de réseau) est à éviter. Les exceptions suivantes sont possibles (liste exhaustive)<sup>4</sup>:
- lorsqu'il faut augmenter fortement la disponibilité individuelle quantifiable de l'approvisionnement. Le bénéficiaire d'un raccordement au réseau supporte les coûts de modification et la compensation de la solidarité des tarifs s'il y a dépassement des standards minimaux (art. 5, al. 5 LApEI) ou,
  - lorsque le GRD actif jusqu'à présent peut se prévaloir d'un droit de compensation<sup>5</sup> ou,
  - lorsque le changement apporte une efficacité globale égale ou supérieure de tous les GRD concernés à l'avantage des bénéficiaires d'un raccordement au réseau, suite au dédommagement des parties de réseau devenues inutilisées (art. 5, al. 5 LApEI) et après compensation de la solidarité des tarifs.
- (2) Cette disposition vise à rendre possible des adaptations structurelles, techniques et économiques.

### **3.5 Gestionnaire de réseau dans le modèle des niveaux de réseau**

- (1) Les réseaux électriques sont constitués d'une multitude de lignes et d'installations destinées au transport et à la distribution d'électricité de haute, de moyenne et de basse tensions. Les réseaux électriques servent principalement à approvisionner les consommateurs finaux ou les entreprises

<sup>4</sup> Ce passage est basé sur les recommandations du rapport final du groupe de travail Lignes Parallèles (GT Par) sous la direction de l'Office fédéral de l'énergie du 26 septembre 2006.

<sup>5</sup> Il est également possible d'insérer des raccordements de secours et de réserve sans changer de GRD.



chargées de l'approvisionnement en électricité. Le gestionnaire d'un réseau électrique assume l'obligation publique de raccordement dans la zone de desserte que lui a assigné le canton.

- (2) Le présent chapitre décrit le principe de l'attribution des GRD aux niveaux de réseau (chapitre 3.5.1) ainsi que la procédure à adopter dans des configurations particulières (chapitres 3.5.2 à 3.5.3). Le chapitre 3.5.4 contient des aspects commerciaux du raccordement au réseau des GRD.

### **3.5.1 Attribution des réseaux de distribution aux niveaux de réseau**

- (1) Les GRD fixent pour leurs réseaux les conditions applicables au raccordement de réseaux de GRD tiers aux différents niveaux de réseau, sauf si cette attribution est réglée par les zones de desserte du canton. Les conditions doivent être non discriminatoires et s'orienter vers une solution technique et politico-économique efficiente<sup>6</sup>.
- (2) L'attribution de GRD en aval pour l'utilisation du réseau est en principe limitée aux niveaux de réseau 3, 5 et 7.
- (3) Des exceptions à l'attribution aux niveaux 3, 5 ou 7 ne sont possibles que si, ce faisant, la prise en charge des coûts selon leur origine est améliorée pour tous les GRD concernés, si un cas de «pancaking» (cf. chapitre 3.5.2 et annexe 7) est résolu ou encore si des structures historiques sont ainsi mieux prises en considération.

### **3.5.2 Réseaux raccordés en série ou maillés («problème du pancaking»)**

- (1) Lorsque les réseaux de différents propriétaires sont raccordés en série sur le même niveau de réseau ou maillés dans un même niveau de réseau, les consommateurs finaux risquent d'être doublement sollicités («pancaking»). Les définitions et les solutions sont exposées dans l'annexe 7.
- (2) Les GRD concernés élaboreront d'un commun accord des solutions concrètes par voie de négociation. Pour éviter le problème du pancaking, il convient de choisir des solutions régionales judicieuses ou adaptées au rapport entre les GRD.
- (3) Les solutions suivantes sont possibles (liste non exhaustive):
  - Répartition fonctionnelle du niveau de réseau en niveaux de transport et de distribution,
  - Conclusion de contrats stipulant des compensations financières,
  - Formation de communautés de prix de réseau ou de coûts de réseau,
  - Restructurations,
  - Répartition des coûts sur la base de calcul de flux de charge et d'énergie transmise,
  - Autres solutions bilatérales ou multilatérales.

### **3.5.3 Plusieurs GRD en amont**

- (1) Lorsqu'un GRD en aval est alimenté en énergie par plusieurs GRD en amont, une solution négociée entre le réseau en aval et les réseaux en amont est à rechercher afin de déterminer la prise en charge proportionnelle des coûts par le réseau en aval.

---

<sup>6</sup> Les conditions techniques pour le raccordement aux niveaux de réseau sont réglées par le document de la branche de l'AES DC – CH.



- (2) Une double charge des consommateurs finaux qui serait due uniquement à diverses appartenances des réseaux et ne reposerait pas sur des coûts effectivement plus élevés est inadmissible.

#### **3.5.4 Coûts du raccordement au réseau de GRD**

- (1) Les aspects financiers et commerciaux du raccordement au réseau des réseaux de distribution sont décrits en détail dans le document de la branche de l'AES NA/RR – CH.
- (2) En règle générale, les GRD supportent eux-mêmes les coûts de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de leurs installations jusqu'au point de couplage commun défini conformément au chapitre 3.7.1.
- (3) Le GRD amont peut, selon des critères prédéfinis (p. ex. puissance convenue), facturer au GRD aval des coûts de raccordement au réseau conformément au chapitre 4.1 du document de branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour toutes les personnes raccordées au réseau de distribution)» (NA/RR – CH).
- (4) Les rétributions de raccordement au réseau payées par le GRD en aval sont à porter par le GRD en amont dans la comptabilité comme rétribution réductrice des coûts. Les coûts de raccordement au réseau payés par les GRD en aval sont à prendre dans ce calcul comme coûts imputables.

#### **3.6 Installations de production d'énergie (IPE) dans le modèle des niveaux de réseau**

- (1) Comme tous les autres utilisateurs du réseau, les IPE sont attribuées à un niveau de réseau. La marche à suivre détaillée de ce type de raccordement est décrite et définie dans le document de la branche «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie» RR/IPE – CH.

##### **3.6.1 Attribution des IPE aux niveaux de réseau**

- (1) Les GRD fixent pour leurs réseaux les conditions applicables au raccordement des IPE aux différents niveaux de réseau. Les conditions doivent être non discriminatoires et s'orienter vers une solution techniquement pertinente et politico-économique efficiente<sup>7</sup>. Ainsi, l'attribution des IPE pour l'utilisation du réseau dans les réseaux de distribution est fondamentalement limitée aux niveaux de réseau 3, 5 et 7.
- (2) Les principes d'utilisation du réseau suivants s'appliquent de la même façon pour tous les producteurs ou IPE, quel que soit le niveau de réseau sur lequel les injections sont effectuées.
- (3) Si, dans les sous-stations et stations de transformation, une IPE est raccordée en même temps à un jeu de barres relié aussi bien avec le niveau de réseau en amont qu'avec celui en aval (p. ex. raccordement principal et de secours), elle est attribuée au niveau de réseau du raccordement principal.
- (4) Ce principe s'applique à la détermination des valeurs énergétiques servant à la répercussion des coûts (aussi appelée «report des coûts») indépendamment des rapports de propriété des IPE et des GRD impliqués.

---

<sup>7</sup> Les conditions techniques pour le raccordement aux niveaux de réseau sont réglées par le document de la branche de l'AES DC – CH.





- (5) La figure 11 montre l'exemple d'une situation caractérisée par un gestionnaire de réseau en amont, un producteur et deux gestionnaires de réseau en aval: l'énergie/la puissance déterminante pour le calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau des GRD B ou C sont les valeurs des compteurs Z3 et Z4.
- (6) Les IPE possédées par une entreprise électrique sont à traiter de la même manière que les IPE de tiers (non-discrimination).

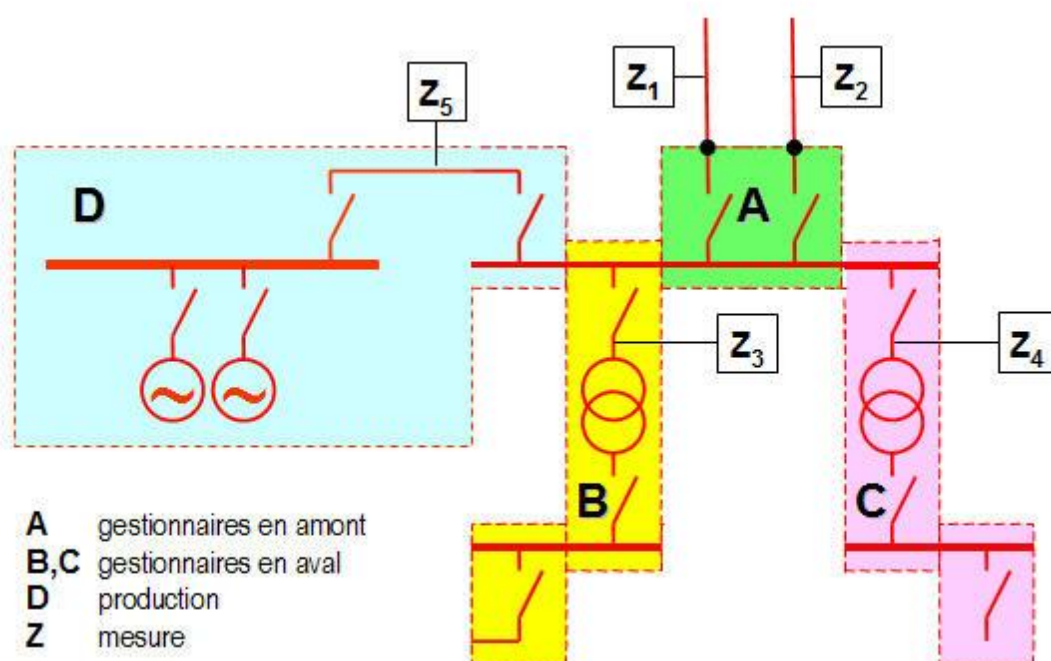


Figure 11 Injection dans les sous-stations et les stations de transformation

### 3.6.2 Exonération de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour les besoins propres des IPE

- (1) Les besoins propres (alimentation auxiliaire selon l'OÉne) d'une IPE correspondent à la puissance électrique et l'énergie instantanées nécessaires au fonctionnement. La consommation des installations annexes et auxiliaires indispensables à l'exploitation est comprise. Les besoins propres peuvent être couverts directement par l'IPE ou par un réseau tiers, la première étant préférable.
- (2) Les explications ci-dessous sont aussi bien valables pour les IPE d'une fréquence de 50 Hz que pour celles exploitées en 16,7 Hz.
- (3) Aucune rémunération pour l'utilisation du réseau n'est décomptée sur les IPE. Le GRD peut décompter à l'IPE des coûts pour le soutirage et la fourniture d'énergie réactive.
- (4) Par IPE, on entend une unité fonctionnelle et économique qui, pour la période d'une année, produit plus d'énergie électrique qu'elle n'en consomme. Si la production d'électricité n'est pas le but principal de l'ensemble de l'installation, seule l'installation de production est considérée comme une centrale. La consommation d'énergie de tous les processus intervenant en amont ou en aval de la production

d'énergie, dont le but principal n'est pas la production d'électricité, est soumise à la rémunération pour l'utilisation du réseau.

- (5) Dans une IPE, la consommation d'énergie de tous les processus qui servent essentiellement à produire de l'électricité est considérée comme besoins propres et est exonérée de toute rémunération pour l'utilisation du réseau et de toutes les redevances (cf. annexe 11) apparentées durant l'exploitation ordinaire, conformément aux dispositions de la LApEI et de l'OApEI.
- (6) Indépendamment du but principal d'une IPE, la consommation d'énergie des processus qui ne servent pas à la production d'électricité est exemptée des rémunérations pour l'utilisation du réseau et des autres rémunérations et taxes prévues à l'annexe 11. C'est notamment le cas pour la préparation et l'injection de chaleur résiduelle d'une installation dans des réseaux de chauffage ou pour l'approvisionnement d'installations et de biens-fonds non nécessaires à l'exploitation.
- (7) Les périodes d'interruption des IPE durant les cycles normaux d'exploitation et durant les révisions font partie de l'exploitation ordinaire. Par exemple, les constructions nouvelles, les agrandissements importants, la fermeture temporaire/durable ou le démantèlement (à partir de l'arrêt de l'exploitation de la puissance) d'une IPE ne sont pas considérés comme exploitation ordinaire. Seule l'énergie soutirée par l'IPE en exploitation ordinaire est exonérée de l'utilisation du réseau. Avec la fin de l'exploitation de la puissance, une IPE devient un consommateur final.
- (8) Les besoins propres comprennent par exemple les moyens d'exploitation suivants, qui sont directement nécessaires au fonctionnement d'une IPE: Installations de contrôle et commande, postes de conduite, services auxiliaires tels que les installations de stockage, de ventilation et d'éclairage, les pertes de transport jusqu'au point de couplage (transformateurs de machines, onduleurs, etc.) et l'énergie pour les outils pendant une révision (exploitation ordinaire).
- (9) La répartition de la consommation d'énergie de l'ensemble d'une installation entre consommation principalement liée au service de production d'électricité et consommation à d'autres fins doit être en premier lieu effectuée selon la technique de mesure. Si l'infrastructure de mesure fait défaut et que les coûts pour en installer une sont disproportionnés, une clé de répartition doit être conclue entre les partenaires. Des valeurs spécifiques aux installations (littérature) doivent être appliquées pour le choix des clés. La clé de répartition doit être soumise à intervalles convenables au contrôle de son adéquation.
- (10) La prise en charge d'autres surcoûts dans le réseau de distribution se fait conformément aux chapitres 3.6.2 à 3.6.6.

### **3.6.3 Coûts du raccordement au réseau pour les unités de production**

- (1) Lors de l'établissement d'un nouveau raccordement, le producteur prend en charge les coûts du raccordement direct (sauf pour les exceptions selon le chapitre 3.6.5). En cas de surcoûts disproportionnés pour le GRD (ou les consommateurs finaux raccordés), celui-ci paie en outre les coûts de l'extension éventuelle du côté réseau du point de couplage commun (transformateur en pointillés verts, voir chapitre 3.6.4).



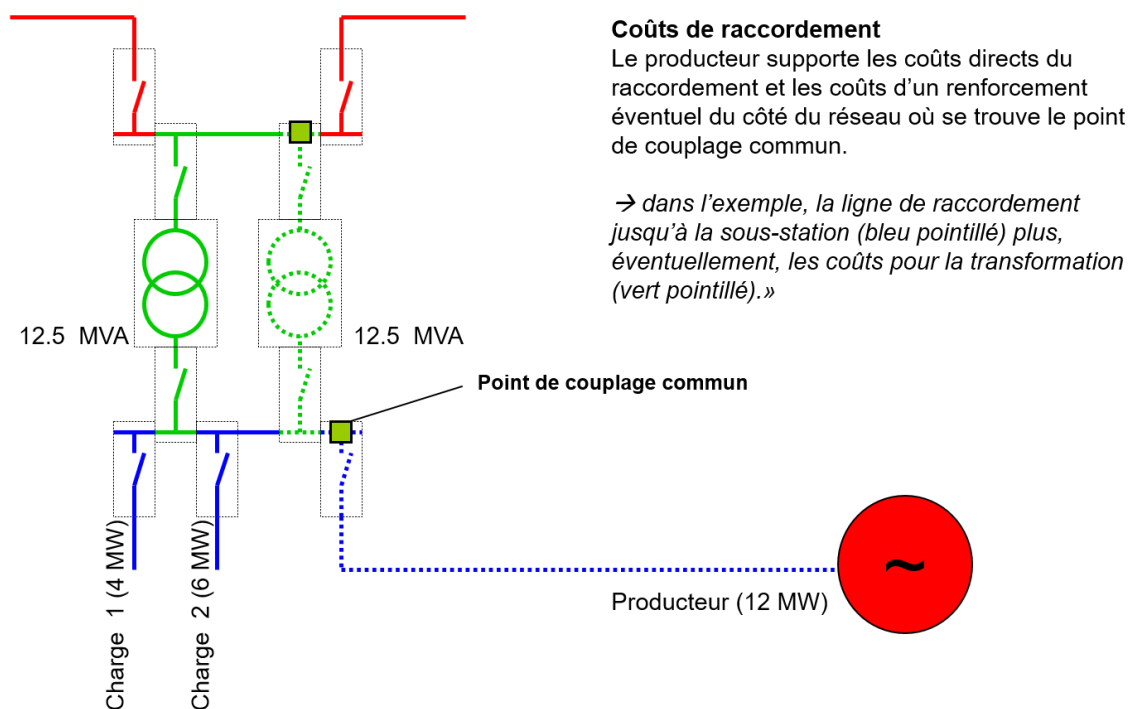


Figure 12 Coûts de raccordement des IPE

### 3.6.4 Prise en charge appropriée des coûts par le producteur dans les réseaux de distribution

- (1) Selon l'art. 16, al. 3 OApEI, si des surcoûts disproportionnés sont causés par le raccordement ou l'exploitation d'IPE dans les réseaux de distribution, ceux-ci doivent être pris en charge de façon appropriée par le producteur. Sont exclus de cette réglementation les renforcements de réseau qui sont finançables par le GRT (voir chapitre 3.6.6).
- (2) La détermination des surcoûts disproportionnés s'effectue en tenant compte des coûts d'opportunité. Lors de l'estimation des surcoûts, il faut inclure tous les coûts à considérer selon l'OAPEI dans la facturation d'un réseau.
- (3) Les surcoûts disproportionnés doivent être déterminés et indiqués pour chaque cas particulier. Les forfaits (par MW ou A) ne sont pas autorisés.
- (4) Les surcoûts sont considérés comme disproportionnés et doivent être pris en charge proportionnellement par les producteurs lorsque l'une des conditions suivantes est remplie:
  - La sollicitation supplémentaire d'un moyen d'exploitation par le nouveau producteur dépasse 20 % de la capacité nécessaire à l'approvisionnement.
  - La modification moyenne des tarifs d'utilisation du réseau sur le même niveau de réseau ainsi que sur le niveau de réseau situé en aval est supérieure à 2 %. Le chapitre 3.6.1 s'applique à l'établissement du raccordement.

### 3.6.5 Prise en charge appropriée des coûts pour les raccordements existants

- (1) L'appréciation est faite pour chaque point de fourniture, c'est-à-dire qu'il faut examiner le contexte local du réseau de distribution à chaque point de fourniture (charge vs production). Le facteur F est à calculer pour chaque point de fourniture:

$$F = \frac{2 \text{ charge de consommation}}{\text{Puissance de production installée}}$$

- (2) De manière générale, dans la plupart des sous-stations est installée une puissance de transformation correspondant au double de la charge du réseau pour permettre le service d'approvisionnement sans interruption, mais couvrant juste la puissance de production.
- Si  $F \geq 1$ , le producteur ne participe pas aux coûts du réseau.
  - Si  $F < 1$ , le producteur est obligé de participer aux coûts du réseau, en tenant compte des critères applicables aux nouveaux raccordements dans le chapitre 3.6.4.
- (3) Les coûts des renforcements nécessaires des lignes de raccordement entre la limite de la parcelle et le point de couplage commun en raison du raccordement d'une IPE d'énergie renouvelable d'une puissance connectée supérieure à 50 kW sont des coûts imputables au réseau de transport (limite maximale fixée à 50 CHF par puissance de production [kW] nouvellement installée). Les coûts dépassant la limite maximale sont à la charge du producteur. Le GRD soumet chaque mois les demandes de rétribution à la Société nationale du réseau de transport et la rembourse aux producteurs une fois que la Société nationale du réseau de transport a versé la rétribution. Des informations complémentaires figurent dans le document de branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour toutes les personnes raccordées au réseau de distribution)» NA/RR – CH.

### 3.6.6 Indemnisation des coûts de renforcement du réseau en raison des énergies renouvelables

- (1) Les coûts des renforcements de réseau nécessaires pour injecter de l'énergie électrique provenant d'IPE sont des coûts de réseau imputables. En cas de renforcement du réseau pour le raccordement d'IPE issues de sources d'énergie renouvelable, les coûts sont remboursés au GRD par la société nationale du réseau:
- lors d'un raccordement au niveau de réseau 3 et 5 et d'un renforcement de la transformation au niveau de réseau 6, les coûts effectivement encourus sont remboursés après autorisation de l'EICom;
  - lors d'un raccordement au niveau de réseau 7, une indemnité forfaitaire par nouvelle capacité de production installée (kW) est accordée, indépendamment du fait qu'un renforcement du réseau a été réalisé ou non. Le montant est de 59 francs par kW de capacité de production nouvellement installée.
- (2) Dans son rapport annuel, le GRD doit indiquer les rémunérations reçues pour les renforcements du réseau et les déduire des actifs immobilisés régulateurs.
- (3) Des informations complémentaires figurent dans le document de branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour toutes les personnes raccordées au réseau de distribution)» NA/RR.



### **3.6.7 Centrales partenaires 50 Hz/16,7 Hz (art. 1, al. 3 OApEI)**

- (1) Les centrales partenaires 50 Hz/16,7 Hz sont des centrales 50 Hz combinées au sein d'une unité géographique et économique qui injectent simultanément de l'électricité dans le réseau électrique ferroviaire 16,7 Hz via un convertisseur de fréquence (OApEI art. 1, al. 3).
- (2) Le réseau électrique ferroviaire n'est pas considéré comme un consommateur final pour la part d'électricité que la centrale 50 Hz
  - produit et injecte simultanément dans le réseau 16,7 Hz au sein d'une unité géographique et économique;
  - soutire pour ses propres besoins et pour l'entraînement des pompes dans les centrales de pompage-turbinage (art. 14a, al. 2 et 3, LApEI) et réinjecte ensuite la quantité d'énergie produite dans le réseau 50 Hz.

## **3.7 Consommateurs finaux dans le modèle des niveaux de réseau**

### **3.7.1 Attribution des consommateurs finaux aux niveaux de réseau**

- (1) Les GRD fixent pour leurs réseaux les conditions applicables au raccordement des consommateurs finaux aux différents niveaux de réseau. Les conditions doivent être non discriminatoires et s'orienter vers une solution technique et politico-économique efficiente. Pour cette raison l'attribution des consommateurs finaux est par principe limitée aux niveaux de réseau 3, 5 et 7 en ce qui concerne l'utilisation du réseau. La figure 13 donne un aperçu de l'attribution des consommateurs finaux aux niveaux de réseau 5 et 7 dans différentes situations de propriété.
- (2) Lorsque les installations des clients sont raccordées au niveau de réseau 7, la rétribution d'utilisation du réseau du niveau 7 leur sera facturée. Que la limite de propriété se situe au niveau du disjoncteur ou des barres collectrices ou que le consommateur final soit raccordé en dehors de la station de transformation est sans importance. Si les installations clients sont raccordées au niveau moyenne ou haute tension du réseau du GRD, la rémunération pour l'utilisation du réseau de niveau 5 ou de niveau 3 leur est facturée. Ceci est valable également lorsque le transformateur du client est raccordé aux barres collectrices du GRD dans la station de transformation de celui-ci ou que le consommateur final est raccordé en dehors de la station de transformation à la ligne de moyenne tension du GRD. À l'intérieur d'un niveau de réseau, des prix différenciés peuvent être appliqués (cf. chapitre 7.1.1).



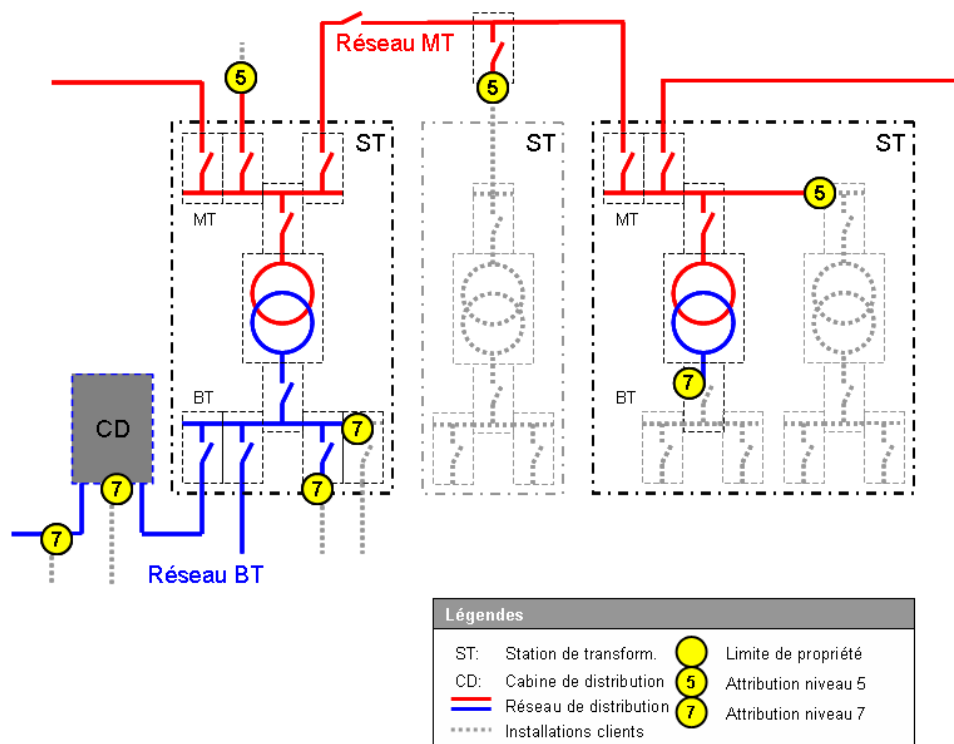


Figure 13 Attribution des consommateurs finaux aux niveaux de réseau

- (3) Lors de l'approbation de raccordement, le GRD tient compte de la capacité des raccordements existants, de la sécurité d'approvisionnement et des besoins futurs en puissance et en énergie. Des exceptions sont possibles si elles ne sont pas discriminatoires. Les contrats en vigueur sont traités de manière appropriée (cf. OApEI, art. 30).

### 3.7.2 Exemple de traitement de contrats existants

- (1) Pour illustrer les différentes possibilités de traiter les contrats existants basés sur une délimitation des niveaux de réseau différente de celle du modèle d'utilisation des réseaux de distribution, prenons l'exemple d'un transformateur du niveau de réseau 6 appartenant au GRD et d'un local de transformation appartenant au consommateur final. (L'exemple s'applique par analogie aux niveaux de réseau 2 et 4):
- lorsque le transformateur n'est utilisé que par un seul consommateur final, le GRD pourra lui facturer directement les coûts moyens proportionnels du niveau de transformation en plus de la rétribution pour l'utilisation du niveau de réseau 5,
  - comme autre solution la vente du transformateur au consommateur final pourra être envisagée,
  - lorsque le transformateur sert à l'approvisionnement de plusieurs consommateurs finaux, le GRD pourra dédommager le bénéficiaire du raccordement au réseau pour l'utilisation de ses locaux. C'est alors la rémunération pour l'utilisation du niveau de réseau 7 qui est facturée au consommateur final concerné, en tenant compte de son profil de soutirage.

### **3.7.3 Coûts du raccordement au réseau des consommateurs finaux**

- (1) Les aspects financiers et commerciaux du raccordement au réseau des consommateurs finaux sont décrits en détail dans le document de la branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution)» NA/RR.

### **3.7.4 Installations de peu d'étendue destinées à la distribution fine (réseaux de faible envergure, RFE)**

- (1) Les installations de peu d'étendue destinées à la distribution fine, comme celles qui existent dans les aires industrielles ne sont, selon la LApEI, pas considérées comme des réseaux électriques. Les droits et les obligations des RFE figurent dans la Loi sur les installations électriques (LIE), l'Ordonnance sur le courant fort et l'Ordonnance sur les installations basse tension (OIBT).
- (2) Les consommateurs finaux raccordés à des RFE sont des personnes physiques ou morales autres que le gestionnaire du RFE ou ne lui appartenant pas non plus, mais qui s'alimentent en électricité au travers de leur propre place de mesure pour leur propre consommation (consommation finale). Par l'arrêt du 18 février 2014, le Tribunal fédéral a établi que les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh devaient impérativement être alimentés par le GRD concessionnaire. L'exploitant de réseau de faible envergure n'a par conséquent pas le droit d'approvisionner en énergie les consommateurs finaux sans accès au marché. L'approvisionnement de base incombe au GRD.
- (3) Les immeubles locatifs, comme les tours d'habitation ou les lotissements, etc., ne sont pas des RFE (le regroupement de divers consommateurs finaux n'ayant pas d'accès au marché dans le but d'obtenir l'accès au marché [clients multisite] n'est pas autorisé).
- (4) Pour de plus amples informations sur les RFE, consulter le document de la branche de l'AES «Réseaux de faible envergure» (RFE – CH).

### **3.7.5 Lignes électriques lors d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP)**

- (1) Il y a consommation propre lorsque les exploitants d'installation consomment, sur le lieu de production, tout ou partie de l'énergie qu'ils ont eux-mêmes produite et/ou vendent à des tiers tout ou partie de cette énergie pour qu'elle soit consommée sur le lieu de production. Si un regroupement se trouve à un niveau de tension inférieur à 1 kV sur le NR 7, la ligne de raccordement ainsi que le point de raccordement au réseau correspondant peuvent être utilisés pour la consommation propre (cf. document de la branche de l'AES «Manuel sur la réglementation de la consommation propre» [MRCP – CH]).
- (2) Le regroupement dans le cadre de la consommation propre doit être traité par le GRD comme un consommateur final individuel, en particulier pour la tarification et la facturation. À la demande du regroupement, le GRD exclut virtuellement du regroupement les consommateurs finaux individuels qui ne souhaitent pas participer au regroupement.
- (3) Les regroupements dans le cadre de la consommation propre ayant été constitués avant le 31 décembre 2024, doivent être équipés d'une mesure unique au point de fourniture, mise à





disposition par le GRD jusqu'à leur dissolution<sup>8</sup>. La distribution de l'énergie ainsi produite sur le lieu de production est effectuée dans le cadre du regroupement via l'installation domestique (câble privé), qui est régie par l'Ordonnance sur les installations basse tension et n'est pas considérée comme un réseau de distribution.

- (4) D'autres informations sur les regroupements dans le cadre de la consommation propre se trouvent dans le document de la branche de l'AES «Manuel sur la réglementation de la consommation propre» (MRCP – CH).

### **3.7.6 Communautés électriques locales (CEL)**

- (1) Les consommateurs finaux, les producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et les exploitants de stockage peuvent se regrouper en une communauté électrique locale et écouler l'électricité propre produite au sein de cette communauté. Pour ce faire, ils utilisent le réseau du GRD.
- (2) Le GRD équipe chaque participant d'une communauté électrique locale d'un système de mesure intelligent.
- (3) Contrairement aux RCP, les membres d'une CEL restent des consommateurs finaux individuels vis-à-vis du GRD. De même, leur statut d'accès au réseau et leur droit d'accès au réseau ne sont pas affectés.
- (4) De plus amples informations sur les communautés électriques locales (CEL), se trouvent dans le document de la branche de l'AES «Communautés électriques locales» (CEL – CH).

### **3.7.7 Bornes de recharge électriques – relation exploitant/utilisateur**

- (1) Les exploitants de bornes de recharge électriques fournissent des prestations de services telles que l'exploitation et la maintenance de l'infrastructure; ils sont donc considérés comme des consommateurs finaux (prise de position du Conseil fédéral du 23 novembre 2016). Le simple fait de recharger un véhicule électrique ne crée pas de lien juridique entre l'utilisateur et le GRD.
- (2) Les exploitants de bornes de recharge électriques publiques peuvent fixer librement les prix (en tenant compte d'autres prestations de services telles que les frais de stationnement, etc.) et les facturer aux utilisateurs des bornes de recharge.

### **3.8 Installation de stockage d'électricité dans le modèle des niveaux de réseau**

- (1) Les installations de stockage sont des installations destinées à stocker temporairement l'énergie électrique par exemple dans des installations électriques, chimiques, mécaniques, physiques, etc. Conformément à la LApEI, ils sont considérés comme des consommateurs finaux, mais sont soumis à des règles spécifiques en ce qui concerne le paiement des tarifs d'utilisation du réseau.
- (2) Si le raccordement d'installations de stockage entraîne des coûts de renforcement du réseau disproportionnés, ceux-ci doivent être pris en charge par les exploitants de l'installation de stockage, comme c'est le cas pour les installations de production (cf. chapitres 3.6.3 et 3.6.4).

---

<sup>8</sup> Le rapport explicatif relatif à l'art. 8a<sup>sexies</sup>, al. 9 OApEI, précise que les regroupements dans le cadre de la consommation propre ne disposent, selon les règles en vigueur jusqu'au 31.12.2024, que d'un seul point de mesure vis-à-vis du GRD et que les participants au sein du regroupement n'ont pas droit aux systèmes de mesure intelligents du GRD.





- (3) De plus amples informations sur le raccordement d'installations de stockage figurent dans le document de la branche de l'AES «Manuel Dispositifs de stockage d'électricité» (MDSE – CH) et dans le document de la branche de l'AES «Communautés électriques locales» (CEL – CH).

### **3.8.1 Installations de stockage d'électricité intégrées aux sites de consommation (formes mixtes)**

- (1) Si les installations de stockage d'électricité sont exploitées de manière intégrée aux sites de consommation et que celles-ci forment une unité géographique et économique, les installations de stockage d'électricité doivent leur être affectées et être traitées comme des consommateurs finaux. Les véhicules électriques utilisent la batterie rechargée via un site de consommation principalement pour le fonctionnement du véhicule, mais, avec un système de gestion approprié, ils peuvent également injecter de l'énergie électrique depuis la batterie (stockage intermédiaire) vers le site de consommation ou vers le réseau de distribution.
- (2) L'utilisation du réseau est facturée pour l'électricité prélevée sur le réseau de distribution, tant pour le stockage fixe que pour le stockage mobile (véhicules électriques) avec consommation finale. Si l'énergie est réinjectée dans le réseau de distribution à une date ultérieure, le consommateur final peut demander au GRD un remboursement des frais d'utilisation du réseau pour l'énergie réinjectée.
- (3) Le calcul et le traitement du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour les installations de stockage avec consommation finale sont décrits en détail au chapitre 7.7.

### **3.8.2 Installations de stockage sans consommation finale**

- (1) L'énergie stockée est l'énergie qui est prélevée du réseau, stockée et, au besoin, réinjectée dans ce dernier (sauf pertes systémiques et de stockage). Dans les pompes d'accumulation, il s'agit par exemple de l'énergie utilisée pour transporter l'eau dans l'installation de stockage ou de production d'électricité via un système de pompage (depuis un bassin d'alimentation ou de compensation). Dans un second temps, l'eau est utilisée pour produire de l'énergie si nécessaire.
- (2) Les installations de stockage d'électricité qui ne sont reliées à aucun consommateur final, prélèvent de l'énergie sur le réseau exclusivement dans le but de la stocker et la réinjecter ultérieurement doivent être exemptés de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Cela garantit que cette énergie ne sera pas doublement taxée au titre de l'utilisation du réseau (y c. SDL généraux, supplément réseau visé à l'art. 35 LEné réserve d'électricité et les coûts solidarisés via le réseau de transport) et que celle-ci sera imputée aux consommateurs finaux conformément au modèle de soutirage.
- (3) Il convient de veiller à ce que l'énergie et la puissance nécessaires à l'exploitation des installations de stockage d'électricité sans consommation finale ne soient pas intégrées au processus de ventilation des coûts et de facturation (par analogie avec la réglementation sur les propres besoins des IPE et sur l'énergie de pompage).
- (4) L'attribution aux niveaux de réseau, l'exonération des besoins propres, les coûts du raccordement au réseau et les coûts supplémentaires liés au réseau dans le cadre du raccordement d'installations de stockage d'électricité sans consommation finale sont soumis aux mêmes conditions que pour les IPE.

### **3.8.3 Gestion des installations de stockage: maintien de la tension et gestion de la charge**

- (1) L'augmentation continue de la capacité de production des installations de production décentralisées a un impact potentiellement négatif sur la qualité de l'approvisionnement. Cela représente des défis pour



le réseau de distribution en termes de maintien de la tension et de gestion de la charge. Les mesures possibles pour garantir un approvisionnement stable sont par exemple une extension/un renforcement ciblé du réseau ou la régulation des installations photovoltaïques (peak shaving).

- (2) Les installations de stockage peuvent également contribuer en fournissant des services dans l'intérêt du réseau ou du système à un gestionnaire de réseau.
- (3) Les services dans l'intérêt du réseau servent au maintien de la tension; des mesures ciblées permettent également de contrecarrer une extension potentielle du réseau. Pour compenser les variations locales de tension en contrôlant le déphasage entre la tension et le courant, les installations de stockage peuvent aussi fournir une puissance réactive. Une gestion centralisée de la puissance réactive par le GRD permet une utilisation efficace de la plage de tension autorisée et peut ainsi contribuer à stabiliser le fonctionnement du réseau. Un concept de facturation de l'énergie réactive basé sur le principe de causalité devrait être mis en œuvre afin de créer des incitations monétaires pour optimiser le réglage de la tension et l'énergie réactive en fonction du réseau.
- (4) Les services dans l'intérêt du système comprennent, par exemple, le réglage de fréquence ou la fourniture de capacité de réserve. Les installations de stockage, offrant des flexibilités, peuvent compenser les fluctuations du réseau électrique en contribuant à maintenir un équilibre entre la consommation et la production d'électricité. En fonction de la situation du réseau, l'application optimale des approches mentionnées peut varier, de sorte qu'une approche flexible et adaptée est nécessaire pour garantir efficacement la stabilité du réseau et la sécurité de l'approvisionnement. Les conditions telles que l'étendue et la rémunération de ces services doivent être réglées de manière bilatérale. Elles peuvent également être régies par des conditions techniques de raccordement, en définissant des exigences et des spécifications particulières.
- (5) Pour les installations de stockage qui ne sont pas mesurées séparément par le GRD, fournir des services de réseau dans l'intérêt du GRD est exclu. Cela peut être le cas, quand une installation de stockage est connectée au sein d'un RCP en tant que participant à une CEL, ou d'un réseau de faible envergure. Si les installations de stockage, surtout les plus grandes, ne sont pas intégrées au réseau de distribution, cela peut avoir des conséquences sur le maintien de la tension. Les conditions techniques spécifiques correspondantes en termes de régulation de la puissance réactive et de puissance d'alimentation doivent être définies ici.

### 3.9 Flexibilités

- (1) Par flexibilité, on entend la possibilité d'influencer le soutirage sur le réseau ou l'injection dans ce dernier. Cela peut se faire à l'initiative du GRD ou d'un autre acteur, directement (par le biais d'une commande) ou indirectement (par des incitations ou des restrictions d'utilisation). Le consommateur final, le producteur ou l'exploitant de stockage est alors le détenteur de la flexibilité; l'utilisation doit en principe être réglée par contrat et rétribuée. La flexibilité peut être utilisée en faveur du marché, du réseau ou du système. La question de savoir comment et si une flexibilité peut être utilisée à plusieurs fins n'est pas encore clarifiée et peut être réglée contractuellement. Le GRD dispose de deux possibilités d'utilisation exclusives: D'une part, l'«utilisation garantie», qui permet de limiter l'injection d'électricité produite et de la contrôler en cas de danger. D'autre part, l'utilisation des «flexibilités existantes», qui permet de continuer à utiliser les flexibilités déjà utilisées. D'autres réglementations sont présentées à l'annexe 9.



## 4. Calcul des coûts imputables à l'utilisation du réseau

- (1) Pour pouvoir répondre aux exigences de la LApEI et de l'OApEI, il est nécessaire de tenir une comptabilité analytique de l'entreprise.
- (2) Le présent chapitre décrit les principes du calcul des coûts servant de base au calcul des rétributions d'utilisation du réseau. Il traite de la délimitation des coûts imputables, des bases de l'affectation des coûts aux unités d'imputation et centres de coûts et de l'application de la répercussion de coûts.

### 4.1 Coûts imputables

- (1) Conformément à l'art. 7, al. 3 OApEI, les coûts de l'utilisation du réseau imputables par le GRD se composent principalement des postes suivants:
  - a. coûts de capital calculés des réseaux;
  - b. installations qui sont évaluées sur la base des prix de remplacement;
  - c. coûts d'exploitation des réseaux;
  - d. coûts des réseaux des niveaux supérieurs;
  - e. coûts des services-système;
  - e<sup>bis</sup>. coûts en rapport avec la réserve d'électricité conformément à l'ordonnance sur une réserve d'hiver du 25 janvier 2023 (OIRH);
  - e<sup>ter</sup>. coûts selon l'art. 15a LApEI;
  - g. coûts administratifs;
  - h. coûts des renforcements de réseau conformément à l'art. 15b LApEI;
  - i. coûts des raccordements au réseau et des contributions aux coûts de réseau;
  - j. autres coûts facturés individuellement;
  - k. taxes et prestations fournies à des collectivités publiques<sup>9</sup>;
  - l. impôts directs;
  - m. coûts pour les systèmes de commande et de réglage intelligents, y compris rétributions;
  - n. coûts des mesures novatrices, et
  - o. coûts de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation<sup>10</sup>.
- (2) Les autres recettes doivent être déduites de ces coûts imputables.
- (3) Des informations détaillées concernant les coûts imputables et la répartition des coûts figurent dans le document de la branche de l'AES «Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH» (SCCD – CH).

### 4.2 Principes fondamentaux de l'imputation des coûts

- (1) L'imputation des coûts à prendre en considération pour l'utilisation du réseau se fait de deux manières:
  - Imputation des coûts selon le modèle de la répercussion (répercussion des coûts)
  - Imputation des coûts selon d'autres critères

<sup>9</sup> Celles-ci ne représentent pas des coûts de réseau imputables, mais ils font toutefois partie des rémunérations pour l'utilisation du réseau.

<sup>10</sup> Selon la LApEI (version du 1.1.2026), la sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation n'a pas de base légale, mais elle continue à être gérée comme des coûts imputables dans l'art. 13c OApEI. La différence doit encore être clarifiée avec l'OFEN/l'EiCom. Le poste de coûts sera à nouveau adapté, voir supprimé dans le SCCD sur la base du feed-back de l'OFEN/l'EiCom.



- (2) Le tableau 1 définit quelles catégories de coûts sont imputées selon le modèle du report (cascade) et lesquelles sont imputées selon d'autres critères.



Groupe de coûts	Imputation des coûts selon le modèle de la répercussion	Attribution des coûts selon d'autres critères
Coûts de capitaux incorporables des réseaux (infrastructure des réseaux)	X	
Coûts d'exploitation des réseaux	X	
Coûts des réseaux de niveaux supérieurs	X	
Coûts des PSS généraux, de la réserve d'électricité et du supplément tarifaire pour les coûts solidarisés via le réseau de transport <sup>11</sup>		X
Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents	X	
Coûts des mesures innovantes (art. 15 al. 3bis let. d LApEI et art. 13b OApEI)	X	
Frais généraux administratifs et commerciaux des réseaux		X
Impôts directs		X
Taxes et prestations fournies à des collectivités publiques <sup>12</sup>		X*
Autres recettes <sup>13</sup>		X
Suppression des différences de couverture		X

\*Les coûts et les taxes qui ne peuvent pas être imputés directement le sont selon le modèle de la répercussion.

Tableau 1 Méthode d'imputation des coûts par catégorie de coûts

(3) Différentes grandeurs sont nécessaires pour une répartition adéquate dans la répercussion des coûts. L'énergie brute, l'énergie nette et la puissance nette, pondérées différemment, servent de base de calcul pour la répartition des coûts de réseau et sont définies ci-après.

- **L'énergie brute** comprend l'énergie électrique mesurée fournie aux consommateurs finaux raccordés<sup>14</sup> par niveau de réseau. L'énergie produite pour la consommation propre n'est pas prise en compte dans l'énergie brute, contrairement à l'énergie échangée au sein d'une CEL. L'énergie brute comprend les injections provenant du réseau en amont et du réseau propre, déduction faite des pertes de réseau et des éventuelles chroniques donnant droit à des déductions<sup>15</sup>.
- **L'énergie nette** reflète la quantité d'énergie effectivement prélevée physiquement au niveau de réseau amont. Il est ainsi tenu compte du fait que les quantités d'énergie provenant d'installations de production décentralisées et injectée dans les niveaux de réseau en aval n'entraînent pas de coûts supplémentaires dans la répercussion des coûts, car elles compensent partiellement l'énergie prélevée au niveau de réseau respectif. En règle générale, l'énergie nette est mesurée directement aux points d'interconnexion entre les niveaux de réseau, les chroniques donnant droit à des déductions<sup>14</sup> devant être déduites. Alternativement, l'énergie nette peut être calculée à partir de

<sup>11</sup> Comprend les coûts de renforcement du réseau selon l'art. 15b LApEI et les coûts des mesures de soutien selon l'art. 14bis LApEI.

<sup>12</sup> Celles-ci ne représentent pas des coûts de réseau imputables, mais ils font toutefois partie des rémunérations pour l'utilisation du réseau.

<sup>13</sup> Pour les recettes des prestations propres activées, l'imputation des coûts s'effectue selon le modèle de la répercussion.

<sup>14</sup> En fonction de la présente configuration de base (cf. annexe 7), l'énergie brute est utilisée aussi bien pour les consommateurs finaux directement raccordés que pour les GRD en aval raccordés à ce niveau de réseau.

<sup>15</sup> Les chroniques donnant droit à des déductions comprennent les besoins propres de l'IPE, l'énergie de pompage et l'énergie pour la charge des installations de stockage sans consommation finale.



l'énergie brute: l'énergie nette est obtenue en déduisant l'énergie brute de l'injection décentralisée et en ajoutant les pertes de réseau dans les réseaux en aval.

- La **puissance nette** se calcule à partir des puissances maximales prélevées sur les niveaux de réseau amont et déterminées simultanément sur tous les points de transition entre les niveaux de réseau (voir également chapitre 4.3.2). Elle correspond à la valeur moyenne des puissances maximales mensuelles effectives que les consommateurs finaux directement raccordés et les GRD en aval ainsi que les réseaux des niveaux de réseau inférieurs ont sollicitées du réseau du niveau de réseau supérieur.

Dans le cas de plusieurs points d'interconnexion d'un groupe (consommateurs finaux d'un niveau de réseau d'une part et le niveau de réseau en aval d'autre part), le GRD en amont est libre de déterminer la manière de traiter les éventuels refoulements lors de la détermination de la puissance maximale, en tenant compte du principe de causalité. Il s'agit par exemple de savoir si le prélèvement est compensé ou non par le retour (cf. annexe 8).

- (4) La base de données utilisée pour déterminer l'énergie nette et la puissance nette doit être cohérente, par exemple en utilisant la même chronique.
- (5) Afin d'attribuer les coûts de manière appropriée selon d'autres critères par groupe de clients, les coûts peuvent être imputés aux consommateurs finaux et aux GRD d'un niveau de réseau de manière directe ou selon une clé de répartition des coûts. La clé de répartition des coûts peut par exemple être le nombre de points de mesure, le nombre de clients, l'énergie brute ou nette, la puissance ou une combinaison pondérée de plusieurs des paramètres mentionnés.

#### 4.2.1 Imputation des coûts selon le modèle de la répercussion (répercussion des coûts)

- (1) Dans le cadre du modèle du report, les coûts à répartir par niveau de réseau sont imputés – sur la base des quantités d'énergie brute ou nette et des valeurs de puissance nettes – aux consommateurs finaux et aux GRD en aval directement raccordés au niveau de réseau concerné, ainsi qu'aux consommateurs des niveaux de réseau en aval.
- (2) Les coûts d'un niveau de réseau à répercuter sont rassemblés sur un centre de coûts (auxiliaire) ( $CC_n$ ). Ils résultent de l'addition des coûts à répercuter de ce niveau de réseau (coûts à répercuter du niveau de réseau  $n$ ) et des coûts répercutés du niveau de réseau en amont de la propre entreprise ou de ceux facturés par le GRD en amont (coûts à répercuter du niveau de réseau  $n-1$ ). Sur le même centre, on inscrit également des coûts répercutés par le niveau de réseau en amont (partie venant de  $CC_{n-1}$ ).
- (3) Pour la répercussion des coûts, les coûts du centre de coûts du niveau de réseau  $n$  ( $CC_n$ ) sont imputés conformément à la formule de répercussion préalablement définie d'une part sur l'unité d'imputation «consommateurs finaux du niveau de réseau  $n$  ( $CF_n$ )» (peut comprendre les consommateurs finaux directement raccordés et les GRD en aval directement raccordés<sup>14</sup>), et d'autre part sur le «centre de coûts du niveau de réseau  $n+1$  ( $CC_{n+1}$ )». La figure 14 illustre la procédure par l'exemple du niveau de réseau  $n$ . La procédure à suivre si plusieurs GRD sont impliqués est traitée au chapitre 5.



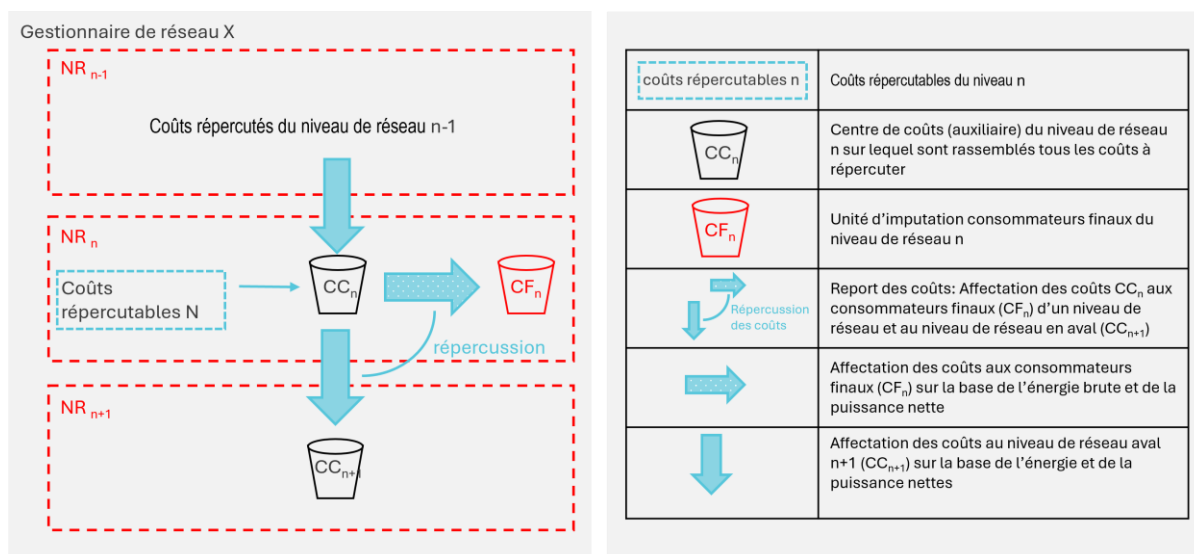


Figure 14 Répercussion des coûts à l'exemple du niveau de réseau n

- (4) Le report des coûts est effectué successivement depuis les niveaux propres de réseau le plus en amont (p. ex. au niveau de réseau 3) jusqu'au niveau propre le plus en aval (p. ex. au niveau de réseau 7).
- (5) Conformément à l'OApEI, la répartition des coûts est la suivante:
  - à 10 % de l'énergie électrique soutirée sur le réseau concerné au cours d'une année tarifaire. Dans ce contexte, c'est l'énergie brute qui est déterminante pour l'imputation des coûts au même niveau de réseau, ou l'énergie nette pour l'imputation des coûts pour les niveaux de réseau en aval (cf. (6)).
  - 90 % de la moyenne des puissances maximales mensuelles effectives d'une année tarifaire que les consommateurs finaux et les GRD directement raccordés ainsi que les réseaux du niveau de réseau inférieur sollicitent du réseau du niveau de réseau supérieur (puissance nette).
- (6) Pour le calcul du bloc de coûts imputé aux niveaux de réseau inférieurs, il convient d'appliquer l'énergie nette conformément au principe du net, c'est-à-dire de compenser les éventuelles quantités d'injection décentralisées par la quantité soutirée, de sorte que seules les quantités effectivement prélevées physiquement au niveau de réseau amont soient prises en compte.
- (7) Pour le calcul des blocs de coûts attribués par niveau de réseau aux consommateurs finaux directement raccordés<sup>14</sup> ( $CF_n$ ), il convient d'appliquer l'énergie brute.
- (8) Pour effectuer la répercussion des coûts, les valeurs du processus d'échange de données de mesure SDAT sont utilisées.

#### 4.2.2 Imputation des coûts selon d'autres critères (coûts directement imputables)

- (1) En plus des coûts imputés selon le modèle de la répercussion, il existe des coûts qui sont attribués sur la base d'autres critères. Il s'agit de coûts imputés aux consommateurs finaux et aux GRD d'un niveau

de réseau de manière directe ou selon une clé de répartition des coûts. L'imputation directe dans le cas de plusieurs GRD concernés est traitée au chapitre 5.3.

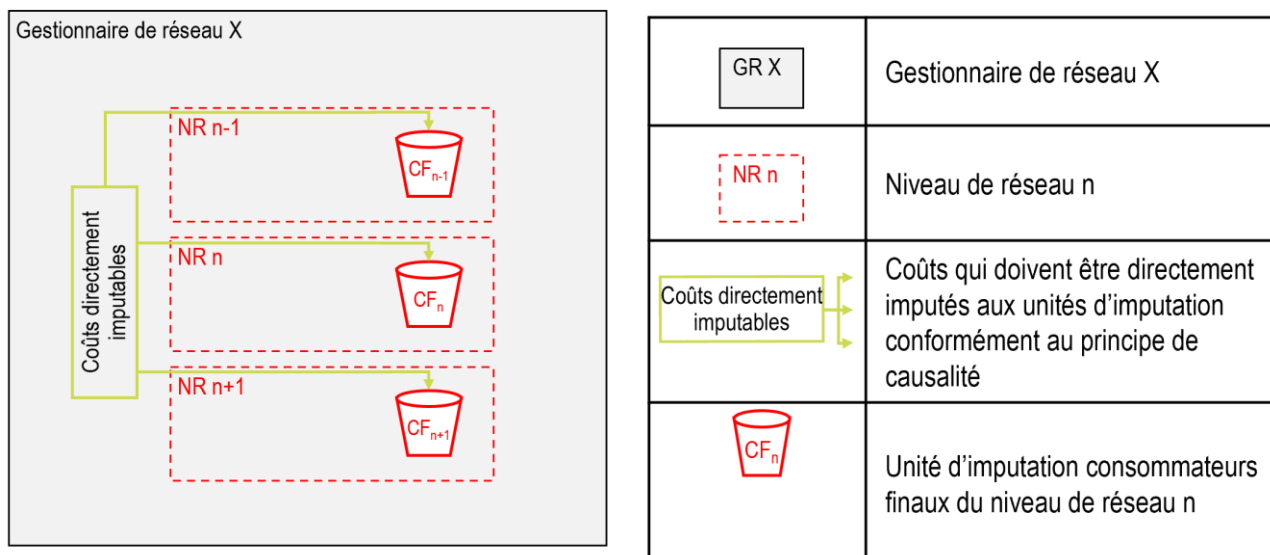


Figure 15 Imputation des coûts directement imputables aux unités d'imputation

- (2) Les critères de facturation des coûts tenant compte de la causalité doivent être fixés par écrit, avec des clés de répartition vérifiables et propres aux entreprises. Le «Schéma de calcul des coûts» (SCCD – CH) de l'AES donne des exemples de clés de répartition pour les différentes catégories de coûts.
- (3) La facturation des PSS générales du réseau de transport, de la réserve d'électricité ainsi que du supplément tarifaire pour les coûts solidarisés via le réseau de transport est effectuée directement par la Société nationale du réseau de transport aux GRD sur la base des valeurs énergétiques brutes déclarées par ces derniers, ou de l'énergie électrique propre autodéclarée à Swissgrid. Les GRD imputent directement ces coûts aux unités d'imputation «consommateurs finaux du niveau de réseau n».

### 4.3 Mise en œuvre de la répercussion de coûts

#### 4.3.1 Calcul des coûts répercutés

- (1) Les formules suivantes doivent être utilisées pour les blocs de coûts à attribuer pour chaque niveau de réseau aux consommateurs finaux du niveau de réseau donné et aux niveaux de réseau en aval:
  - Bloc de coûts à supporter au niveau de réseau  $n$  par les consommateurs finaux ( $CF_n$ ) directement raccordés à ce niveau de réseau:

$$KB_{n \rightarrow CF} = (K_n + KB_{n-1 \rightarrow n}) \cdot \left[ 0,1 \cdot \frac{BrutE_n}{NetE_{n+1} + brutE_n} + 0,9 \cdot \frac{NetP_n}{NetP_{n+1} + netP_n} \right]$$

- Bloc de coûts répercuté par le niveau de réseau  $n$  au niveau de réseau NR  $n + 1$  en aval:

$$KB_{n \rightarrow n+1} = (K_n + KB_{n-1 \rightarrow n}) \cdot \left[ 0,1 \cdot \frac{NetE_{n+1}}{NetE_{n+1} + brutE_n} + 0,9 \cdot \frac{NetP_{n+1}}{NetP_{n+1} + netP_n} \right]$$





- (2) En fonction de la configuration de base<sup>14</sup> (cf. annexe 7), le bloc de coûts  $KB_n \text{ à } CF$ , attribué au niveau de réseau  $n$  aux consommateurs finaux raccordés et au GRD en aval raccordés à ce niveau de réseau, est soumis à une nouvelle étape de répercussion des coûts conformément aux paramètres de répercussion correspondants.

(3) Description des variables utilisées

$n$	Niveau de réseau $n$ , où $n = 3, 4, 5, 6, 7$
$CF$	consommateurs finaux directement raccordés
$K_n$	Coûts récupérables du niveau de réseau $n$
$KB_{n-1 \text{ à } n}$	Bloc de coûts répercuté par le niveau de réseau amont $n - 1$ sur le niveau de réseau $n$
$KB_n \text{ à } CF$	Bloc de coûts à supporter par CF au niveau de réseau $n$
$KB_n \text{ à } n+1$	Bloc de coûts répercuté par le niveau de réseau $n$ sur le niveau de réseau $n + 1$ en aval
$NetE_{n+1}$	Énergie nette sur une année, transférée du niveau de réseau $n$ au niveau de réseau en aval $n + 1$
$BrutE_n$	Énergie brute sur une année fournie par le niveau de réseau $n$ à des CF du niveau de réseau $n$
$NetP_n$	Puissance nette annuelle transmise par le niveau de réseau $n$ à des CF au niveau du réseau $n$
$NetP_{n+1}$	Puissance nette annuelle transmise par le niveau de réseau $n$ au niveau de réseau en aval $n + 1$

#### 4.3.2 Détermination des valeurs de puissance pour la répercussion des coûts

- (1) Le report des coûts est basé sur la puissance nette soutirée de l'année précédente (calcul rétrospectif avec des valeurs réelles). Pour la détermination de la puissance nette, il existe trois variantes de conception connues qui se distinguent par la prise en compte de la réinjection d'énergie dans le réseau (voir Annexe 8). Les valeurs de puissance destinées à la détermination des blocs de coûts à imputer peuvent, dans le cadre du calcul des tarifs, tenir compte des adaptations prévisibles (valeurs prévisionnelles). Dans la répercussion de coûts, il ne faut pas tenir compte de la puissance soutirée par les pompes des centrales de pompage-turbinage, ni des besoins propres des IPE et des installations de stockage d'électricité sans consommation finale.
- (2) En règle générale, la procédure en cas de charge de pointe est appliquée conformément à l'art. 17 OApEI. Ce procédé permet de calculer les maxima de puissance par groupe. On obtient alors la puissance de chaque groupe au moment de la charge maximale de l'ensemble du groupe. Les charges maximales individuelles de chaque groupe peuvent être enregistrées à des moments différents et ne doivent pas nécessairement se produire en même temps que la pointe de charge cumulée (voir exemple ci-dessous pour deux groupes avec des courbes de charge fictives à la figure 16).



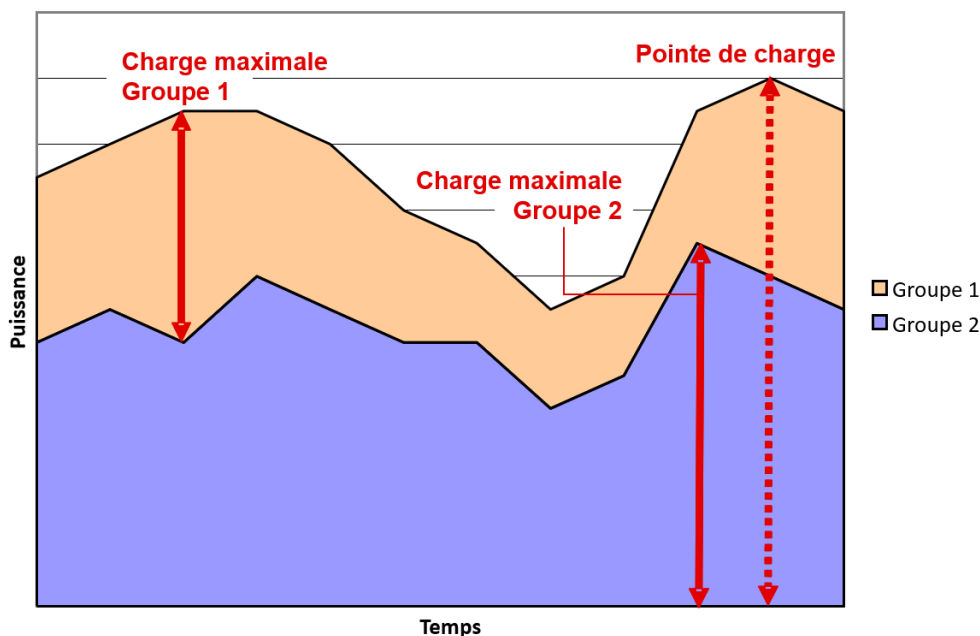


Figure 16 Méthode de la puissance maximale – courbe de charge fictive de deux groupes

- (3) Dans la formule de répercussion, la valeur de puissance se présente en tant que moyenne des douze valeurs maximales mensuelles. Les valeurs maximales mensuelles sont basées sur la puissance maximale de tous les consommateurs finaux  $j$  (consommateurs finaux raccordés et GRD raccordés en aval) d'un niveau de réseau ainsi que sur la puissance maximale de tous les réseaux en aval. La puissance maximale est basée sur des mesures simultanées à intervalle d'un quart d'heure. En conséquence, les variables déjà introduites concernant la performance nette peuvent être développées:

$$NetP_n = \sum_j NetP_{n,j} = \sum_j \sum_{m=1}^{12} \frac{Pmax_{n,j,m}}{12}$$

où

$$\sum_{m=1}^{12} \frac{Pmax_{n,j,m}}{12} = \frac{Pmax_{n,j,jan} + Pmax_{n,j,fév} + \dots + Pmax_{n,j,déc}}{12}$$

- (4) Pour la puissance nette  $NetP_n$ , le maximum mensuel moyen de la chronique du consommateur final est additionné au maximum mensuel moyen de la chronique du GRD en aval.
- (5) Pour la puissance nette  $NetP_{n+1}$ , on additionne les valeurs maximales mensuelles moyennes des chroniques du niveau NE  $n$  supérieur au niveau inférieur du réseau ou du réseau partiel  $n + 1$  (voir également annexe 8). En règle générale, ces chroniques sont mesurées directement aux points d'interconnexion entre les niveaux de réseau. Si un GRD ne dispose pas de mesures de puissance

entre niveaux de réseau au sein de son entreprise, les valeurs de puissance requises pour chaque groupe doivent être déterminées par le GRD correspondant selon des critères d'ingénierie et d'exploitation économique. Ces critères doivent être fixés d'un commun accord entre les GRD concernés. Des mesures sont prescrites entre les différents GRD.

#### **4.3.3 Détermination des valeurs d'énergie pour le report des coûts**

- (1) Des adaptations prévisibles (valeurs prévisionnelles) peuvent être incluses dans le cadre du calcul des tarifs pour la répercussion des coûts et les valeurs d'énergie prévisionnelles destinées à la détermination des blocs de coûts à imputer. Le calcul rétrospectif est effectué avec des valeurs réelles. Les quantités d'énergie sont alors réduites en fonction des chroniques pouvant faire l'objet d'une déduction.
- (2) Selon la configuration de base (cf. annexe 7), les GRD en aval directement raccordés sont traités comme des consommateurs finaux directement raccordés ( $CF_n$ ). Pour déterminer l'énergie brute, on peut donc utiliser l'énergie électrique mesurée fournie aux consommateurs finaux et, en fonction de la configuration de base choisie, la quantité d'énergie brute communiquée par les GRD en aval directement raccordés.
- (3) Pour déterminer l'énergie nette, les quantités d'électricité injectées dans le réseau en aval sont également prises en compte, c.-à-d. que seule la quantité fournie au réseau en aval via le point d'interconnexion du réseau est imputée au réseau en aval (cf. aussi le chapitre 4.2 (2)). L'énergie nette est mesurable à un point d'interconnexion du réseau entre deux GRD. Selon la configuration de base, l'énergie nette est également appliquée pour les GRD en aval.

## **5. Procédures entre GRD**

- (1) À l'intérieur de la comptabilité analytique de chaque GRD s'appliquent les principes fondamentaux relatifs au report ou à l'imputation directe des coûts développés aux chapitres 4.2.1 et 4.2.2. Entre les GRD, les coûts sont facturés sous forme de tarifs. Les coûts facturés via les tarifs des GRD en amont entrent, en tant que catégorie de coûts «coûts des réseaux en amont», dans le calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau à facturer aux réseaux en aval.
- (2) Les présents chapitres traitent des principes à respecter lors de la facturation des coûts entre les GRD. Le chapitre 5.1 explique dans un premier temps le déroulement organisationnel. Le chapitre 5.2 donne des points de repère pour la détermination des valeurs d'énergie et de puissance servant de base à la facturation entre les GRD. Le déroulement de la facturation entre GRD est l'objet du chapitre 5.3. Le sujet des structures de tarif dans la facturation entre les GRD est abordé au chapitre 5.4.

### **5.1 Aspects organisationnels de l'utilisation du réseau**

- (1) Les GRD publient les tarifs pour les consommateurs finaux au plus tard le 31 août de l'année précédant la validité.
- (2) Afin que les GRD puissent déterminer et communiquer leurs tarifs d'utilisation du réseau au travers de tous les niveaux de réseau jusqu'à cette date, l'information est transmise en cascade, du niveau de réseau 1 au niveau de réseau 7. Les délais suivants sont à respecter pour la communication aux GRD en aval:



– annonce du WACC pour l'année tarifaire à venir par le DETEC (OFEN)	28 février <sup>16</sup>
– réseau de transport	31 mars
– niveaux de réseau 2 et 3	30 avril
– niveaux de réseau 4 et 5	31 mai
– niveaux de réseau 6 et 7	30 juin

- (3) Si, à titre exceptionnel, les délais cités ne peuvent pas être respectés, le GRD concerné doit informer à temps ses GRD en aval du retard et des raisons qui l'expliquent. Les valeurs de l'année précédente peuvent être utilisées, en concertation avec le GRD en amont.

## 5.2 Valeurs d'énergie et de puissance pour la facturation entre GRD

- (1) La facturation des coûts de réseau aux GRD en aval se fait sous la forme de tarifs basés sur les coûts. Les coûts peuvent être répartis de manière appropriée entre composantes tarifaires, par exemple les tarifs de base, les tarifs de travail et les tarifs de puissance.

### 5.2.1 Valeurs énergétiques

- (1) La facturation des valeurs énergétiques (tarif de travail) peut être effectuée sur la base des valeurs énergétiques brutes ou nettes. Pour pouvoir effectuer une facturation sur la base des valeurs d'énergie brute effective, il est nécessaire que les valeurs d'énergie nécessaire à cette opération soient communiquées au gestionnaire en amont avec la périodicité requise (par exemple mensuellement). Il est possible de facturer des coûts de réseau aux GRD en aval sur la base de valeurs de substitution lorsque les données des valeurs d'énergie brute effective ne sont pas disponibles en temps voulu. Une facturation basée sur les valeurs énergétiques nettes est effectuée sur la base des valeurs mesurées aux points d'interconnexion correspondants.

### 5.2.2 Valeurs de puissance

- (1) Ce paragraphe explique les principes fondamentaux qui régissent la détermination des valeurs de puissance pour la facturation dans différentes configurations de réseau. Le document de la branche de l'AES «Metering Code Suisse» (MC – CH) contient des informations plus détaillées.
- (2) Il est possible de facturer des coûts de réseau aux GRD en aval sur la base de valeurs de substitution lorsque les valeurs de la puissance effectivement délivrée ne sont pas disponibles en temps voulu.
- (3) La valeur de puissance pertinente pour le décompte d'un GRD en aval correspond à la puissance maximale dans le sens du soutirage, déduction faite des chroniques pouvant être déduites, dans la mesure où elles sont annoncées. Le processus exact est décrit dans le document de la branche de l'AES «Échange de données standardisé pour le marché du courant électrique suisse» (SDAT – CH) dans la partie «Processus d'échange de données de mesure».

#### 5.2.2.1 Raccordement à un seul gestionnaire de réseau en amont

- (1) La mesure de la puissance doit remplir les exigences suivantes dans le cas des gestionnaires de réseaux ayant plusieurs points de fourniture avec un réseau d'un même gestionnaire amont:

<sup>16</sup> Conformément à l'art. 13, al. 3ter OApEI, le DETEC publie le WACC pour l'année suivante avant fin mars. L'AES s'oppose fermement à une communication ultérieure en raison de l'absence de congruence avec l'ordre en cascade pour la transmission des informations nécessaires aux GRD.



### **Points d'interconnexion situés au même niveau de réseau**

- (2) Une mesure simultanée peut être exigée si un seul GRD est désigné comme co-contractant et interlocuteur pour tous les points de fourniture pour l'utilisation du réseau et les aspects relatifs à l'exploitation, conformément à la LApEI. Le réseau aval doit constituer une «unité de réseau indépendante».
- (3) Une «unité de réseau indépendante» implique l'existence d'un territoire régional d'un seul tenant desservi par un GRD. Pour les mêmes caractéristiques de soutirage, les tarifs d'utilisation du réseau facturés aux utilisateurs de réseau (consommateurs finaux) d'une unité de réseau doivent être identiques.

### **Points d'interconnexion situés à différents niveaux de réseau**

- (4) Si les points de fourniture à partir du GRD amont sont situés à différents niveaux de réseau, une mesure simultanée aux points de fourniture ne peut pas être exigée.

#### **5.2.2.2 Lignes de réserve**

- (1) Une mesure simultanée doit être prévue pour les lignes de réserve lorsque celles-ci sont raccordées au même réseau amont que la ligne principale. Si le point de fourniture de la ligne de réserve se trouve sur un réseau tiers, une mesure simultanée ne peut pas être exigée.

#### **5.2.2.3 Raccordement à plusieurs gestionnaires de réseau en amont**

- (1) Lorsqu'un GRD est raccordé directement à plusieurs réseaux en amont, un risque de double charge des consommateurs finaux existe. Les GRD concernés doivent assurer par des dispositions adéquates qu'aucune double charge des consommateurs finaux ne résulte de cette situation, qui est due uniquement à la diversité des appartenances des réseaux et ne repose pas sur des coûts effectivement plus élevés (voir annexe 7).

### **5.3 Facturation entre GRD**

- (1) Les chapitres suivants fournissent des approches de solution pour la facturation et la fixation de tarifs entre GRD.

#### **5.3.1 Procédure lorsque tous les réseaux en aval appartiennent exclusivement à des tiers**

- (1) Le GRD en amont rassemble les coûts reportés et directement imputés dans l'unité d'imputation «GRD en aval du niveau de réseau n»<sup>17</sup>. Il fixe les tarifs appliqués aux GRD en aval sur la base de cette unité d'imputation. Le GRD applique des tarifs identiques aux GRD structurellement comparables d'un même niveau de réseau (cf. figure 17).

<sup>17</sup> Les coûts des PSS générales du GRT, les coûts de la réserve d'électricité et les coûts solidarisés sont directement facturés à chaque GRD. Ils sont exclusivement affectés aux consommateurs finaux (unité d'imputation).



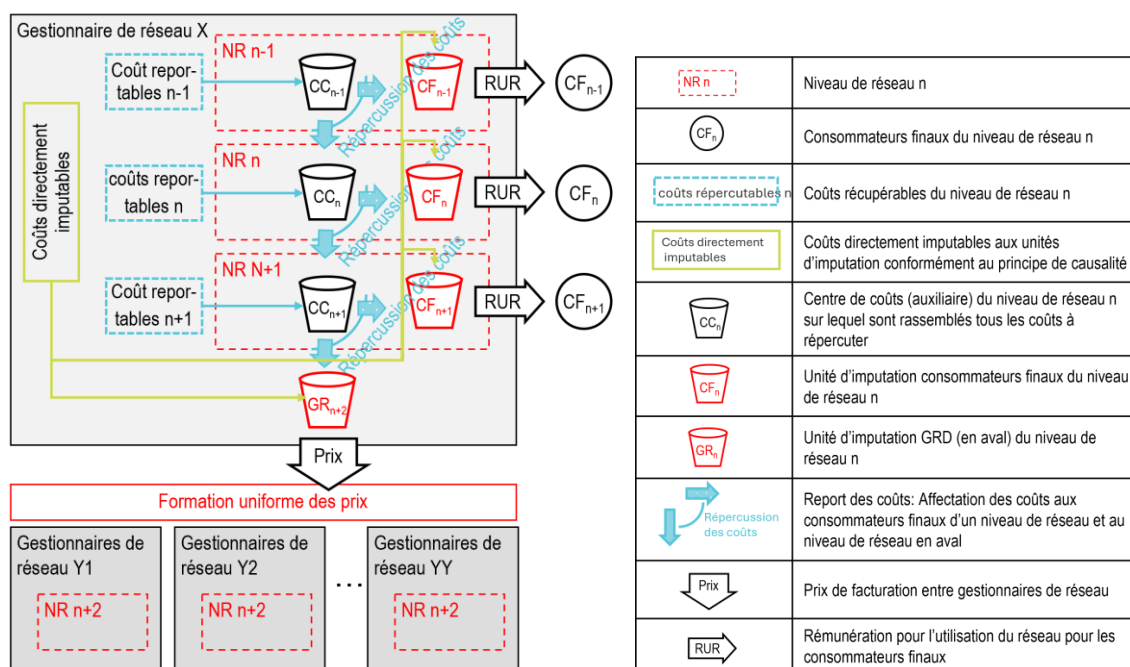


Figure 17 Facturation entre GRD lorsque tous les réseaux en aval appartiennent à des tiers

### 5.3.2 Procédure lorsque les réseaux en aval appartiennent en partie en propre et en partie à des tiers

- (1) Lorsqu'au niveau de réseau en aval se trouvent des réseaux propres et des réseaux appartenant à des gestionnaires tiers, il faut choisir une solution non discriminatoire garantissant un traitement équitable. Les deux variantes qui suivent montrent des possibilités d'un traitement non discriminatoire des GRD en aval. Lorsqu'il y a un problème de «pancaking», on peut appliquer d'autres variantes selon l'annexe 7.

#### Variante 1: Répartition des coûts selon la formule de répercussion

- (2) Dans la première variante, la non-discrimination entre les gestionnaires propres et tiers est garantie en divisant l'unité d'imputation «réseaux en aval» (dans la [Figure 18](#) désignée par le sigle NB<sub>n</sub>N<sub>n+2</sub>) en deux unités d'imputation, à savoir «réseaux en aval propres» et «réseaux en aval tiers» par l'application analogique de la formule de répercussion (cf. chapitre 4.3.1). Les coûts directement imputables<sup>18</sup> ne sont pas concernés par cette démarche, puisqu'ils sont directement imputés aux consommateurs finaux propres et à l'unité d'imputation «réseaux en aval tiers».

<sup>18</sup> Les coûts des PSS générales du GRT, les coûts de la réserve d'électricité et les coûts solidarisés sont directement facturés à chaque GRD (cf. annexe 7 «Réseaux raccordés en série ou maillés»). Ils sont exclusivement imputés aux consommateurs finaux (unité d'imputation).

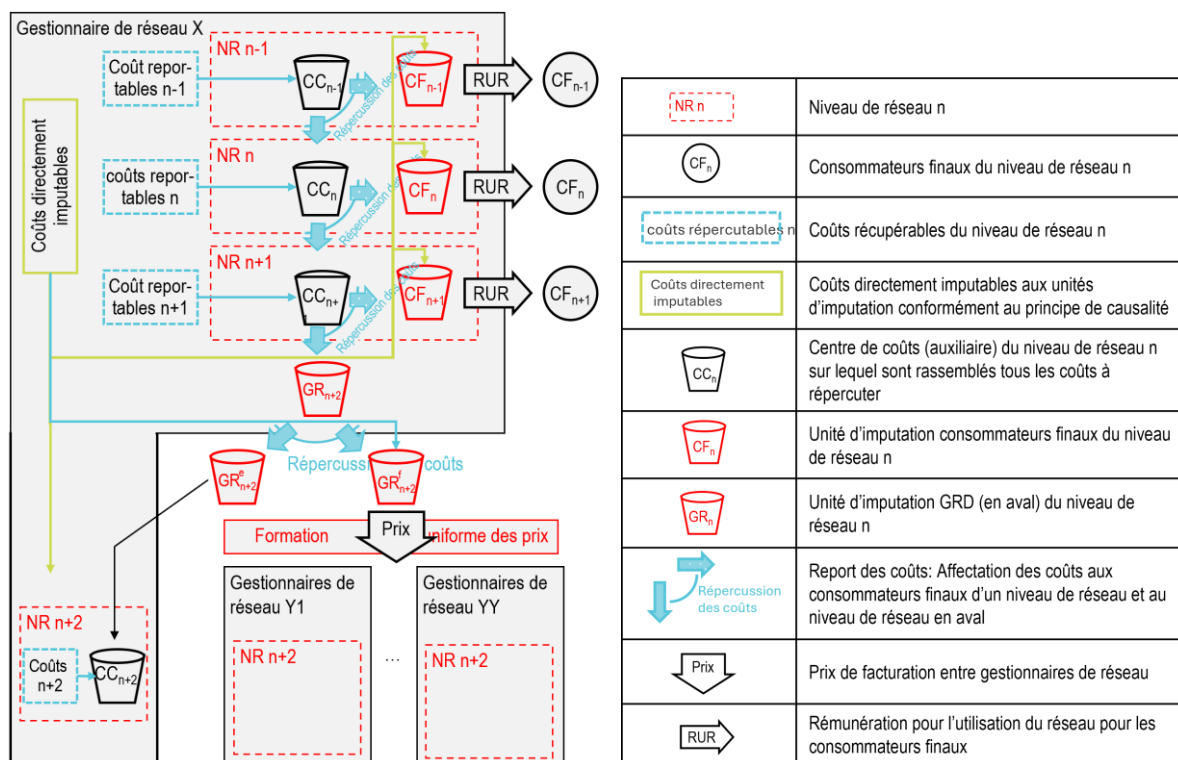


Figure 18 Facturation entre GRD lorsque les réseaux en aval appartiennent en partie en propre et en partie à des tiers (variante 1: formule de répercussion)

- (3) L'unité d'imputation «réseaux en aval propres» peut continuer à servir au report interne des coûts de l'entreprise. L'unité d'imputation «réseaux en aval tiers» sert de base à la détermination des tarifs appliqués aux réseaux en aval tiers.

#### Variante 2: Répartition des coûts sur la base du tarif de facturation

- (4) Dans la deuxième variante, le gestionnaire du réseau en amont traite son propre réseau en aval comme les autres réseaux en aval appartenant à des tiers et y applique pour sa facturation interne le même tarif que celui qu'il facture aux gestionnaires tiers (cf. figure 19).

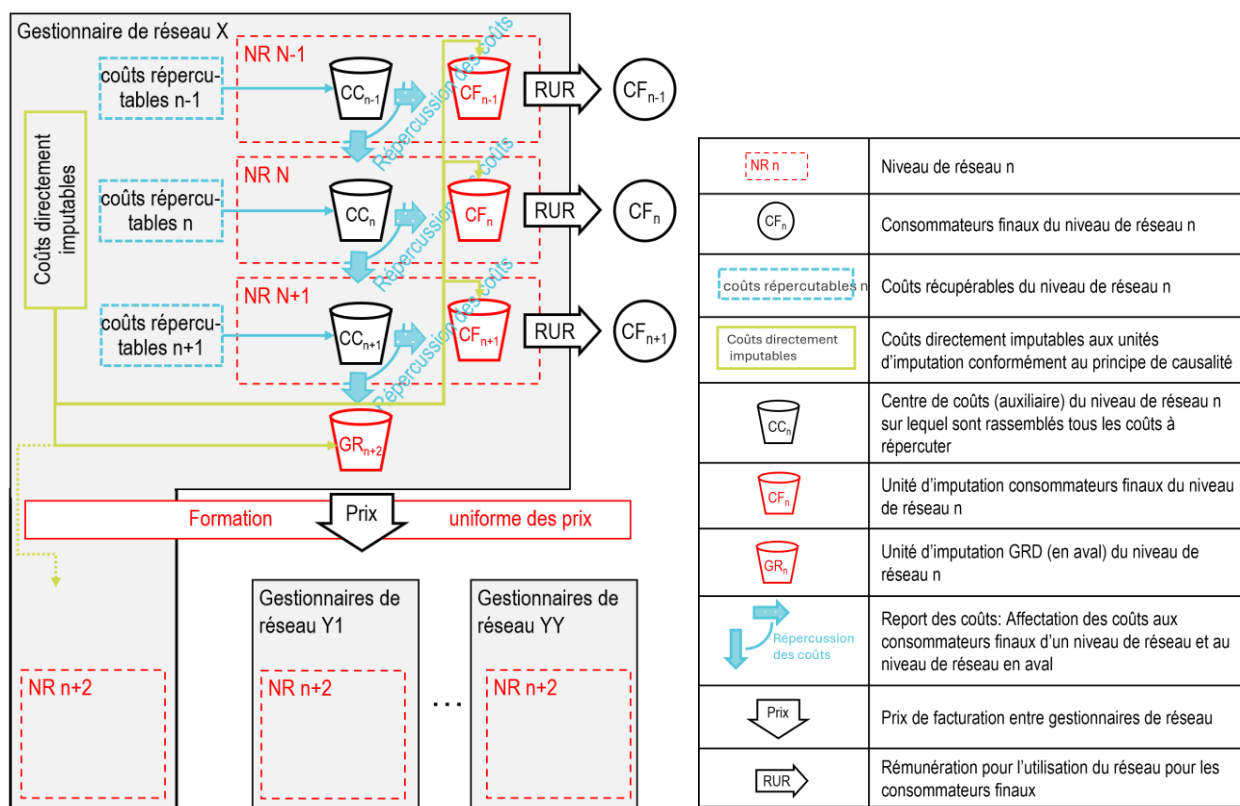


Figure 19 Facturation entre GRD lorsque les réseaux en aval appartiennent en partie en propre et en partie à des tiers

#### 5.4 Structures de tarifs appliqués aux réseaux en aval

- (1) Les GRD sont libres quant à la formation des tarifs appliqués aux gestionnaires de réseaux en aval, dans la mesure où ces tarifs sont uniformes, non discriminatoires et basés sur les coûts. Les réseaux propres et ceux de tiers doivent être traités de la même manière. Les tarifs facturés entre les GRD demeurent en règle générale valables pour un an au moins.
- (2) Le modèle renonce à prescrire la pondération des éléments tarifaires afin de donner aux GRD la possibilité d'inciter, par la conception des tarifs, à une utilisation équilibrée du réseau. Il doit être possible, par exemple, de distinguer entre des modèles à haut et bas tarifs. Par ailleurs, une structure de tarif adaptée permet d'éviter la construction de réseaux parallèles ou de résoudre des problèmes de «pancaking».
- (3) **Remarque:** la répartition entre 90 % de puissance nette et 10 % d'énergie brute s'applique seulement dans le cadre de la réperçusion des coûts pour répartir les coûts qui ne sont pas directement imputables sur les consommateurs finaux et les GRD en aval. Le GRD n'est pas obligé d'utiliser ces pourcentages pour pondérer les composantes de puissance et de travail dans la fixation des tarifs. En outre, la composante de travail peut être facturée soit sur la base de l'énergie brute, soit sur la base de l'énergie nette.

#### 5.5 Réglementations pour les réseaux pris à bail et les zones de desserte physiquement séparées

- (1) Si un GRD met à bail une zone de desserte et que cette zone de desserte est raccordée au même réseau en amont que la zone de desserte attribuée, le preneur à bail a droit à ce que les deux sous-



réseaux soient traités comme un seul réseau pour ce qui est du décompte des tarifs d'utilisation du réseau et de la répercussion de l'exploitant du réseau en amont. Cela signifie que les puissances concernées doivent être considérées ensemble pour la facturation des rémunérations pour l'utilisation du réseau et pour le calcul de la puissance de répercussion.

- (2) Le droit à une considération additionnée des valeurs de puissance n'existe pas lorsqu'un GRD prend en charge la gestion de l'exploitation pour un autre GRD à titre de prestataire de services.
- (3) Si une zone de desserte d'un GRD n'est pas physiquement rattachée d'une seule pièce, mais séparée, les coûts des zones partielles doivent, selon l'EiCom, être pris en compte de manière additionnelle pour le calcul des tarifs d'utilisation du réseau, et il faut appliquer les mêmes tarifs d'utilisation du réseau dans chaque zone partielle.

## **6. Calcul des coûts imputables pour le système de mesure**

- (1) Le présent chapitre décrit les principes du calcul des coûts servant de base au calcul de la rémunération pour la mesure. Il traite de la délimitation des coûts de mesure imputables, des bases de l'affectation des coûts aux unités d'imputation et centres de coûts.

### **6.1 Coûts de mesure imputables**

- (1) Les coûts imputables aux GRD pour la mesure comprennent notamment les coûts des étapes du processus pour la mise à disposition des données de mesure conformément au document de la branche de l'AES «Metering Code» (MC – CH). Conformément à l'art. 7 de l'OApEI, ils se composent des postes suivants:
  - f. coûts pour les systèmes de mesure et d'information, notamment les frais d'exploitation et les frais de capital calculés des installations nécessaires à la mesure ainsi que le nombre de points de mesure;
  - f<sup>bis</sup>. les coûts des systèmes de mesure intelligents, notamment les coûts d'exploitation et les coûts de capital calculés ainsi que le nombre de points de mesure;
  - f<sup>ter</sup>. coûts d'utilisation de la plateforme centrale de données selon les art. 17g-17i LApEI.
- (2) Les coûts d'exploitation pour les services directement liés aux systèmes de mesure comprennent notamment
  - des coûts d'exploitation et d'entretien des instruments de mesure;
  - des coûts de saisie, de traitement et de transmission des données de mesure;
  - les coûts liés à l'utilisation de la plateforme de données, conformément à l'art. 17i, al. 3 LApEI;
  - des coûts administratifs attribuables aux systèmes de mesure.
- (3) Les coûts du capital<sup>19</sup> comprennent notamment
  - les amortissements théoriques annuels;
  - les intérêts théoriques annuels sur les valeurs résiduelles d'acquisition ou de fabrication (valeurs résiduelles) des installations nécessaires au système de mesure;

<sup>19</sup> Les frais d'installation pour le montage des instruments de mesure sont considérés comme des coûts de capital conformément à l'art. 8a<sup>bis</sup> OApEI.



- les intérêts théoriques annuels pour le fonds de roulement net nécessaire au système de mesure.
- (4) Selon l'art. 8<sup>ter</sup> OApEI, les frais de capital et d'exploitation liés à la garantie du droit de consultation et de téléchargement des données de mesure sont considérés comme des coûts de mesure imputables.
  - (5) Les autres recettes doivent être déduites des coûts imputables.
  - (6) Des informations détaillées concernant les coûts imputables et la répartition des coûts figurent dans le document de la branche de l'AES «Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH» (SCCD – CH).

## 6.2 Principes fondamentaux de l'imputation des coûts

- (1) L'attribution des coûts imputables pour le système de mesure se fait directement aux utilisateurs de réseau par niveau de réseau ou par le biais de clés de répartition des coûts.

Groupe de coûts	Imputation des coûts selon le modèle de la répercussion	Imputation des coûts selon d'autres critères
Coûts des systèmes de mesure intelligents		X
Coûts des systèmes de mesure et d'information restants;		X
Coûts d'utilisation de la plateforme de données selon l'art. 17i, al. 3 LApEI		X
Suppression des différences de couverture		X

Tableau 2 Méthode d'imputation des coûts par catégorie de coûts

- (2) Les critères de facturation des coûts tenant compte de la causalité doivent être fixés par écrit, avec des clés de répartition vérifiables et propres aux entreprises. Le «Schéma de calcul des coûts» de l'AES (SCCD – CH) donne des exemples de clés de répartition pour les différentes catégories de coûts.

## 7. Tarification et facturation

- (1) L'annexe 11 montre comment les différents éléments de tarification doivent être facturés.

### 7.1 Tarifs d'utilisation du réseau

#### 7.1.1 Principes de la tarification du réseau

- (1) Les GRD sont responsables de la fixation des tarifs d'utilisation du réseau.
- (2) Les tarifs d'utilisation du réseau doivent être définis dans le cadre des prescriptions légales. Les rémunérations pour l'utilisation du réseau doivent être acquittées par les consommateurs finaux pour chaque point de soutirage. Les tarifs d'utilisation du réseau doivent présenter une structure compréhensible, refléter les coûts engendrés par les consommateurs finaux (principe de causalité) et être indépendants de la distance entre le point d'injection et le point de soutirage. De plus, ils doivent prendre en compte les objectifs d'efficacité de l'infrastructure de réseau et de l'utilisation de l'électricité



et prévoir des incitations pour une exploitation stable et sûre du réseau. Il faut également tenir compte des principes et des prescriptions du Schéma de calcul des coûts pour les GRD en Suisse (SCCD) lors de la fixation de l'attribution des coûts.

- (3) Les GRD possédant des zones de desserte distinctes et géographiquement séparées doivent, selon les déclarations de l'EiCom, considérer l'ensemble de leur zone d'approvisionnement désignée par le(s) canton(s) en tant que zone de desserte/réseau unique au sens de la LApEI<sup>20</sup>. La solidarité des prix s'applique alors sur l'ensemble du réseau du GRD. Des tarifs uniformes doivent être calculés en conséquence.
- (4) Lors de la définition des tarifs d'utilisation du réseau, le GRD doit garantir l'égalité de traitement de ses consommateurs finaux et GRD raccordés. Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux présentant des caractéristiques de consommation similaires forment un groupe de clients avec une offre uniforme de tarifs d'utilisation du réseau. Les GRD doivent définir un tarif standard pour chaque groupe de clients et le désigner comme tel. Une différenciation des consommateurs finaux en groupes de clients est possible, voire nécessaire pour garantir l'imputation des coûts conformément au principe de causalité. La différenciation est basée sur les niveaux de réseau, l'utilisation du bien immobilier (utilisé toute l'année ou non), le profil de soutirage du consommateur ainsi que sur le type d'instrument de mesure installé chez le consommateur final. De plus, il est également possible d'interrompre la fourniture à des dispositifs de consommation par le GRD.
- (5) Pour déterminer si un bien immobilier est utilisé toute l'année ou non, il convient de se référer à la décision de la Commission fédérale de l'électricité EiCom du 19.09.2023 concernant le tarif d'utilisation du réseau pour les biens immobiliers qui ne sont pas utilisés toute l'année (art. 18, al. 2 OApEI). Tout bien immobilier utilisé plus de 250 jours par an est considéré comme utilisé toute l'année.
- (6) Les coûts facturés individuellement par les GRD ne doivent pas être pris en compte lors de la fixation des tarifs d'utilisation du réseau.
- (7) La somme des recettes provenant de la rémunération pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser les coûts imputables. Les différences entre les recettes réalisées et les coûts imputables doivent être inscrites comme des différences de couverture. Les excédents et les déficits de couverture réalisés dans le passé doivent être compensés dans les trois années tarifaires suivantes. En cas de déficit, il est également possible de renoncer à une compensation ou à un intérêt. Dans des cas justifiés, l'EiCom peut prolonger la période de compensation d'une différence de couverture.

#### **7.1.2 Prescriptions pour la détermination des tarifs d'utilisation du réseau pour les consommateurs finaux dans les réseaux de distribution**

- (1) Le tableau ci-dessous présente les exigences minimales des prescriptions pour la détermination des tarifs d'utilisation du réseau pour les consommateurs finaux:

---

<sup>20</sup> Voir le communiqué de l'EiCom «Tarifs des zones de desserte morcelées d'un même GRD» (novembre 2015)



		Niveau de réseau 7		Niveau de réseau 5 (ou 3)
		Utilisation du bien-fond		Utilisation du bien-fond
		utilisation annuelle	utilisation non annuelle	utilisation annuelle et non annuelle
Consommation annuelle (profil de soutirage)	> 50 MWh	<b>Tarif standard</b> Liberté tarifaire – pas d'exigences spécifiques (si le tarif standard est dynamique: min. un tarif optionnel sans composante tarifaire dynamique)		<b>Tarif standard</b> Liberté tarifaire – pas d'exigences spécifiques (si le tarif standard est dynamique: min. un tarif optionnel sans composante tarifaire dynamique)
	< 50 MWh	<b>Tarif optionnel</b> Liberté tarifaire – pas d'exigences spécifiques		<b>Tarif optionnel</b> Liberté tarifaire – pas d'exigences spécifiques
		Groupe de clients (sans SMI)	Groupe de clients de base (tarif de base = tarif standard)	
		<b>Tarif standard</b> taxe de consommation non dégressive d'au moins 70 %	<b>Tarif optionnel</b> taxe de consommation non dégressive d'au moins 70 %	
			<b>Tarif standard</b> (choix parmi 3 possibilités) 1) taxe de consommation non dégressive d'au moins 70 %; 2) tarifs dynamiques; 3) taxe de consommation non dégressive d'au moins 50 % et composante de puissance variable	<b>Tarif optionnel 1</b> (Si tarif standard dynamique: min. un tarif optionnel sans composante tarifaire dynamique)
				<b>Tarif optionnel 2</b> Liberté tarifaire – pas d'exigences spécifiques
		sans SMI	avec SMI	avec ou sans SMI
Type d'instrument de mesure				

Figure 20 Aperçu des tarifs d'utilisation du réseau

- (2) Tous les consommateurs finaux sur des niveaux de tension inférieurs à 1 kV (niveau basse tension), dans des biens-fonds occupés à l'année, présentant une consommation annuelle inférieure ou égale à 50 MWh et étant dotés d'un système de mesure intelligent, doivent constituer un groupe de clients (groupe de clients de base).
- (3) Tous les consommateurs finaux dans des biens-fonds utilisés toute l'année, avec une consommation annuelle inférieure à 50 MWh, qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent (SMI) forment un groupe de clients distinct. Pour ces derniers, tous les tarifs doivent contenir au moins 70 % d'une composante de travail non dégressive (ct./kWh). Il est également possible de proposer des options alternatives avec des tarifs optionnels aux clients de cette catégorie. C'est le cas, par exemple, lorsque les consommateurs finaux se voient proposer un double tarif optionnel en plus du tarif simple standard. Toutefois, d'autres tarifs peuvent être proposés en complément. Les tarifs optionnels doivent également respecter les exigences légales de l'art. 18a, al. 4 OApEI. Il convient de noter que les clients ne choisiront probablement un tarif optionnel que s'il est rentable en termes monétaires par rapport au tarif standard, sur la base de leurs habitudes de consommation individuelles.
- (4) Pour fixer le tarif standard pour les consommateurs finaux dans les biens-fonds utilisés toute l'année avec une consommation annuelle jusqu'à 50 MWh et qui sont déjà équipés d'un système de mesure intelligent, le GRD doit, pour le tarif standard, choisir l'un des trois modèles tarifaires suivants:
  - a) **Tarifs avec une composante de travail non dégressive (ct./kWh) d'au moins 70 %;**  
L'aménagement s'aligne sur les directives pour les consommateurs finaux dans les biens-fonds utilisés toute l'année avec une consommation annuelle jusqu'à 50 MWh et qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent (art. 18a, al. 4 OApEI).
  - b) **Tarifs dynamiques;**  
Les tarifs dynamiques doivent être transparents et compréhensibles, et inciter à un comportement respectueux du réseau en fixant les tarifs sur la base des valeurs de charge du réseau attendues pour le jour suivant. Ils peuvent être différenciés localement en fonction de la situation du réseau. En outre, ils doivent être conçus de telle sorte que, pour un profil de

charge standard d'un groupe de clients, ils soient comparables aux autres tarifs de ce groupe de clients. Les éventuelles économies pour le consommateur final s'orientent aux avantages de coûts attendus pour le GRD. Pour une description détaillée des exigences et des possibilités, voir également le document de la branche de l'AES «Manuel Tarifs dynamiques dans le réseau de distribution» (MTD – CH).

- c) **Tarifs avec une composante de travail non dégressive (ct./kWh) d'au moins 50 % et une composante de puissance variable (ct./kWh) dont le niveau est basé sur les charges du réseau et présente au moins quatre valeurs différentes par jour;** Cette option tarifaire offre également la possibilité de mettre en place des incitations tarifaires différenciées dans le temps. Dans ce cas, la part minimale pour le prix du travail peut être réduite à 50 %. Le montant de la composante de puissance variable doit se baser sur des fenêtres de temps définies en estimant les charges réseau prévues pour l'ensemble de l'année tarifaire.
- (5) Les GRD sont libres de proposer d'autres options tarifaires (tarifs optionnels) aux consommateurs finaux dans les biens immobiliers utilisés toute l'année dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 50 MWh et qui sont équipés d'un système de mesure intelligent. Si le GRD fixe un tarif d'utilisation du réseau dynamique comme tarif standard, au moins un tarif optionnel sans composante tarifaire dynamique doit être proposé au groupe de clients concerné. Pour ces consommateurs finaux, il n'existe toujours pas de directives spécifiques concernant l'aménagement d'autres tarifs optionnels, ce qui signifie que le GRD est libre de fixer ses tarifs.
- (6) Pour tous les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est supérieure à 50 MWh et pour les consommateurs finaux des niveaux de réseau 5 et 3 ainsi que pour les biens-fonds qui ne sont pas utilisés toute l'année, il n'existe toujours pas de directives spécifiques concernant l'aménagement des tarifs. Exception: si le GRD fixe un tarif dynamique d'utilisation du réseau comme tarif standard, au moins un tarif optionnel sans composante tarifaire dynamique doit également être proposé à ce groupe de clients. Tant que les objectifs d'efficacité de l'infrastructure de réseau et de l'utilisation de l'électricité sont pris en compte et que des incitations à une exploitation stable et sûre du réseau sont mises en place, il est donc possible d'introduire des tarifs de base plus élevés ou d'autres éléments de prix liés à la puissance. En règle générale, il faut garantir que les consommateurs finaux avec un profil d'achat similaire, forment un groupe ayant chacun des tarifs d'utilisation du réseau uniformes.
- (7) Dans le cas où des tarifs optionnels (tarifs au choix) sont proposés, il est recommandé de fixer leur durée de validité à un an, comme pour les autres tarifs d'utilisation du réseau, et d'introduire des règles au moment du choix de l'option tarifaire. Il convient, après la publication des tarifs d'utilisation du réseau au 31 août, de laisser deux mois (septembre et octobre) aux consommateurs finaux pour changer de tarif au 1<sup>er</sup> janvier suivant, afin de permettre la finalisation du changement dans les systèmes en novembre et décembre pour le décompte des tarifs d'utilisation du réseau en vigueur à partir de janvier. Cela correspond au délai qui s'applique aussi aux clients pour demander un accès au réseau, dans la mesure où ces derniers remplissent les conditions nécessaires à cet effet.
- (8) Afin de garantir l'égalité de traitement des utilisateurs de réseau présentant un profil de soutirage semblable, le GRD est autorisé à définir des critères supplémentaires pour les paramètres entrant dans la détermination de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Ceci peut, par exemple, être une puissance facturée minimale, une consommation facturée minimale, une durée minimale d'utilisation annuelle et/ou appliquer des majorations lorsque ces valeurs ne sont pas atteintes. De telles



adaptations sont des composantes de l'utilisation du réseau et sont à intégrer dans le total des rétributions d'utilisation du réseau.

- (9) Selon les *Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050* de l'EiCom, les dispositifs de recharge pour l'électromobilité avec une consommation annuelle inférieure à 50 MWh sont à considérer aussi comme des biens-fonds utilisés toute l'année; ils tombent donc dans le groupe de clients de base. Si la consommation annuelle dépasse 50 MWh, d'autres tarifs sont possibles, voir Tarifs optionnels au chapitre 7.1.2 (6).
- (10) S'il n'existe aucune possibilité économiquement ou techniquement acceptable d'installer un dispositif de mesure, on peut avoir recours, exceptionnellement, à des solutions individuelles sur la base d'une facturation forfaitaire. Cela vaut par exemple pour les applications d'automates à billets, d'amplificateurs de lignes, d'éclairage public, de miroirs chauffants, de feux de signalisation ou d'espaces publicitaires numériques.

## **7.2 Tarifs de mesure**

### **7.2.1 Principes des tarifs de mesure**

- (1) Les GRD sont responsables du système de mesure dans leur zone de desserte et fixent en conséquence des tarifs de mesure en fonction du principe de causalité.
- (2) Les tarifs de mesure doivent être définis dans le cadre des dispositions légales de la LApEI et de l'OApEI: les rémunérations pour la mesure doivent être acquittées par les consommateurs finaux, les producteurs et les exploitants de stockage pour chaque point de mesure (y.c. les points de mesure virtuels) et doivent être indiquées séparément de la rémunération pour l'utilisation du réseau dans la facturation. Pour les mesures entre GRD, l'AES recommande une fixation analogue des tarifs de mesure, même si cela n'est pas prévu dans l'OApEI. Il faut également tenir compte des principes et des prescriptions du Schéma de calcul des coûts pour les GRD en Suisse (SCCD) lors de la fixation de l'attribution des coûts.
- (3) L'AES est d'avis que les tarifs de mesure doivent être perçus par point de mesure physique et par point de mesure virtuel. Le point de mesure physique comprend l'ensemble des dispositifs métrologiques raccordés à un point de mesure et visant à saisir le flux d'énergie (cf. MC – CH 3.2.4 figure 2). Le point de mesure est un point du réseau où une direction de flux d'énergie est mesurée, comptée et enregistrée. En conséquence, les consommateurs finaux, les producteurs et les exploitants de stockage avec des mesures bidirectionnelles au même point de mesure ne peuvent pas être soumis deux fois à une rémunération pour la mesure complète.
- (4) En plus des points de mesure physiques, des tarifs de mesure peuvent également être perçus pour des points de mesure virtuels. Un point de mesure virtuel contient des valeurs de mesure et des chroniques formées arithmétiquement. Pour ce dernier, la position de coût de l'appareil de mesure est à chaque fois supprimée. Cependant, certains coûts restent pour la programmation unique et pour les licences de logiciels qui doivent en principe être répercutés selon le principe de causalité. En règle générale, le montant de ces coûts est limité, c'est pourquoi les tarifs de mesure correspondants pour les points de mesure virtuels devraient être moins élevés que pour un point de mesure physique.



- (5) La rémunération pour la mesure perçue comprend les coûts d'exploitation et de capital supportés par les consommateurs finaux, les producteurs et les exploitants de stockage du fait de la fiabilité et de l'efficacité des mesures; les coûts de capital comprennent un bénéfice d'exploitation raisonnable. Pour vérifier les coûts de mesure imputables, les GRD doivent indiquer dans la comptabilité analytique le nombre de points ou de places de mesure de leur zone de desserte, en précisant le nombre de points de mesure pour lesquels des systèmes de mesure intelligents sont utilisés.
- (6) Les recettes totales provenant des tarifs de mesure ne doivent pas dépasser les coûts imputables. Les différences entre les recettes réalisées et les coûts imputables doivent être inscrites comme des différences de couverture. Les excédents et les déficits de couverture réalisés dans le passé doivent être compensés dans les trois années tarifaires suivantes. En cas de déficit, il est également possible de renoncer à une compensation. Dans des cas justifiés, l'EiCom peut prolonger la période de compensation d'une différence de couverture.

## 7.2.2 Prescriptions pour la détermination des tarifs de mesure dans les réseaux de distribution

- (1) Le tableau ci-dessous contient une proposition de conception et de publication des tarifs de mesure:

Tarifs de mesure			inférieur à 1 kV (Niveau de réseau 7)		1 kV et 36 kV (niveau de réseau 5)	36 kV à 150 kV (niveau de réseau 3)
			mesure directe	mesure indirecte	mesure indirecte	mesure indirecte
Tarif de mesure	Tarif pour une place de mesure	CHF/par (*unité de temps)	TM. A	TM. B	TM. C	TM. D
	Tarif pour point de mesure virtuel	CHF/par (*unité de temps)	TM. E			

(\*unité de temps) peut être facturé mensuellement, trimestriellement, semestriellement ou annuellement.

Tarif de mesure A (TM.A): mesure directe NR 7:	Compteur électrique (80 ou 100 A) dans les réseaux basse tension (230 V/400 V) <u>sans</u> transformateur d'intensité
Tarif de mesure B (TM.B): mesure indirecte NR 7:	Compteur électrique (> 80 ou > 100 A) dans les réseaux basse tension (230 V/400 V) <u>avec</u> transformateur d'intensité
Tarif de mesure C (TM.C): mesure indirecte NR 5:	Compteur électrique (> 100 A) dans les réseaux moyenne tension (1 kV et 36 kV) <u>avec</u> transformateur d'intensité
Tarif de mesure D (TM.D): mesure indirecte NR 3:	Compteur électrique (> 100 A) dans les réseaux haute tension (36 kV à 150 kV) <u>avec</u> transformateur d'intensité
Tarif de mesure E (TM.E): mesure virtuelle NR 7, NR 5 et NR 3:	place de mesure calculée, ne disposant pas d'un équipement de mesure physique propre

Tableau 3 Aperçu des tarifs de mesure

- (2) La différenciation des tarifs de mesure s'oriente à la puissance de raccordement au réseau ou au type de mesure (mesure directe, mesure avec transformateur) et au niveau de réseau du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage. Les mesures avec transformateur incluent les coûts supplémentaires des bornes de mesure et des transformateurs de mesure de courant. L'utilisation de l'interface client d'un système de mesure intelligent n'est pas un élément de différenciation pour les tarifs de mesure.
- (3) Dans certaines constellations, une autre répartition (p. ex. proportionnelle) des coûts réels entre les deux directions de mesure pourrait se justifier, par exemple, lorsque l'injection et le soutirage mesurés





par le même compteur intelligent ou système de mesure sont attribués à des personnes différentes. Par exemple, dans le cas d'un modèle dit de contracting, ce ne sont pas les utilisateurs finaux d'un bâtiment (propriétaires ou locataires), mais un tiers qui exploite une installation PV et qui vend au GRD l'électricité injectée en son nom et pour son compte. Dans ce cas, l'AES est d'avis que le consommateur final devrait être facturé pour la mesure de la consommation et le producteur pour la mesure de la production. Pour des raisons de simplicité, on renoncera dans ce cas à une répartition des tarifs de mesure.

### 7.2.3 Relevé de la rémunération pour la mesure dans les réseaux de distribution

- (1) Le propriétaire de l'installation tient gratuitement à la disposition du GRD la place nécessaire à l'installation des dispositifs de mesure. Les coûts d'installation en termes de construction, y compris le tableau de mesure, sont à la charge du propriétaire.
- (2) Les coûts d'acquisition ou de fabrication et les coûts d'exploitation des systèmes de mesure intelligents pour les prestations directement liées à la mesure, telles que l'installation, l'exploitation et la maintenance des instruments de mesure, ainsi que les coûts de saisie, de traitement et de transmission des données de mesure et les coûts d'utilisation de la plateforme de données sont à la charge du GRD et sont facturés via les tarifs de mesure. Il est interdit de facturer les coûts de mesure par le biais d'une autre taxe ou des tarifs d'utilisation du réseau.
- (3) Si l'utilisateur du réseau cause ou demande le montage de dispositifs de mesure supplémentaires qui ne sont pas nécessaires d'un point de vue réglementaire<sup>21</sup>, les coûts sont à sa charge.
- (4) Si un participant à un regroupement dans le cadre de la consommation propre, une communauté électrique locale ou un exploitant de stockage demande à être équipé d'un système de mesure intelligent, le GRD doit l'installer dans un délai de trois mois. Dans le cas des regroupements dans le cadre de la consommation propre, ce droit s'applique à tous les points de mesure du regroupement.
- (5) Si des dispositifs de mesure sont démontés pour constituer un regroupement dans le cadre de la consommation propre, ces coûts peuvent, selon l'art. 17, al. 4 LEnE, être facturés directement aux propriétaires fonciers.

### 7.3 Validité du tarif et obligation de publier

- (1) Les tarifs d'utilisation du réseau (y c. les SDL), les tarifs de l'électricité pour les consommateurs finaux au bénéfice de l'approvisionnement de base, toutes les taxes et redevances aux collectivités publiques, le supplément réseau selon l'art. 35 LEnE, les coûts pour la réserve d'électricité<sup>22</sup> conformément à l'art. 8b LApEI ainsi que le supplément tarifaire pour les coûts solidarisés via le réseau de transport doivent être publiés sur internet et sous une forme lisible par les machines au plus tard le 31 août de l'année précédant leur entrée en vigueur et sont fixes pour au moins un an.
- (2) L'AES interprète l'exigence d'une adresse unique comme signifiant une seule adresse par GRD. En outre, les tarifs doivent être transférés à l'EICom sous une forme lisible par machine, afin de permettre la possibilité d'une mise à disposition centralisée par l'EICom.

<sup>21</sup> Par exemple la mesure séparée de caves ou d'entrepôts.

<sup>22</sup> Bien qu'il soit déjà désigné comme réserve d'énergie à l'art. 8b LApEI à partir du 1.1.2026, dans les dispositions d'exécution et le document de branche de l'AES l'ancien terme «réserve d'électricité» est utilisé.





- (3) Afin de satisfaire à l'exigence de lisibilité par machine, l'annexe 10 énumère les exigences relatives à la forme et au contenu dans un souci de standardisation. Afin de faciliter la mise à disposition centralisée pour tous les GRD, tous les tarifs d'un GRD doivent être publiés dans un seul fichier.
- (4) De plus, la somme annuelle des rémunérations pour l'utilisation du réseau, les exigences techniques et opérationnelles minimales pour le raccordement au réseau, les bases de calcul des éventuelles contributions aux coûts du réseau et les comptes annuels doivent être mis à disposition et publiés de manière facilement accessible sur un site internet.
- (5) Les augmentations ou les baisses ou les hausses des tarifs d'approvisionnement de base, des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs de mesure doivent être justifiées vis-à-vis des consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement de base. La justification vis-à-vis des consommateurs finaux doit être communiquée à l'EiCom au 31 août de l'année précédant leur entrée en vigueur. La justification doit indiquer les changements de coûts qui entraînent une augmentation ou une diminution. L'EiCom s'est prononcée en détail sur les exigences dans sa directive 04/2024.

#### **7.4 Éléments de facturation aux consommateurs finaux**

- (1) En principe, le GRD est libre de répercuter sur les consommateurs finaux les rétributions pour les SDL généraux du GRT. La rétribution pour les SDL généraux ne doit alors pas obligatoirement figurer séparément sur la facture. La rémunération pour le tarif de prestations de SDL généraux du GRT peut soit être intégrée dans le tarif d'utilisation du réseau, soit figurer aussi séparément sur la facture.
- (2) Les taxes et prestations fournies à des collectivités publiques peuvent être prélevées conformément aux dispositions d'un contrat de concession ou aux prescriptions spécifiques cantonales ou communales. Si un GRD demande des redevances et des prestations à la collectivité pour l'utilisation du domaine public, cela doit être réglé par contrat entre la commune et le GRD. Selon la jurisprudence du Tribunal fédéral, une base légale suffisante de la collectivité concernée est nécessaire pour les redevances de concession pour l'utilisation spéciale du domaine public pour le réseau de distribution.
- (3) Les factures présentées aux consommateurs finaux doivent être transparentes et comparables. La facture doit indiquer séparément la rémunération pour l'utilisation du réseau (y c. SDL), la rémunération pour les mesures, les taxes et prestations fournies à des collectivités publiques, le supplément réseau conformément à l'art. 35 LEne, les coûts de la réserve d'électricité<sup>23</sup> conformément à l'art. 8b LApEI ainsi que le supplément tarifaire pour les coûts solidarisés via le réseau de transport. Pour les consommateurs finaux avec approvisionnement de base, la rémunération de l'électricité doit en outre être indiquée séparément.
- (4) Les GRD doivent mettre à la disposition des parties concernées les données de mesure et les informations nécessaires à la fourniture d'énergie dans les délais impartis, de manière uniforme et non discriminatoire. Le nom du point de mesure est l'une de ces informations sur la facture.
- (5) Par ailleurs, conformément à l'art. 7b OApEI, les consommateurs finaux doivent être informés de manière appropriée, au moins une fois par an, de l'évolution de leur consommation d'électricité par rapport à l'année précédente, ainsi que de leur consommation moyenne et de la fourchette de consommation au sein de leur groupe de clients. En outre, il convient de leur permettre d'identifier les

<sup>23</sup> Bien qu'il soit déjà désigné comme réserve d'énergie à l'art. 8b LApEI à partir du 1.1.2026, dans les dispositions d'exécution et le document de branche de l'AES l'ancien terme «réserve d'électricité» est utilisé.



économies potentielles. Ces informations peuvent être transmises via le portail client, sur la facture, en tant qu'annexe à la facture ou par un autre moyen.

- (6) À la demande du consommateur final, le GRD envoie au fournisseur d'énergie la facture pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs de mesure, les autres éléments tarifaires et les taxes. Le consommateur final reste néanmoins responsable du paiement de la rétribution d'utilisation du réseau.
- (7) Les GRD ne peuvent pas imposer aux consommateurs finaux des frais de changement de fournisseur à la date de résiliation prévue dans le contrat.

## **7.5 Valeurs d'énergie et de puissance pour la facturation aux consommateurs finaux**

### **7.5.1 Valeurs d'énergie et de puissance facturables**

- (1) Pour l'énergie, la valeur décisive est celle de l'énergie fournie au consommateur final.
- (2) La valeur de puissance décisive pour la facturation de l'utilisation du réseau peut être la puissance maximale mesurée (parmi des moyennes sur 15 min, p. ex.) auprès du consommateur final durant une certaine période (par exemple mois ou année) ou une puissance de facturation minimale<sup>24</sup>.

### **7.5.2 Traitement des consommateurs finaux avec plusieurs points d'interconnexion**

- (1) Pour un consommateur final avec plusieurs points d'interconnexion constituant une unité géographique et économique, il est possible de cumuler virtuellement les points de mesure si, en exploitation normale, les points d'interconnexion du consommateur final sont rattachés à un même câble souche du réseau du GRD (voir annexe 4).

## **7.6 Approvisionnement de remplacement par le GRD**

- (1) En l'absence de fournisseur, le consommateur final continue d'acheter physiquement l'électricité sur le réseau de distribution local. Dans ce contexte, on parle souvent d'approvisionnement de remplacement. Cela peut être dû au fait qu'un consommateur final ayant accès au réseau a omis de régler à temps sa fourniture d'électricité par contrat ou que son fournisseur est défaillant. En Suisse, l'approvisionnement de remplacement n'est actuellement pas explicitement réglementé. L'AES considère que l'obligation d'assurer un approvisionnement de remplacement incombe au GRD. Les conditions à cet égard, telles que la durée minimale du contrat, peuvent être définies dans un contrat, dans les conditions générales ou dans d'autres règlements. La tarification de l'approvisionnement de remplacement n'est pas réglementée (cf. le manuel de l'AES sur l'approvisionnement de remplacement). Lorsque l'approvisionnement de remplacement prend fin, les prescriptions du GRD doivent être respectées, au minimum le délai pour le changement de fournisseur, qui est d'au moins 10 jours ouvrés.

## **7.7 Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour l'énergie réinjectée à partir d'une installation de stockage avec consommation finale**

- (1) Le «Manuel Dispositifs de stockage d'électricité» (MDSE-CH) traite le sujet des installations de stockage de manière approfondie.

---

<sup>24</sup> Par exemple au moins 60 % de la puissance demandée.



- (2) Avec la révision de la LApEI, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026 et sur demande, la rémunération pour l'utilisation du réseau doit être remboursée pour l'énergie prélevée sur le réseau, stockée et réinjectée dans le réseau. À court terme, un calcul précis du remboursement pour les installations de stockage mobiles (véhicules, V2G) n'est pas réalisable en raison de sa complexité. C'est pourquoi une solution transitoire, pragmatique et facile à mettre en œuvre a été définie dans l'OApEI. En parallèle, l'OFEN et les représentants des milieux concernés travaillent à une solution durable pour remplacer à moyen terme la solution transitoire.
- (3) Le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau ne s'applique qu'à la quantité d'électricité réinjectée après avoir été prélevée sur le réseau et stockée (et transformée). L'électricité effectivement réinjectée dans le réseau est mesurée, ce qui garantit également qu'aucun remboursement n'est effectué pour les pertes de stockage ou les pertes de conversion qui se produisent.
- (4) La possibilité d'établir une demande de remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour les installations de stockage avec consommation finale concerne également la restitution d'énergie à partir de stockages mobiles (p. ex. véhicules électriques).
- (5) Les GRD n'ont aucune obligation de reprise et de rétribution pour l'électricité réinjectée à partir d'installations de stockage. Il existe toutefois une obligation d'acheminement ou la réinjection dans le réseau doit être garantie. Si les exploitants de stockage ne déclarent pas de client au GRD pour l'électricité réinjectée, le GRD peut attribuer cette électricité à ses pertes de réseau.
- (6) L'exploitant de stockage doit faire une demande unique de remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau au moyen d'un formulaire mis à disposition par le GRD.
- (7) Le montant remboursé est au maximum celui facturé pour la composante du tarif de travail, les SDL généraux, le supplément réseau selon l'art. 35 LEn, la réserve d'électricité, les coûts solidarisés via le réseau de transport et les éventuelles taxes communales.
- (8) Le GRD rembourse le montant correspondant dans le cadre de la facturation suivante sous forme de réduction de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

#### **7.7.1 Tarifs de remboursement**

- (1) L'utilisation d'un tarif moyen a été fixée dans l'OApEI comme solution transitoire. Ce tarif moyen est calculé à l'aide de la formule suivante pour chaque groupe de clients (tarif d'utilisation du réseau) du GRD au point de réinjection (point de mesure). Ce tarif devrait être publié dans le cadre de la publication des tarifs avec tous les autres tarifs d'utilisation du réseau et s'applique aux différents cas tels que les installations de stockage fixes et mobiles, avec ou sans production. Pour le tarif d'utilisation du réseau, le remboursement se limite à la composante du tarif de travail, puisque le tarif de puissance et les composantes de base servent à rémunérer la capacité de connexion. L'éventuelle énergie réactive et le tarif de mesure ne sont pas non plus remboursés.
- (2) Exemple:  
  
Nombre d'heures sur une année: 8760  
Dont heures en HT: 3120  
Dont heures en BT: 5640



Haut tarif = 10 ct./kWh, bas tarif = 6 ct./kWh

$$\text{Tarif moyen} = \frac{(HT - \text{Heures} * HT - \text{Prix}) + (BT - \text{Heures} * BT - \text{Prix})}{\text{Heures annuelles}} = \frac{(3120 * 10) + (5640 * 6)}{8760} = 7,42 \text{ ct./kWh}$$

- (3) Toutes les composantes tarifaires déterminantes qui se rapportent à la quantité d'énergie, c'est-à-dire également les SDL généraux, le supplément réseau conformément à l'art. 35 LEné, les coûts solidarisés et les coûts de réserve d'électricité, sont prises en compte pour le remboursement. Le montant du remboursement concernant ces éléments est proportionnel à la quantité d'électricité réinjectée. Le remboursement des taxes locales reste de la compétence des cantons/municipalités. Pour le remboursement, il est possible de publier et d'utiliser un tarif qui inclut toutes les composantes qui seront remboursées.
- (4) Si un tarif d'utilisation du réseau dynamique est appliqué, le remboursement est effectué sur la base du tarif de remboursement basé sur le tarif non dynamique d'utilisation du réseau pour le même groupe de clients.
- (5) Pour les remboursements dans une CEL, les détails sont réglés dans le document de la branche CEL. Si une rémunération réduite pour l'utilisation du réseau a été perçue, le tarif de rachat est également pris en compte de manière réduite.

#### 7.7.2 Installations de stockage fixes sans installation de production

- (1) Pour les installations disposant d'une installation de stockage stationnaire et où il n'y a pas de source d'autoproduction (par exemple, des panneaux solaires) en aval du même point de connexion (domestique), le remboursement est calculé sur la base de l'énergie injectée dans le réseau électrique. Comme l'énergie ne peut provenir que de l'installation de stockage, il n'est pas nécessaire d'installer un compteur supplémentaire près de l'installation.

#### 7.7.3 Installations de stockage fixes et installation de production

- (1) Dans les cas où une installation de stockage stationnaire est posée et que l'énergie est également produite en aval du même point de fourniture, un compteur supplémentaire doit être fixé sur l'installation. Dans le cas d'un réservoir stationnaire, le soutirage d'électricité et sa réinjection dans le réseau se font toujours au même endroit (point de raccordement au réseau) et donc auprès du même GRD et du même groupe-bilan. C'est la raison pour laquelle un traitement plus précis est possible. La quantité d'électricité remboursée ne peut être supérieure à celle qui a été préalablement soutirée au réseau. Le GRD tient un compte dit de stockage, qui garantit que le remboursement ne peut pas dépasser ce qui a été payé pour l'utilisation du réseau au cours de la même période de facturation. Le remboursement est effectué en comparant les chroniques (cf. illustration dans [Figure 21](#)):
  - 1) Pour chaque quart d'heure, le minimum de prélèvement sur le réseau et de stockage dans le compte de stockage est enregistré.
  - 2) Pour chaque quart d'heure, le minimum de déstockage et de réinjection sur le réseau est enregistré dans le compte de stockage 2.
  - 3) Pour chaque période de facturation, le minimum des quantités d'énergie dans les comptes de stockage 1 et 2 est pris en compte en tant que réinjection pertinente d'énergie.



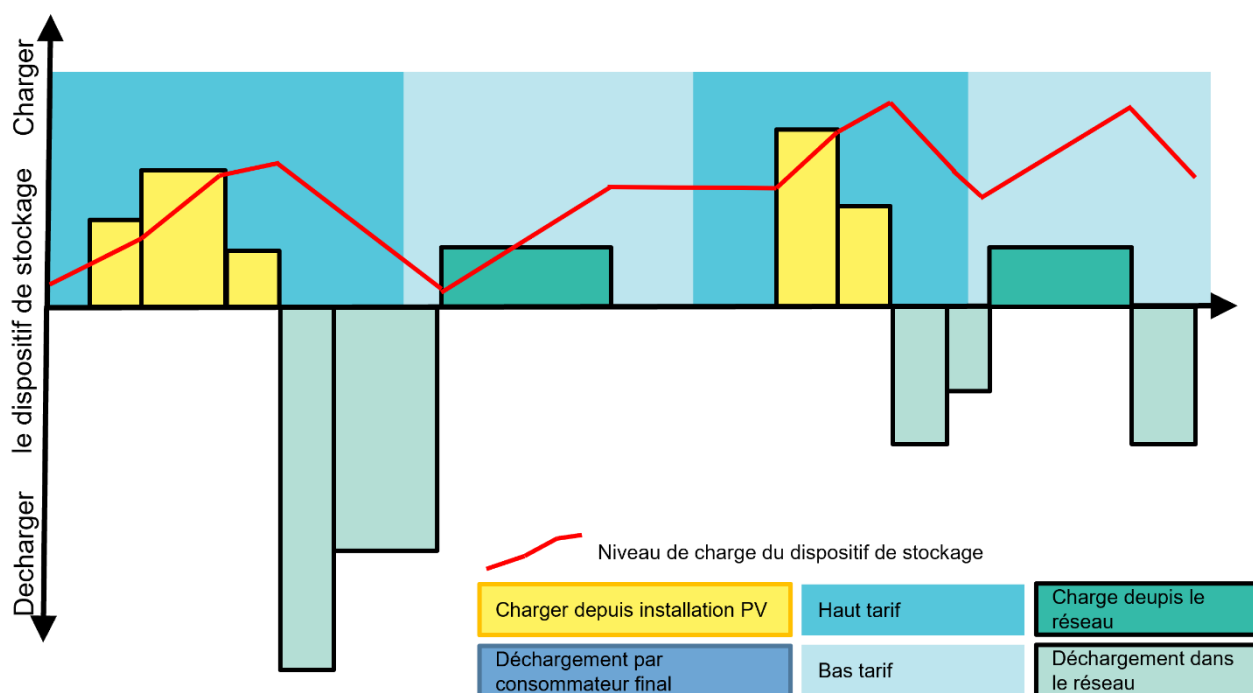


Figure 21 Illustration du stockage fixe et de l'installation de production

(2) La facturation peut être choisie par mois ou par trimestre.

#### 7.7.4 Installations de stockage mobile sans installation de production

(1) Dans le cas d'une installation de stockage mobile (véhicule électrique avec possibilités de charge bidirectionnelle), la charge et la décharge de l'installation de stockage peuvent avoir lieu à différents endroits. Dans un souci de pragmatisme, le volume total de l'énergie restituée par l'installation de stockage est pris en compte pour le remboursement, indépendamment du soutirage effectif du réseau.

#### 7.7.5 Installations de stockage mobile et installation de production

- (1) Même dans les cas des installations de stockage mobiles (véhicule électrique avec possibilité de charge bidirectionnelle) dans lesquels de l'énergie est en outre produite en aval du même point de fourniture, un compteur supplémentaire doit être installé pour mesurer l'énergie provenant de l'installation de stockage. Dans un souci de pragmatisme, le volume total de l'énergie restituée par l'installation de stockage est pris en compte pour le remboursement, indépendamment du soutirage effectif du réseau, conformément au chapitre 7.6.3.
- (2) Selon la LEné, l'obligation d'achat et de remboursement ne s'applique qu'à l'énergie renouvelable produite localement. Le dispositif de mesure doit donc garantir que l'électricité injectée dans le réseau est divisée en électricité produite localement et en électricité prélevée sur le réseau puis réinjectée. Pour chaque kWh d'électricité injectée, l'utilisation du réseau peut être remboursée ou l'électricité injectée peut être rémunérée.

### **7.7.6 Installations destinées à la conversion de l'électricité en hydrogène, en gaz de synthèse ou en combustibles**

- (1) En cas de transformation de l'électricité en hydrogène, en gaz de synthèse ou en combustibles et de leur réinjection ultérieure dans le réseau électrique conformément à l'art. 14a, al. 4, let. b de la LApEI, la quantité d'électricité donnant droit au remboursement doit être justifiée par des garanties d'origine. Pour déterminer le montant du remboursement, la quantité d'électricité réinjectée dans le réseau après la reconversion en électricité est déterminante.
- (2) En cas de conversion de l'électricité en hydrogène, par exemple, les exploitants d'installations doivent acheter et valider les GO correspondantes à la quantité d'électricité prélevée sur le réseau. Ici aussi, le tarif moyen indiqué au chapitre 7.7.1 est appliqué pour le remboursement de la composante de travail de l'utilisation du réseau.
- (3) Il faut également s'assurer que seule la quantité d'électricité réinjectée qui est effectivement utilisée pour la conversion et qui est ensuite réinjectée dans le réseau a droit à un remboursement. Les garanties d'origine (GO) émises dans le registre de l'organe d'exécution, par exemple pour l'électricité produite à partir d'hydrogène, servent à prouver la quantité d'électricité pertinente pour la reconversion en électricité.

### **7.7.7 Installations pilotes et de démonstration**

- (1) Dans le cas des installations pilotes et de démonstration (installations P+D), il n'y a pas d'obligation de reconversion en électricité pour obtenir un remboursement. Les installations qui sont en phase d'autorisation de mise sur le marché, de lancement ou de diffusion sur le marché et qui présentent des caractéristiques techniques ou opérationnelles nouvelles bénéficient en principe d'un remboursement.
- (2) Les exploitants des installations doivent demander l'exonération à l'OFEN. L'OFEN examine les demandes et approuve les demandes éligibles. Le remboursement des frais d'utilisation du réseau est effectué par le GRD. L'électricité utilisée doit être renouvelable. Cela signifie que pour la quantité d'électricité soutirée, les GO correspondantes issues de la production renouvelable doivent être annulées. L'installation doit être raccordée au réseau électrique suisse. L'installation de conversion de l'électricité en hydrogène, en gaz de synthèse, en combustible ou en carburant doit être mise en service au plus tard le 31 décembre 2034 pour pouvoir bénéficier du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Le remboursement est effectué à partir de la première injection et dure jusqu'à l'arrêt de l'exploitation de l'installation, avec un maximum de 20 ans. Les quantités d'électricité prélevées sur le réseau doivent être indiquées à l'aide de compteurs d'électricité. Le droit au remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau ne peut être exercé que pour les achats d'électricité effectués après l'entrée en vigueur de la disposition réglementaire. Les achats effectués sur le réseau électrique avant cette date ne donnent droit à aucun remboursement. La LApEI ne prévoit pas d'exonération préalable.



## Annexe 1: Nomenclature du raccordement au réseau

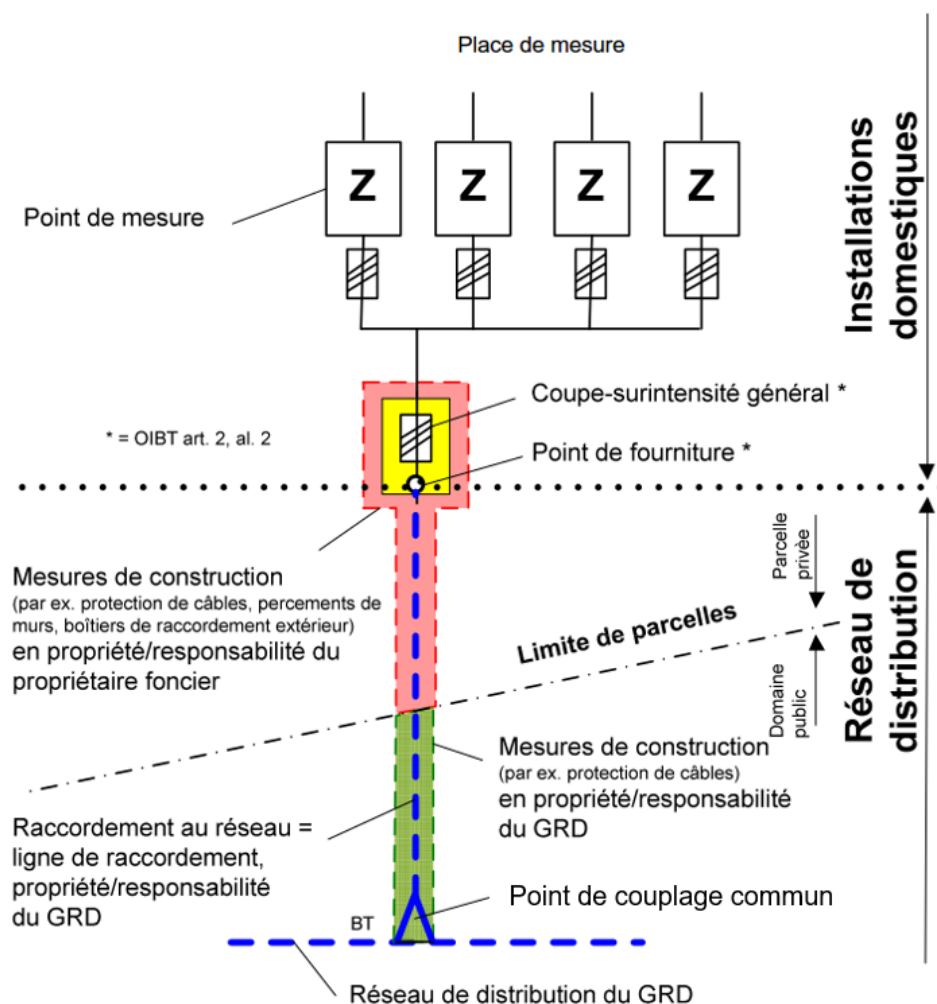


Figure 22 Nomenclature conforme aux conditions techniques de raccordement AES (Prescriptions des distributeurs d'électricité)

## Annexe 2: Attribution des niveaux de réseau dans le réseau de distribution

### 2.1 Attribution des utilisateurs de réseau et des GRD aux niveaux de réseau

- (1) L'attribution de niveaux de réseau s'applique aux utilisateurs de réseau et aux gestionnaires de réseau. On distingue entre raccordement au réseau et utilisation du réseau. L'attribution des utilisateurs et des gestionnaires de réseau aux niveaux de réseau n'est possible, indépendamment des rapports de propriété du raccordement de réseau, qu'aux niveaux de réseau 3, 5 et 7. Les paragraphes suivants donnent des exemples de réalisation pour différentes configurations.
- (2) Afin d'éviter des transferts de propriété lors du raccordement au réseau, les raccordements aux réseaux existants aux niveaux 2, 4 et 6 sont tolérés. Pour de nouveaux raccordements et le renouvellement de raccordements existants, les points de couplage doivent être situés aux niveaux de réseau de distribution 3, 5 et 7.

### 2.2 Cas général de l'attribution aux niveaux de réseau

- (1) Le niveau de réseau pour la facturation des tarifs d'utilisation du réseau pour les utilisateurs du réseau et des GRD est déterminé par l'emplacement du point de fourniture. Le point de couplage commun est déterminé par le GRD sur la base de critères techniques et politico-économiques fixés à l'avance et de manière non discriminatoire.
- (2) Le point de fourniture est en règle générale situé à la limite de propriété entre les installations électriques du GRD et celles de l'utilisateur du réseau ou du GRD en aval.

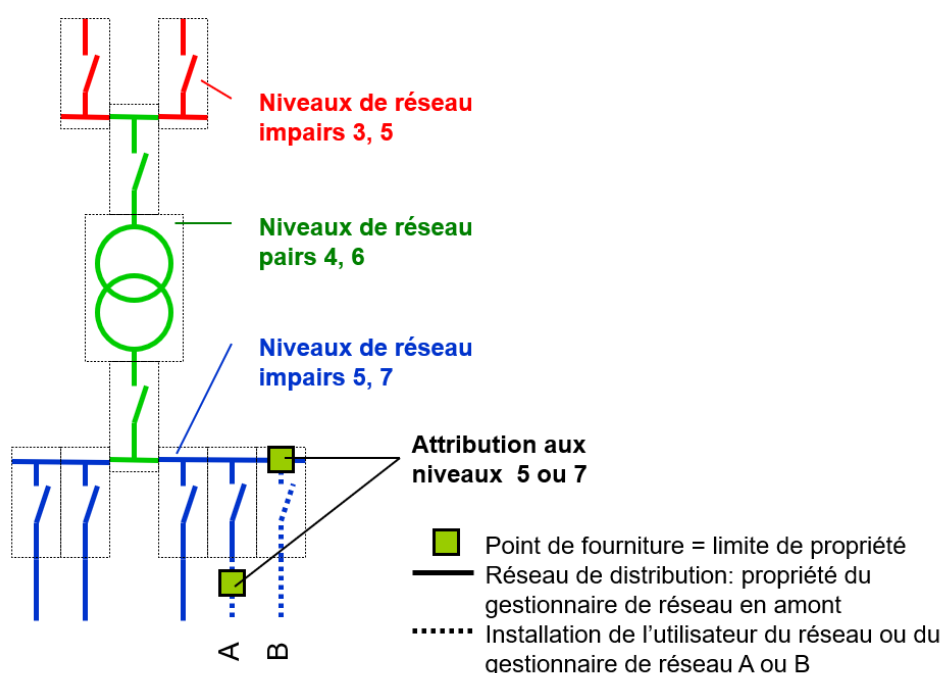


Figure 23 Cas général de l'attribution aux niveaux de réseau 3 à 7



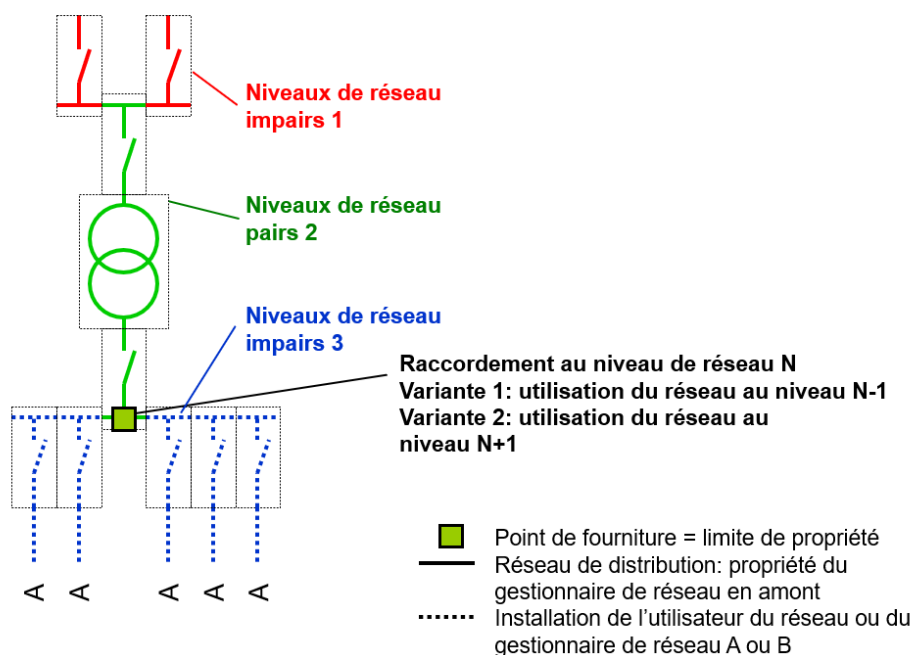


Figure 24 Cas général de l'attribution aux niveaux de réseau 1 à 3

### 2.3 Approches de solution en cas d'exception à la règle dans le réseau de distribution (raccordements existants)

- (1) Lorsque le point de couplage commun de l'utilisateur du réseau ou du GRD en aval se situe en aval d'une station de transformation qui lui est exclusivement destinée ou si le GRD en amont n'exploite pas d'autres lignes propres en aval, la limite de propriété peut se situer à l'interface avec le niveau de transformation 2, 4 ou 6 (voir figures 24 et 25). L'utilisateur du réseau ou le GRD en aval doit s'entendre avec le GRD en amont et lui faire savoir s'il sollicite l'utilisation du niveau de réseau supérieur ou inférieur. Dans tous les cas, il faut assurer un traitement non discriminatoire de chaque utilisateur du réseau ou GRD en aval.
- (2) Cette solution n'est pas applicable à la limite des niveaux de réseau 1 et 2.

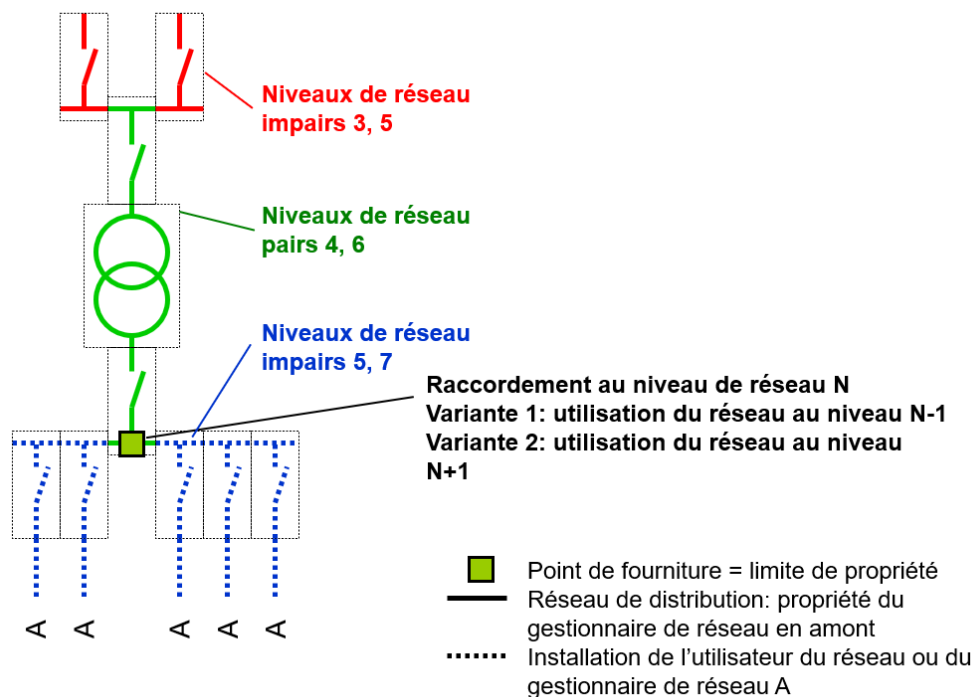


Figure 25 Cas exceptionnel d'attribution aux niveaux de réseau 3 à 7

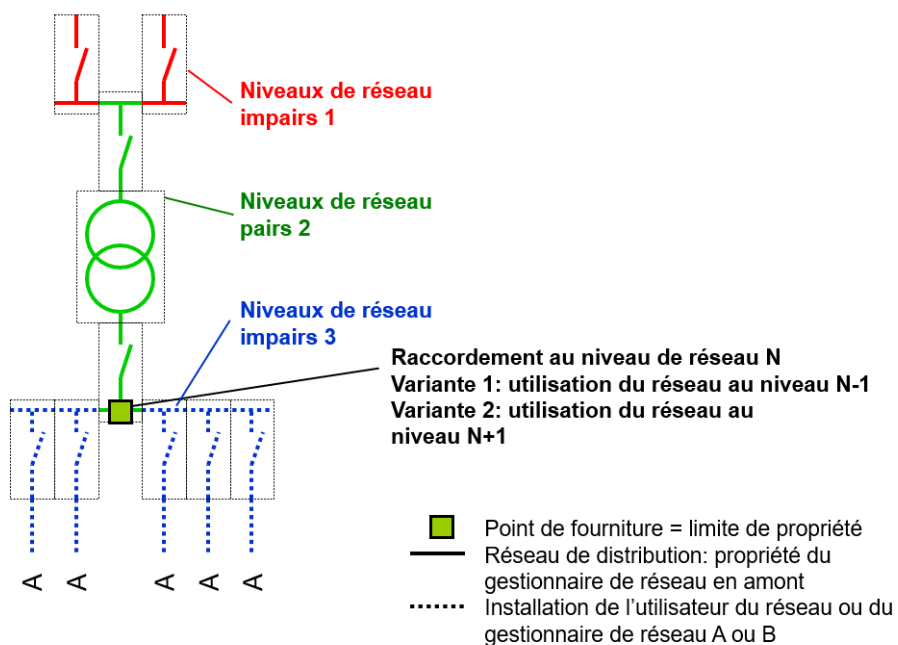


Figure 26 Cas exceptionnel d'attribution aux niveaux de réseau 1 à 3

- (3) Les utilisateurs de réseau ou les gestionnaires de réseau aval raccordés à un niveau N pair de réseau («niveau de transformation»), se mettent d'accord avec le gestionnaire de réseau amont pour savoir si l'attribution est faite au niveau de ligne inférieur N+1 ou supérieur N-1. La compensation mutuelle de la différence de niveaux de réseau entre le raccordement au réseau et l'utilisation du réseau doit tenir compte du principe de solidarité et être non discriminatoire (pas de modèle de point à point).
- (4) Cette solution n'est pas applicable à la limite des niveaux de réseau 1 et 2.

## 2.4 Utilisation du réseau au niveau de réseau N-1

- (1) Si l'utilisateur du réseau ou le GRD en aval est attribué au niveau de réseau supérieur N-1 pour l'utilisation du réseau, il paie l'utilisation pour le niveau de réseau N-1 plus sa quote-part aux coûts moyens du GRD en amont pour le niveau de réseau N (pas de modèle de point à point).

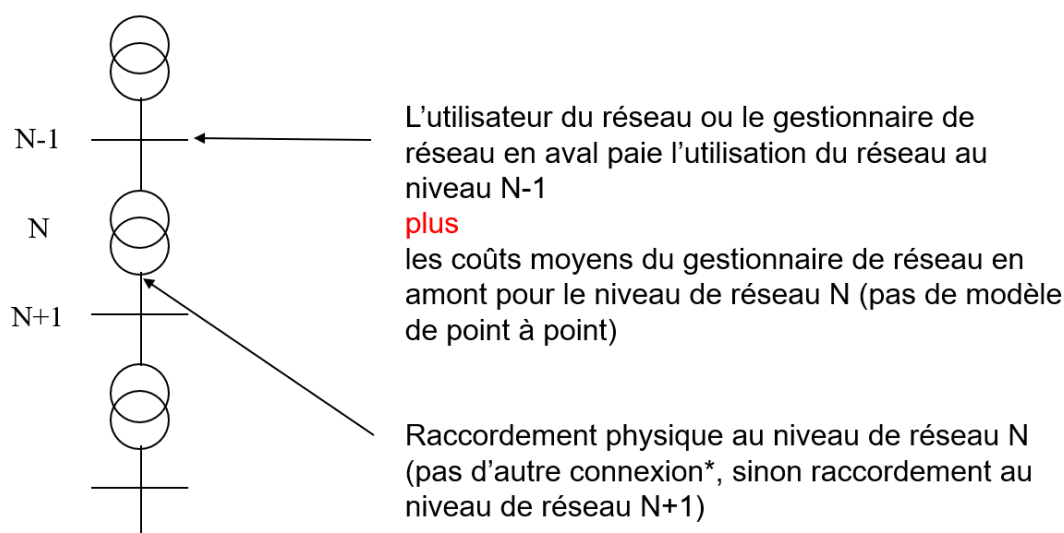


Figure 27 Raccordement au niveau de réseau N – utilisation du réseau au niveau N-1

\* Une connexion enclenchable qu'il est possible de manœuvrer en tout temps ou sans interruption doit être considérée comme connexion existante, même si elle est interrompue en service normal.

- (2) Cette solution n'est pas applicable à la limite des niveaux de réseau 1 et 2.

## 2.5 Utilisation du réseau au niveau de réseau N+1

- (1) Si l'utilisateur du réseau ou le GRD en aval est attribué au niveau de réseau inférieur N+1 pour l'utilisation du réseau, il paie l'utilisation pour le niveau de réseau N+1 moins sa quote-part aux coûts moyens du niveau de réseau N+1, ces derniers étant calculés selon les coûts moyens de tous les utilisateurs du réseau reliés à ce niveau de réseau N+1 en exploitation normale (pas de modèle de point à point).

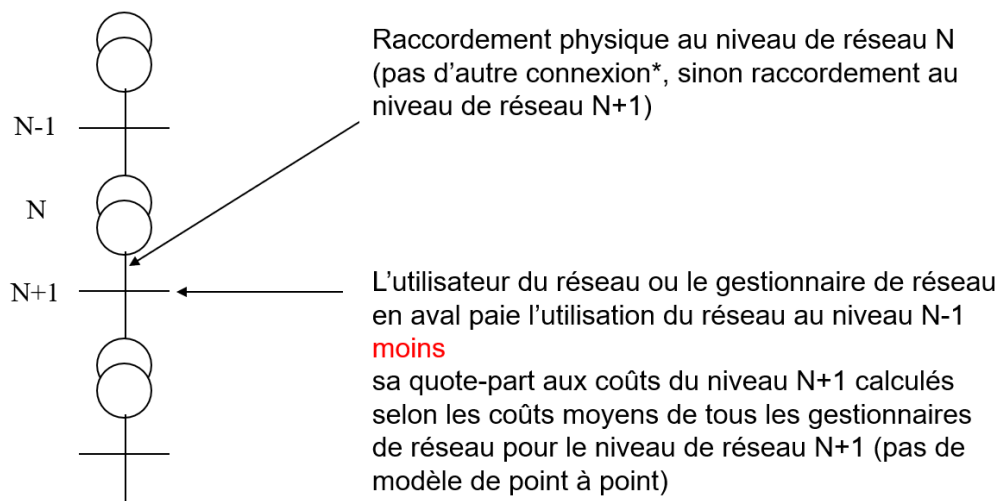


Figure 28 Raccordement au niveau de réseau N – utilisation du réseau au niveau N+1

\* Une connexion enclenchable qu'il est possible de manœuvrer en tout temps ou sans interruption doit être considérée comme connexion existante, même si elle est interrompue en service normal.

(2) Cette solution n'est pas applicable à la limite des niveaux de réseau 1 et 2.

## **Annexe 3: Construction d'un réseau parallèle/changement de raccordements au réseau**

### **3.1 Coûts en cas de changement de raccordement**

- (1) Conformément à la LApEI, article 5, alinéa 5, le GRD est autorisé en cas de déplacement de raccordement à réclamer à la personne raccordée un dédommagement au prorata des coûts de capital des installations du réseau qui ne sont plus ou que partiellement utilisées ainsi qu'un dédommagement temporaire pour la perte de rémunérations d'utilisation du réseau.
- (2) Outre les coûts directement liés à l'établissement et au démontage du raccordement (voir chapitre 3.2), le dédommagement au prorata des coûts de capital des installations qui ne sont plus ou que partiellement utilisées comprend également les installations du réseau général du GRD qui:
  - sont en amont du raccordement du bénéficiaire au sens des flux de puissance réels dans le réseau,
  - ne sont pas totalement amortis,
- (3) remplissent une des deux conditions suivantes:
  - a. Une partie essentielle (au moins 20 %) de la capacité de ces installations ou du domaine du réseau concerné a été utilisée dans le passé par le bénéficiaire raccordé ou lui a été réservée et ne servira pas dans un avenir plus ou moins proche (trois ans) à l'approvisionnement d'autres consommateurs finaux.
  - b. Le démontage au moins partiel de ces installations a lieu directement à la suite de la suppression du raccordement, dans un délai maximal de trois ans ou est prévu dans ce délai.
- (4) La part des coûts de capital à supporter est déterminée sur la base de la valeur résiduelle existante au moment de la suppression du raccordement au réseau.
- (5) Une compensation éventuelle de la perte de rémunérations d'utilisation du réseau:
  - A seulement lieu si les rétributions d'utilisation du réseau (tarifs) des clients restants au niveau de réseau concerné augmentent au moins de 5 % du fait de la suppression du raccordement dans des conditions par ailleurs inchangées ou si la somme des rétributions d'utilisation du réseau encaissées par le GRD pour le niveau concerné diminue d'au moins 5 %.
  - S'applique au maximum sur cinq ans, tenant compte d'une augmentation annuelle tolérable d'au moins 3 % des coûts imputés aux autres utilisateurs de réseau (dans des conditions inchangées par ailleurs).
- (6) Lors de la détermination de la perte de rémunération d'utilisation du réseau, il faut tenir compte de la diminution des coûts résultant d'éventuelles recettes réalisées par le GRD du fait du dédommagement au prorata des coûts de capital selon les paragraphes 2 et 3 du présent chapitre.
- (7) Dans la détermination de ses coûts de réseau, le GRD doit tenir compte de la diminution des coûts réalisée grâce au paiement, conformément aux paragraphes 2 et 5 du présent chapitre.



### **3.2 Critères d'évaluation de l'efficacité globale**

- (1) Une augmentation de l'efficacité globale (au sens de l'économie nationale) du réseau de tous les gestionnaires de réseau concernés par un changement d'un raccordement ou par un raccordement supplémentaire est à supposer dans les cas suivants:
  - Si les coûts causés directement par la poursuite de l'utilisation ou par l'extension du raccordement au réseau à supprimer, ou à prévoir dans ce contexte dans un avenir plus ou moins proche (max. cinq ans), sont supérieurs aux coûts de l'établissement, de la modernisation ou de l'extension du raccordement destiné à assurer désormais l'approvisionnement de la personne raccordée. Outre des coûts directs du raccordement, il faut également tenir compte des dispositions éventuellement nécessaires sur le réseau général ainsi que des rétributions d'utilisation du réseau à payer par les GRD concernés à des gestionnaires de réseau tiers.
  - Si les coûts nécessaires au maintien du raccordement et ceux causés par la future modernisation des réseaux existants en tenant compte de la charge actuelle et escomptée à l'avenir dans le cas de la conservation du raccordement au réseau actuel sont à long terme supérieurs au maintien de la configuration actuelle.
- (2) Lors de la détermination des coûts imputables, déduire les coûts facturés individuellement ainsi que les éventuels dédommagements au bénéficiaire raccordé, conformément à l'annexe 3.1.

### **3.3 Modification de raccordements pour des regroupements dans le cadre de la consommation propre**

- (1) Lors de la création d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, il existe une obligation de raccordement pour le GRD. Si la création du regroupement nécessite de modifier des raccordements, par exemple de les fusionner, l'intégralité des coûts et les investissements non amortis sont à la charge du propriétaire foncier concerné.
- (2) Lors de travaux de transformation ou de renforcements du réseau, les règles de facturation des contributions de raccordement au réseau et aux coûts de réseau sont celles de la pratique habituelle du GRD.



## Annexe 4: Regroupement de plusieurs points de mesure

- (1) Les critères pour le regroupement technique pour la mesure de plusieurs points de fourniture (virtuels ou physiques) s'appliquent exclusivement à la détermination des valeurs mesurées pour la facturation. La détermination du droit à l'accès au marché d'après l'OApEI, selon les critères de l'entité géographique et économique, s'applique aussi avec l'agrégation des points de fourniture. À l'inverse, seuls les points de fourniture qui constituent une unité économique et géographique peuvent être agrégés.
- (2) En règle générale et pour autant que le consommateur final demande cette agrégation, il doit supporter les coûts supplémentaires qui en découlent.
- (3) Le regroupement de la mesure de plusieurs points de fourniture est possible si toutes les conditions suivantes sont remplies:
  - Les installations du consommateur final concerné ou du gestionnaire de RFE sont équipées de manière adéquate quant aux instruments de mesure.
  - Conformément à l'OApEI, les points de fourniture doivent constituer une unité économique et géographique.
  - Les points de fourniture doivent être raccordés au même câble souche du réseau (cf. [Figure 29](#)).

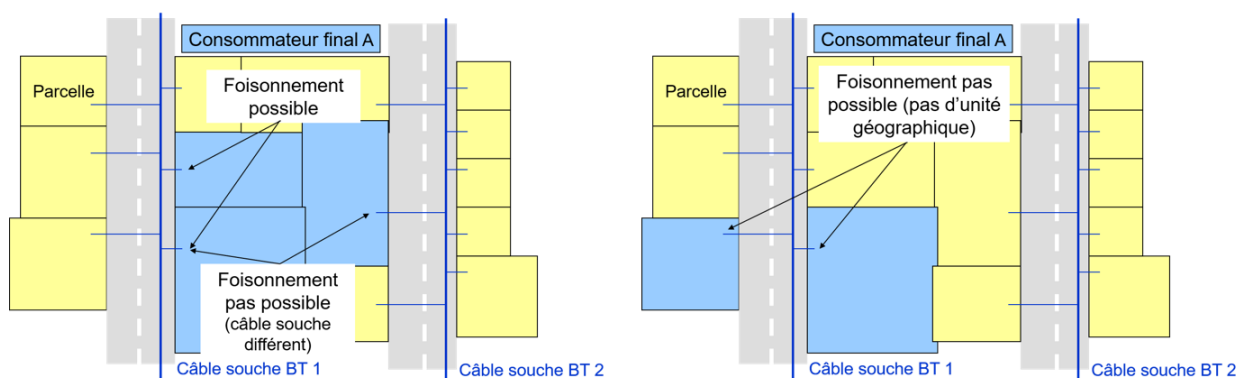


Figure 29 Mesure simultanée sur le même câble souche

## Annexe 5: Exemples pour le droit d'accès au marché

### 5.1 Situation A

- (1) Un bâtiment avec plusieurs consommateurs finaux A, B et C, chacun disposant d'un compteur:

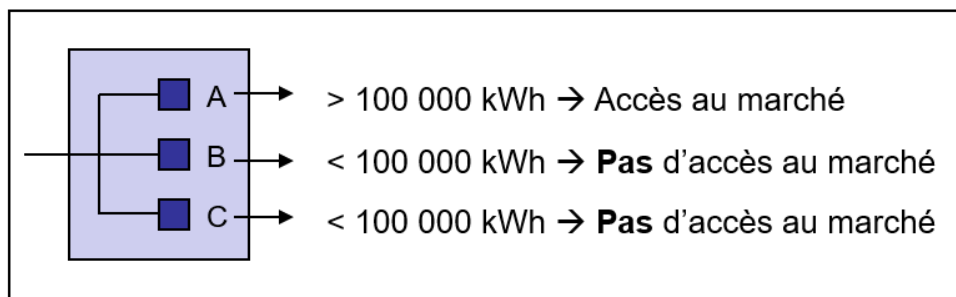


Figure 30 Situation A: Un bâtiment, plusieurs consommateurs finaux, chacun a son propre compteur

- (2) Le consommateur final A, qu'il s'agisse d'un ménage ou d'une autre catégorie de client, avec plus de 100 000 kWh de consommation annuelle a droit d'accès au marché.

### 5.2 Situation B

- (1) Un consommateur final A plusieurs compteurs (A et A') dans le même bâtiment.
- (2) **Variante 1:** Sur un des compteurs, l'énergie annuelle est supérieure à 100 000 kWh, sur l'autre inférieure.
- (3) **Variante 2:** Sur les deux compteurs, l'énergie annuelle est inférieure à 100 000 kWh, mais quand les deux sont réunis, elle est supérieure à 100 000 kWh.

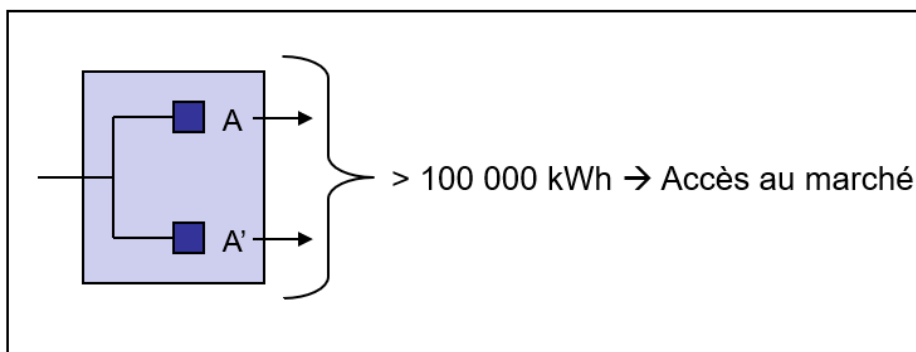


Figure 31 Situation B: Un consommateur final, plusieurs compteurs

- (4) **Variante 1:** Le consommateur final peut obtenir l'accès au marché pour le compteur > 100 000 kWh uniquement ou pour les deux compteurs réunis.
- (5) **Variante 2:** Le consommateur final n'obtient l'accès au marché que pour les deux compteurs réunis.



### 5.3 Situation C

- (1) Un consommateur final A possède deux bâtiments qui sont séparés par le domaine public (rue). En exploitation normale, il existe une liaison souterraine entre les deux bâtiments.

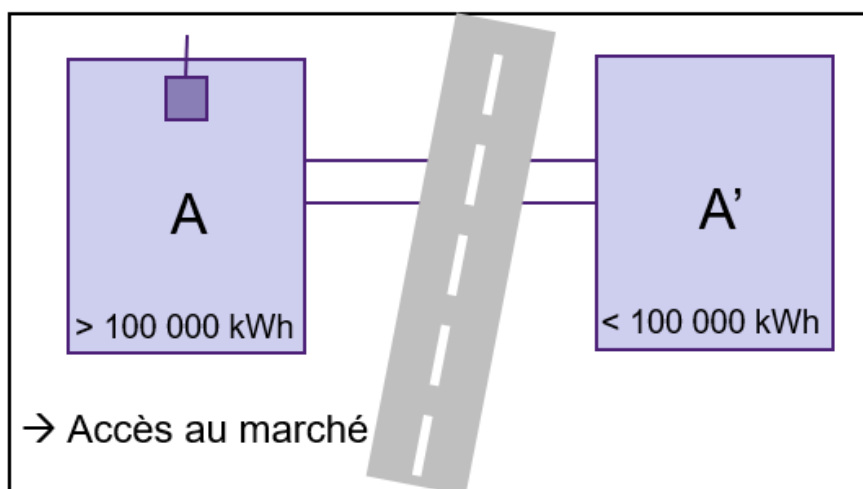


Figure 32 Situation C: Un consommateur final, deux bâtiments avec liaison en exploitation normale

- (2) La consommation des deux bâtiments est additionnée lorsque les deux bâtiments peuvent être considérés comme une unité économique et géographique (voir annexe 4).

### 5.4 Situation D

- (1) Un consommateur final A possède deux bâtiments qui sont séparés par le domaine public (rue).

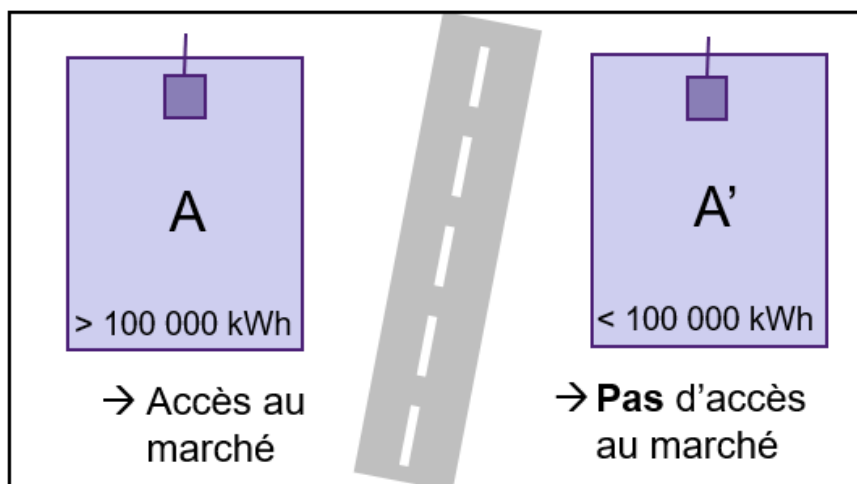


Figure 33 Situation D: Un consommateur final, deux bâtiments séparés par le domaine public

- (2) Le consommateur final n'a accès au marché que pour le bâtiment A, puisque le bâtiment A' est séparé par le domaine public (c'est-à-dire que la consommation ne peut être additionnée) et que, de ce fait, le critère de l'unité géographique n'est pas rempli.

## **Annexe 6: Mise en œuvre et prise en charge des coûts de raccordements de secours, de réserve et pour révision**

### **6.1 Principes**

- (1) Les coûts liés à une mise en œuvre (enclenchement) sont à la charge de l'utilisateur du réseau (GRD, consommateur final [CF] ou producteur [PR]). Ceci est concrètement l'utilisation du réseau (tarif de travail et tarif de puissance pour utilisateurs GRD et CF; il est aussi possible pour un tarif de base à convenir individuellement) et les SDL (par exemple l'énergie réactive et, pour le CF les pertes actives). Toutes ces valeurs sont déterminées selon les méthodes de mesure prescrites par le Metering Code et reprises par l'utilisateur. Si une facturation individuelle pour l'activation du raccordement a lieu, les grandeurs suivantes peuvent, par exemple, être aussi prises en compte: Heures d'engagement, puissance, énergie, coûts de personnel.
- (2) Si, pour le GRD amont, des coûts supplémentaires sont provoqués lors de la mise en service d'un raccordement de secours, de réserve ou pour révision par une puissance et une énergie supplémentaires, et que ce gestionnaire les facture à l'utilisateur du réseau (GRD, CF ou PR), ceux-ci sont à justifier à l'utilisateur. Ces coûts supplémentaires peuvent aussi être acquittés par un règlement forfaitaire entre les parties en cause.
- (3) Lorsqu'il est impossible, par exemple, pour cause de mesures manquantes ou d'autres raisons, d'établir un décompte justifiable économiquement sur la base de données de mesure, il peut être fait appel à des solutions individuelles. Puisque souvent, dans les niveaux inférieurs du réseau, aucune donnée de mesure fiable pour l'activation du raccordement n'est disponible pour une facturation individuelle, un dédommagement forfaitaire entre les parties concernées peut aussi être adéquat.
- (4) De façon générale, un dédommagement forfaitaire pour la mise en œuvre de raccordements de secours, de réserve ou pour révision peut être avantageux pour le déroulement de l'exploitation, car ainsi le personnel d'exploitation peut enclencher le raccordement selon les nécessités d'exploitation sans se préoccuper de considérations économiques.
- (5) Des coûts (investissements, d'exploitation ou forfaitaires) pour des raccordements de secours, de réserve et pour révision incluant l'utilisation du réseau, sont à prendre en compte dans les coûts imputables des GRD.
- (6) Répartition des coûts pour la mise à disposition du raccordement:
  - Par le passé, l'infrastructure du réseau en amont a été payée proportionnellement, au cas par cas, par le ou les utilisateurs.
  - Les coûts pour l'établissement, l'exploitation (y compris l'entretien) et le démontage du raccordement sont à la charge du ou des utilisateurs selon l'utilité qu'ils en tirent. Ceci est valable également pour des renforcements consécutifs du réseau rendus nécessaires dans le réseau amont, aussi bien pour NB que pour l'utilisateur final ou le producteur.
  - Pour une utilisation unilatérale du raccordement, Le parti utilisateur paie 100 % des coûts d'investissement ou de démontage et d'entretien ainsi qu'une partie éventuelle du renforcement du réseau en amont (contribution de raccordement au réseau et/ou contribution aux coûts du réseau).



- Pour une utilisation bilatérale du raccordement, Les coûts sont à supporter proportionnellement à l'utilité.
- L'utilité se définit entre autres, par la sécurité d'approvisionnement accrue, par la puissance disponible, par la probabilité d'enclenchement et par la durée d'utilisation garantie.
- Les coûts sont, de préférence, acquittés à forfait (versement unique et/ou annuel). Ils sont adaptés aux coûts de l'infrastructure fournie.

(7) Droit de revendiquer l'établissement d'un raccordement de secours, de réserve ou pour révision:

- Selon le DC – CH, ce droit n'existe pas dans chaque cas.

## 6.2 Cas de base pour GRD et consommateur final/producteur pris en considération, avec solutions

### 6.2.1 Cas de base 1: Seuls les GRD sont concernés

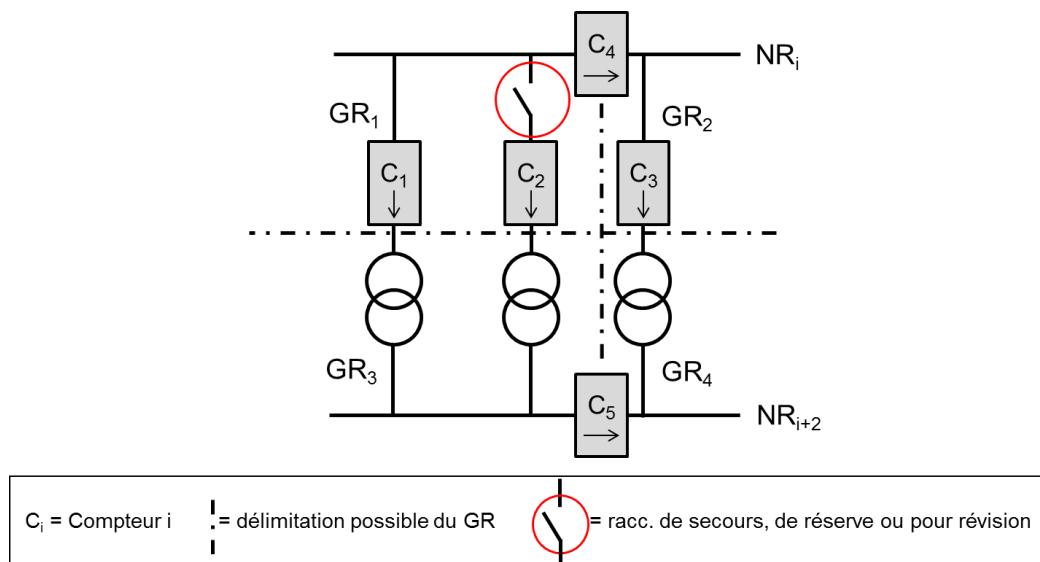


Figure 34 Prise en charge des coûts – Cas de base 1: seuls les GRD sont concernés

(1) Description de la situation

- Le gestionnaire de réseau NB3 peut soutirer entièrement ou partiellement de l'énergie au travers d'un raccordement de secours, de réserve ou pour révision auprès de l'exploitant de réseau NB1.
- Ceci peut entraîner un ripage de puissance ou d'énergie mesurable, ayant une influence sur la courbe de charge à l'interface de NE $_i$  vers NE $_{i+2}$ .

(2) Solution recommandée

- Les coûts produits par l'enclenchement proprement dit sont supportés par NB3, puisqu'il les occasionne.
- Puisque pour NB1 la mise en circuit du raccordement de secours, de réserve ou pour révision ne provoque, en somme, aucune augmentation de puissance/d'énergie qu'avant l'enclenchement,

aucun dédommagement complémentaire pour le ripage de puissance ne doit être imputé à NB3 par NB1. L'utilisation du réseau de GR<sub>1</sub> est donnée pour GR<sub>3</sub> par le solde des compteurs C<sub>1</sub> et C<sub>2</sub>.

- Pour NB3, l'utilisation du réseau par utilisation horizontale du réseau doit être convenue entre GR<sub>3</sub> et GR<sub>4</sub> et doit être déterminée autant que possible sur la base de valeurs de mesure.
- Si le couplage du raccordement de secours, de réserve ou pour révision provoque un déplacement mesurable de puissance, par lequel d'autres puissances sont soutirées par les GR<sub>1</sub> et GR<sub>2</sub> non identiques, la facturation de l'utilisation du réseau a lieu individuellement entre les GR<sub>1</sub>, GR<sub>2</sub>, GR<sub>3</sub> et GR<sub>4</sub> concernés.

### 6.2.2 Cas de base 2: Seuls les GRD sont concernés

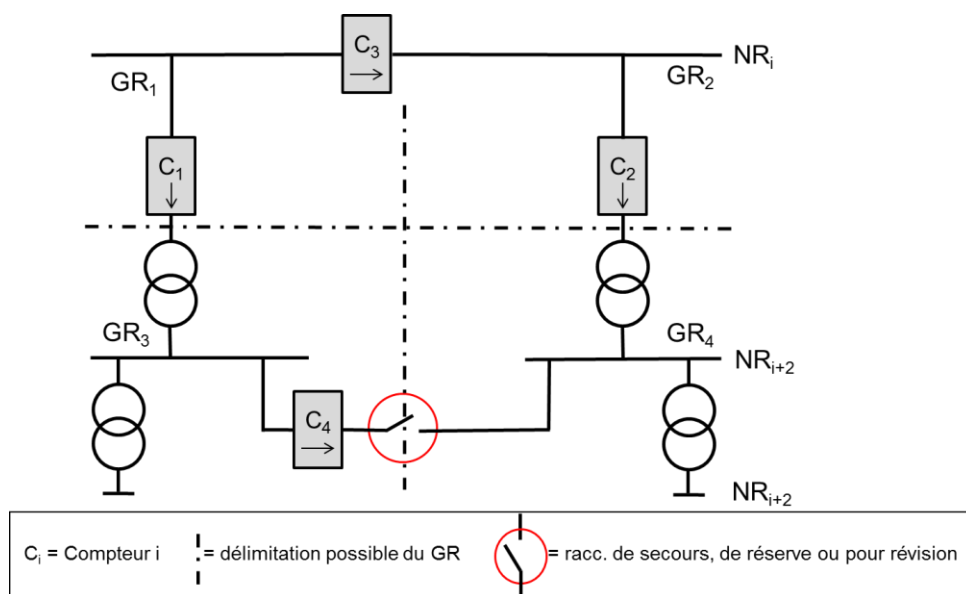


Figure 35 Prise en charge des coûts – Cas de base 2: seuls les GRD sont concernés

#### (1) Description de la situation

Sur le NR<sub>i+2</sub>, la charge d'un GR peut être enclenchée complètement ou partiellement sur le réseau voisin du NR<sub>i+2</sub>. Il en résulte un ripage de puissance ayant une influence sur les courbes de charge à l'interface du NR<sub>i</sub> vers le NR<sub>i+1</sub>.

#### (2) Solution recommandée

- En cas de mise en œuvre (enclenchement), les coûts engendrés sont à imputer proportionnellement au GR<sub>3</sub> ou au GR<sub>4</sub>.
- Si l'enclenchement sur le NR<sub>i+2</sub> engendre des coûts supplémentaires pour le GRD en amont, ces coûts sont à imputer proportionnellement à celui qui les occasionne.
- Si le GR<sub>1</sub> et le GR<sub>2</sub> sont identiques et reliés ensemble, les compteurs C<sub>1</sub> et C<sub>2</sub> doivent être corrigés en conséquence de la puissance commutée pour qu'ainsi, le GR<sub>1/2</sub> n'ait pas de recettes supplémentaires. La raison en est que ce couplage ne provoque aucun coût supplémentaire chez le GR<sub>1/2</sub> et qu'il n'est pas autorisé à facturer une puissance supplémentaire au GR<sub>3</sub> ou au GR<sub>4</sub>. Il en résulterait une utilisation efficace des installations disponibles par la mise en service

et l'utilisation du raccordement de secours, de réserve ou pour révision, puisqu'aucun coût supplémentaire n'intervient.

- Fondamentalement, des corrections sur le  $NR_i$  ne sont à effectuer que lors de commutations sur le  $NR_{i+2}$ . Si le couplage s'effectue sur des niveaux de réseau inférieurs au  $NR_{i+2}$ , les influences physiques sur le  $NR_i$  deviennent toujours plus faibles tandis que la charge économique/administrative pour une correction augmente.
- Si des corrections ne sont pas économiquement justifiables, des solutions individuelles sont également indiquées.

### 6.2.3 Cas de base 3: Un consommateur final ou un producteur est concerné

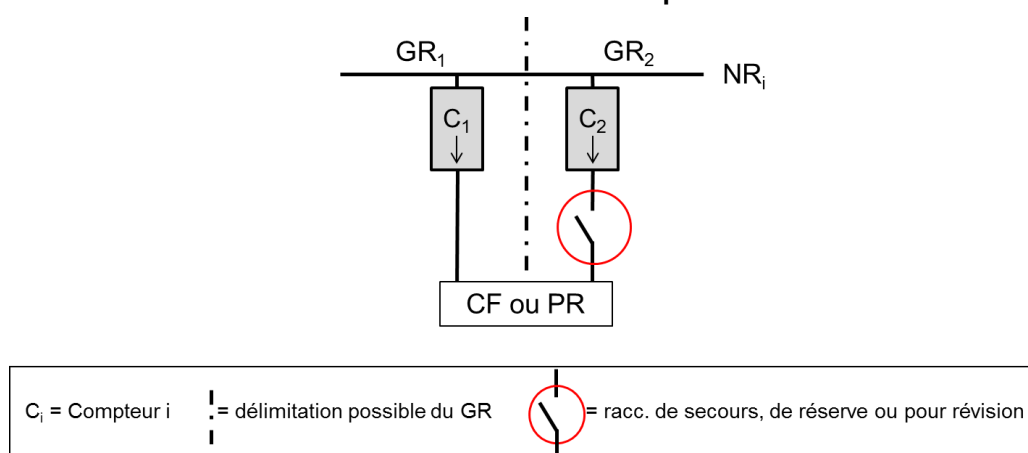


Figure 36 Prise en charge des coûts – Cas de base 3: Un consommateur final ou un producteur est concerné

#### (1) Description de la situation

- Le consommateur final ou le producteur peut être complètement ou partiellement commuté sur le réseau voisin du  $NR_i$ .
- Il en résulte un ripage de puissance ayant une influence sur la courbe d'injection à l'interface du  $NR_i$  vers le CF ou le PR.

#### (2) Solution recommandée

- En cas d'engagement (mise en circuit), les coûts provoqués sont à imputer à l'utilisateur final ou le producteur.
- Le GRD offrant le raccordement de secours, de réserve ou pour révision définit un point de mesure et l'attribue au groupe-bilan du fournisseur du CF/PR.
- Si, pour cause de mise en service, l'exploitant de réseau amont doit payer des coûts supplémentaires, ces coûts sont à imputer proportionnellement à l'utilisateur final ou au producteur.
- Si le  $GR_1$  et le  $GR_2$  sont identiques, les compteurs  $C_1$  et  $C_2$  peuvent être cumulés pour former un tout de façon à ce que le  $GR_1$  n'ait pas de recette supplémentaire par le ripage de puissance lors de l'enclenchement. La raison en est que ce GR ne supporte aucun coût supplémentaire.

Le schéma illustre la configuration d'un système de distribution de puissance. Une ligne de transmission est divisée en deux sections par un busbar central. Les sections sont alimentées par des transformateurs de puissance (GR<sub>1</sub>, GR<sub>2</sub>, GR<sub>3</sub>, GR<sub>4</sub>) et des compteurs (C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>). Les busbars sont désignés par NR<sub>i</sub>, NR<sub>i+2</sub> et NR<sub>i+4</sub>. Le busbar central est étiqueté "CF ou PR". Un interrupteur de secours, de réserve ou pour révision (racc. de secours, de réserve ou pour révision) est installé sur le busbar central.

Legende :

- $C_i$  = Compteur  $i$
- $\vdash$  = délimitation possible du GR
- = racc. de secours, de réserve ou pour révision

### (1) Description de la situation

- Un utilisateur final ou un producteur est relié par diverses lignes à diverses sous-stations d'un même niveau de réseau.
- Sur NEi+4, la charge/l'injection peut être complètement/partiellement commutée sur le réseau voisin de NEi+2.
- Il en résulte un ripage de puissance ayant une influence sur les courbes d'injection à l'interface du NR<sub>i+2</sub> vers le NR<sub>i+3</sub> et éventuellement sur les courbes de charge à l'interface du NR<sub>i</sub> vers le NR<sub>i+1</sub>.

- Le GRD offrant le raccordement de secours, de réserve ou pour révision définit un point de mesure et l'attribue au groupe-bilan du fournisseur du CF/PR.
- En cas d'engagement (mise en circuit), les coûts provoqués sont à imputer à l'utilisateur final ou au producteur.
- Si l'enclenchement engendre des coûts supplémentaires pour le GRD en amont, ces coûts sont à imputer proportionnellement au CF ou au PR qui les occasionne.
- Cette disposition est aussi valable lorsque le CF/PR est raccordé sur le  $NR_{i+2}$ .
- Si le  $GR_3$  et le  $GR_4$  sont identiques et reliés ensemble, les compteurs à l'interface du  $NR_{i+2}$  vers le  $NR_{i+3}$  sont corrigés au rapport de la puissance commutée de façon à ce que le  $GR_{3/4}$  n'ait pas de recettes supplémentaires. La raison en est que ce GRD ne supporte aucun coût supplémentaire. Il en résulterait une utilisation efficiente des installations disponibles par la mise en service et l'utilisation du raccordement de secours, de réserve ou pour révision, puisqu'aucun coût supplémentaire n'intervient.

- Fondamentalement, des corrections ne sont à effectuer sur le  $NR_{i+2}$  que lors de commutations sur le  $NR_{i+4}$ . Si le couplage s'effectue sur des niveaux de réseau inférieurs, les influences physiques sur le  $NR_{i+2}$  deviennent toujours plus faibles tandis que la charge économique/administrative pour une correction augmente. Cela est aussi le cas lorsqu'une liaison horizontale n'est présente que sur le  $NR_i$
- Si des corrections ne sont pas économiquement justifiables, des solutions individuelles sont également indiquées.

### 6.2.5 Cas de base 5: Un consommateur final ou un producteur est concerné

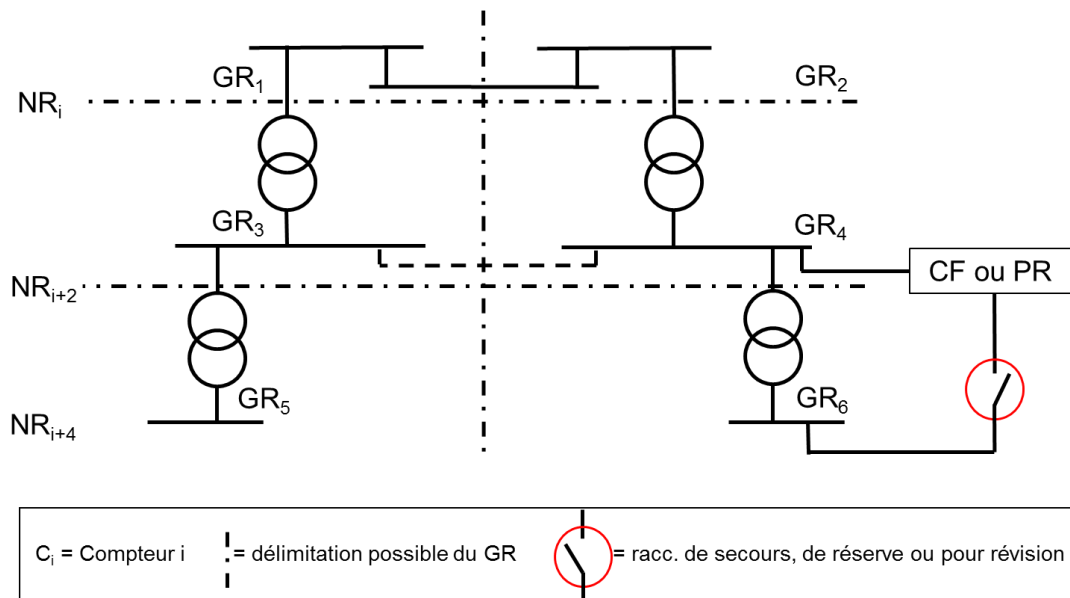


Figure 38 Prise en charge des coûts – Cas de base 5: Un consommateur final ou un producteur est concerné

#### (1) Description de la situation

- Un utilisateur final ou un producteur est relié à la même sous-station par diverses lignes et divers niveaux de réseau.
- Sur le  $NR_{i+4}$ , la charge/l'injection peut être totalement ou partiellement commutée sur le réseau inférieur du  $NR_{i+4}$ .
- Il en résulte un ripage de puissance ayant une influence sur les courbes d'injection aux raccordements de l'utilisateur final/du producteur.

#### (2) Solution recommandée:

- Le GRD offrant le raccordement de secours, de réserve ou pour révision définit un point de mesure et l'attribue au groupe-bilan du fournisseur du CF/PR.
- Les coûts provoqués en cas d'engagement sont à imputer à utilisateur final ou au producteur.
- Si, en raison de l'enclenchement sur le  $NR_{i+4}$ , le GRD en amont  $GR_6$  doit payer de la puissance supplémentaire, les coûts en résultant sont à imputer au CF/PR.
- Puisque le  $GR_4$  ne remarque pas de modification de la puissance/énergie fournie suite à l'enclenchement sur le  $NR_{i+2}$ , ici aussi la livraison du  $GR_4$  vers le  $GR_6$  au niveau  $NR_{i+2}$  doit être corrigée en conséquence.

## Annexe 7: Réseaux raccordés en série ou maillés

- (1) La présente annexe traite des configurations de base en cas de réseaux raccordés en série (chapitre 7.1) et en cas de réseaux maillés (chapitre 7.2). Les termes «service de transport» et «service de distribution» sont utilisés ci-après pour faciliter l'explication de la configuration de base.

### 7.1 GRD raccordés en série

- (1) Lorsque les réseaux de différents propriétaires d'un même niveau de réseau sont connectés les uns derrière les autres, un risque de double charge des consommateurs finaux («pancaking») existe. Le terme «double charge» est ici synonyme de «charge multiple» lorsque le nombre de GRD impliqués est supérieur à deux.
- (2) Les gestionnaires des réseaux concernés doivent assurer par des dispositions adéquates qu'aucune double charge des consommateurs finaux ne résulte de cette situation qui est due uniquement à diverses appartenances des réseaux et ne repose pas sur des coûts effectivement plus élevés. Il faut distinguer deux situations principales:
- Le GRD exploite des éléments de réseau dans le niveau de réseau concerné qui approvisionnent des consommateurs finaux propres et des gestionnaires de réseau en aval. Les approches de solutions ci-après proposent des solutions pour éviter une double charge des consommateurs finaux.
  - Le GRD en amont ne fait qu'exploiter les niveaux de réseaux en amont. Il n'approvisionne pas de consommateurs finaux; ceux-ci sont exclusivement approvisionnés par les GRD aval. Dans ce cas, il n'y a pas de double charge dans le sens du pancaking, puisqu'une éventuelle différence de la charge des consommateurs finaux est confirmée par les coûts différents des divers GRD en aval. Les différences de coûts sont la conséquence de structures différentes des GRD en aval et non pas de diverses appartenances des réseaux. La question ne relève donc pas du pancaking. Le chapitre 7.1.3 «Approches de solutions» propose néanmoins des solutions applicables dans ce cas.
- (3) La double charge par pancaking ne peut se produire que lorsqu'il y a des GRD différents sur un même niveau de réseau. Il ne peut y avoir de problème de double charge entre les GRD et les consommateurs finaux.

#### 7.1.1 Services

- (1) Pour aborder le problème du «pancaking», on considère les services d'un niveau de réseau: Par services, on entend le transport et la distribution d'énergie électrique sur un niveau de réseau. Au sein d'un niveau de réseau, on peut encore subdiviser les services en service de transport et service de distribution.
- (2) Le service de transport sert au transport de l'énergie jusqu'à un réseau de distribution, par exemple d'un GRD aval. Le service de distribution sert à la distribution de l'énergie jusqu'aux consommateurs finaux.
- (3) Le problème du «pancaking» se produit lorsqu'un service est assuré sur un même niveau de réseau par plusieurs GRD en réseaux interconnectés et que ce fait provoque une double charge inadmissible





pour les consommateurs finaux. Deux conditions doivent être remplies pour que le problème du pancaking puisse se produire dans les réseaux connectés en série:

- Un même service est assuré au même niveau de réseau par plusieurs GRD.
  - Le GRD en amont opère simultanément un service de transport et un service de distribution sur le même niveau de réseau et/ou dans des niveaux de réseau en aval.
- (4) Les consommateurs finaux d'un même niveau de réseau qui utilisent un service sont traités de manière non discriminatoire et indépendamment de la distance. Le même principe s'applique aux GRD en aval sur un même niveau qui utilisent les services d'un GRD en amont.
- (5) Des différences structurelles de GRD en aval peuvent conduire à des différences de tarif. Elles ne résultent pas d'un pancaking et ne conduisent donc pas à un «problème de pancaking» selon la définition. Il existe la possibilité que les GRD en aval conviennent avec le GRD en amont d'un modèle de tarif ou que les GRD en aval s'entendent sur des péréquations financières pour compenser des différences de tarif structurelles importantes.

### 7.1.2 Configurations principales

- (1) Le présent paragraphe décrit plusieurs configurations principales. Pour chaque configuration, le texte discute de l'éventuelle présence d'un problème de «pancaking» et propose les solutions les plus évidentes. Il reste toujours possible d'appliquer des solutions différentes de celles proposées si les gestionnaires de réseau se mettent d'accord.

#### 7.1.2.1 Situation A

- (1) Un niveau de réseau N est exclusivement opéré par un GRD en amont. Celui-ci n'approvisionne pas de consommateurs finaux dans le niveau de réseau en aval N+1. Les GRD en aval couvrent les niveaux de réseau en aval N+1.

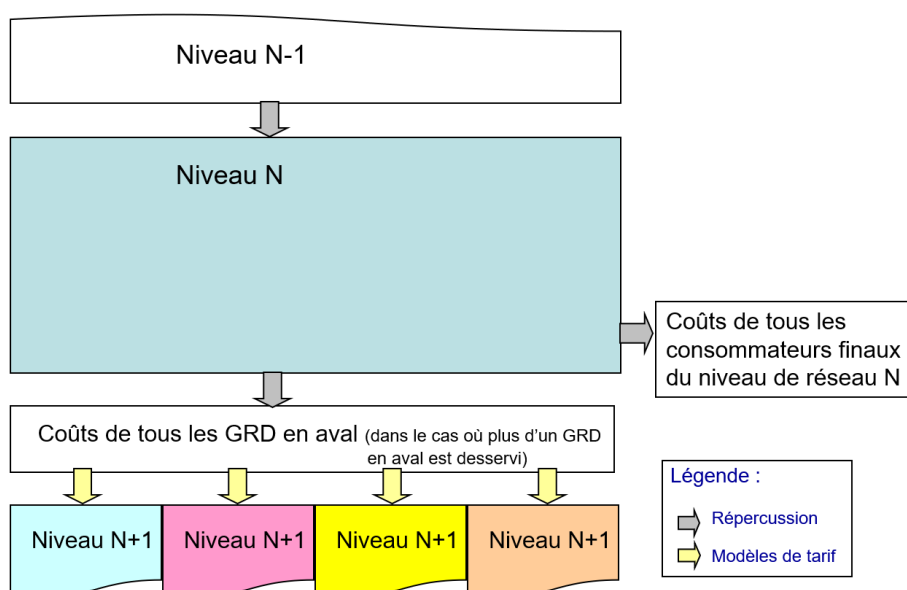


Figure 39 Situation A: Un seul GRD au niveau de réseau N

- (2) La situation A ne présente pas de problème de pancaking. Tous les coûts sont répercutés aux GRD en aval en utilisant des modèles de tarif.

### 7.1.2.2 Situation B

- (1) Plusieurs GRD opèrent au niveau de réseau N. Le GRD en amont exerce exclusivement un service de transport. Il n'aliment pas de consommateurs finaux au niveau de réseau N; ceux-ci sont exclusivement alimentés par des GRD en aval à partir de ce même niveau de réseau.

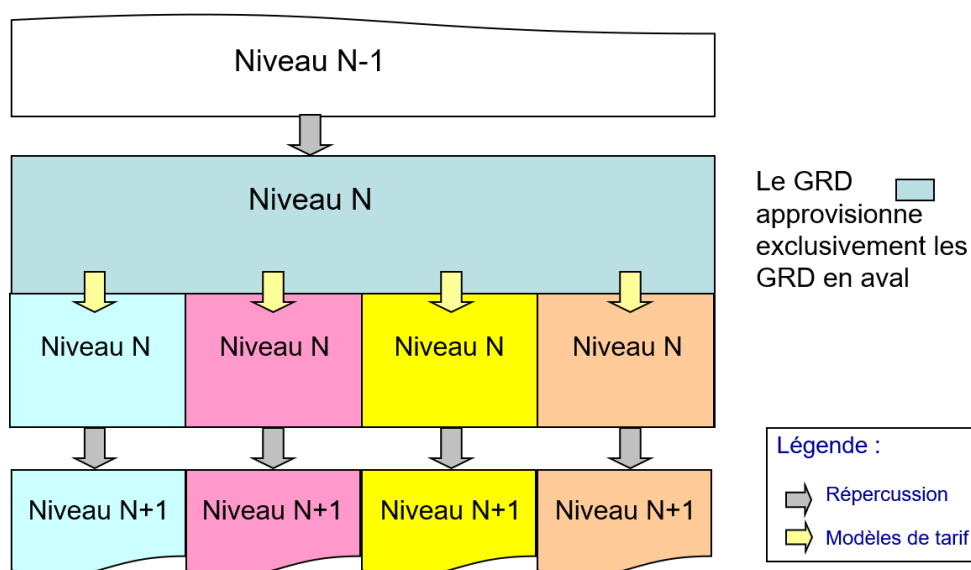


Figure 40 Situation B: Plusieurs GRD au niveau de réseau N

- (2) Dans la situation B, le niveau de réseau N se divise en un service de transport hiérarchique Na (par exemple 3a ou 5a) et un service de distribution Nb (par exemple 3b ou 5b). Le service Na est totalement assuré par le GRD en amont. En répartissant le niveau de réseau N en Na et Nb, la situation devient analogue à la configuration A.
- (3) La situation B ne présente pas de «problème de pancaking». Tous les coûts sont répercutés aux GRD en aval en utilisant des modèles de tarif.

### 7.1.2.3 Situation C

- (1) Plusieurs GRD opèrent au niveau de réseau N. Le GRD en amont exerce un service de transport et il aliment des consommateurs finaux au même niveau de réseau et/ou dans le niveau de réseau en aval. Pour des raisons techniques ou structurelles, la répartition en un service de transport Na et un service de distribution Nb est impossible.

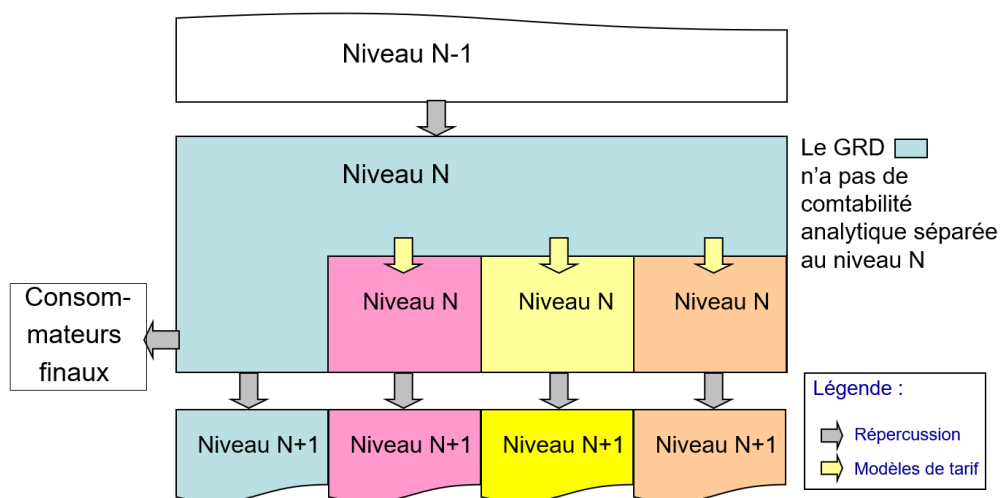


Figure 41 Situation C: Plusieurs GRD au niveau de réseau N

- (2) La situation C est un cas de pancaking. Le GRD en amont ne doit pas favoriser ses consommateurs finaux au détriment des consommateurs finaux des GRD en aval.
- (3) La répartition des coûts sur les GRD en aval est effectuée de manière non discriminatoire et indépendamment de la distance en utilisant un modèle de tarif. Ce faisant, la structure des tarifs du GRD en amont doit tenir dûment compte de la part du service assuré par les GRD en aval.

#### 7.1.2.4 Situation D

- (1) Plusieurs GRD opèrent au niveau de réseau N. Le GRD en amont exerce un service de transport et il approvisionne des consommateurs finaux au même niveau de réseau et/ou dans le niveau de réseau en aval. Il est en mesure, aussi bien au plan technique que comptable, de répartir ses services en un service de transport hiérarchique Na et un service de distribution Nb.

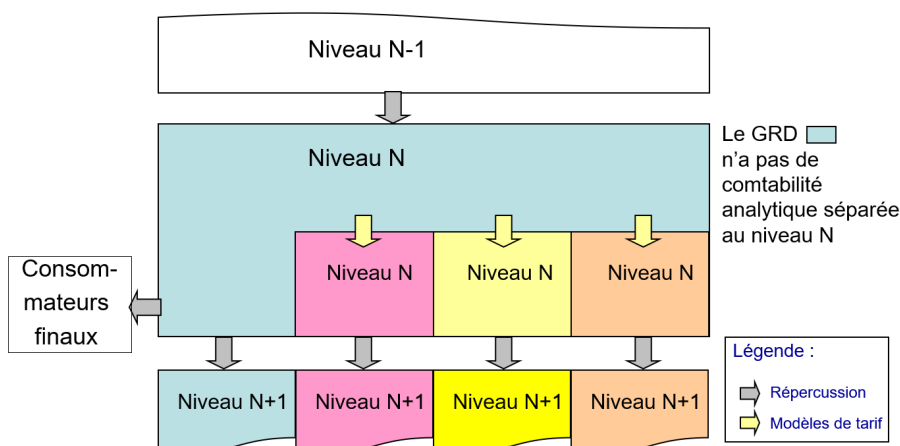


Figure 42 Situation D: plusieurs GRD au niveau de réseau N

- (2) La situation D est un cas de pancaking. Le GRD en amont ne doit pas favoriser ses consommateurs finaux au détriment des consommateurs finaux des GRD en aval. La répartition des coûts du niveau de réseau Na sur le groupe des GRD en aval d'une part et sur le niveau de réseau Nb du GRD en amont d'autre part est effectuée par l'application analogique de la formule de report (voir chapitre 4.3).
- (3) La répartition des coûts à supporter par les différents GRD en aval sur les GRD particuliers est effectuée de manière non discriminatoire et indépendamment de la distance en utilisant un modèle de tarif. Le GRD en amont est en principe libre dans l'élaboration de ses tarifs, à condition de respecter les dispositions légales et de baser les tarifs sur les coûts. La charge des consommateurs finaux peut éventuellement différer du fait de différences structurelles entre les GRD en aval.
- (4) Le GRD en amont doit diviser son réseau de manière non discriminatoire en deux réseaux partiels Na et Nb. La séparation concerne l'ensemble de la comptabilité (coûts des capitaux et d'exploitation). Pour que la répartition en réseaux partiels soit la plus objective possible, on appliquera des règles fixées d'un commun accord par les parties concernées.

#### 7.1.2.5 Situation E

- (1) Plusieurs GRD opèrent au niveau de réseau N. Le GRD en amont exploite un service de transport et ne dessert pas de consommateurs finaux au même niveau de réseau. Il a, tant au niveau technique que comptable, réparti ses services en un service de transport hiérarchique Na et un service de distribution Nb. Il traite son propre service de distribution Nb de la même manière qu'un GRD tiers aval, c'est-à-dire qu'il utilise les mêmes modèles de tarif.

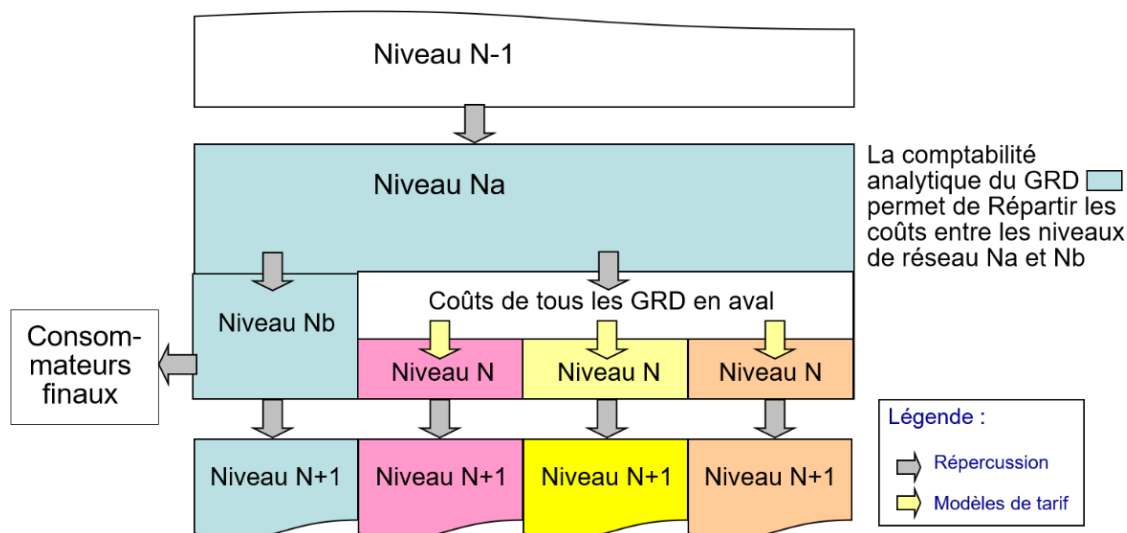


Figure 43 Situation E: plusieurs GRD au niveau de réseau N

- (2) La situation E correspond à la situation B et il n'y a pas de problème de pancaking. Tous les coûts du niveau Na sont reportés sur le propre réseau Nb et les GRD en aval en utilisant des modèles de tarif. La charge des consommateurs finaux peut éventuellement différer du fait de différences structurelles entre les GRD en aval.
- (3) Le GRD en amont doit diviser son réseau de manière non discriminatoire en deux réseaux partiels Na et Nb. La séparation concerne l'ensemble de la comptabilité (coûts des capitaux et d'exploitation). Pour

que la répartition en réseaux partiels soit la plus objective possible, on appliquera des règles fixées d'un commun accord par les parties concernées.

### **7.1.3 Approches de solutions**

#### **7.1.3.1 Recommandations pour le processus de recherche de solution**

- (1) Le GRD en amont prend l'initiative, analyse la situation de départ et soumet aux GRD concernés une proposition de solution. Toutes les parties décident ensemble de la variante de solution à appliquer et des procédures à suivre.

#### **7.1.3.2 Situation A**

- (1) Cette situation est traitée dans le présent MURD – CH. Il n'y a pas d'autres dispositions à prendre.

#### **7.1.3.3 Situation B**

- (1) Cette situation correspond à la situation A grâce à la répartition claire des services du GRD amont et des GRD aval. Il n'y a pas d'autres dispositions à prendre.

#### **7.1.3.4 Situation C**

- (1) Plusieurs variantes sont possibles:
  - Contrats stipulant des compensations financières;
  - Associations de tarifs de réseau ou de coûts de réseau, restructuration pour éliminer la situation de «pancaking».
- (2) Une solution n'est possible que si la majorité des GRD impliqués s'entend sur un accord correspondant ou signe les contrats nécessaires.

#### **7.1.3.5 Situation D**

- (1) Le GRD en amont partage son réseau en deux niveaux de réseau Na et Nb selon des règles objectives fixées d'un commun accord par les parties concernées et assure l'affectation correcte des coûts dans sa comptabilité. Il répartit les coûts de son niveau de réseau Na, y compris les coûts de tous les réseaux en amont, sur le groupe des GRD en aval et sur son propre réseau Nb, suivant la procédure du report de coûts.

#### **7.1.3.6 Situation E**

- (1) Le GRD en amont élabore des règles transparentes et traçables fixées d'un commun accord pour la division de son réseau en deux niveaux de réseau Na et Nb et assure l'affectation correcte des coûts dans sa comptabilité. Il traite son propre réseau aval Nb de la même manière que les réseaux des autres GRD en aval. Ainsi, la situation E correspond à la situation B.



#### **7.1.4 Tarifs différents appliqués aux consommateurs finaux du fait de différences structurelles entre les réseaux**

- (1) Même si le report des coûts et le calcul des tarifs de réseau sont correctement appliqués par le GRD en amont, il peut y avoir de grandes différences de tarif entre réseaux voisins à cause des différences structurelles entre les GRD en aval. Tenant compte du respect de la non-discrimination et de la neutralité de la distance dans la fixation du tarif par le GRD en amont, il y a plusieurs possibilités:
- Accepter les différences de tarif, eu égard à la libre détermination des tarifs par les GRD;
  - Les GRD en aval se mettent d'accord sur des compensations financières mutuelles;
  - Les GRD en aval se mettent d'accord sur la création d'une association de coûts;
  - Les GRD en aval se mettent d'accord avec le GRD en amont sur un modèle de tarif, par exemple en segmentant les GRD en aval;
  - Équilibrer les réseaux par des restructurations.

#### **7.2 Plusieurs réseaux maillés de GRD différents**

- (1) Lorsque les réseaux de différents propriétaires sont maillés sur un même niveau de réseau, un risque de double charge des consommateurs finaux («pancaking») existe. Le terme «double charge» est ici synonyme de «charge multiple» lorsque le nombre de GRD impliqués est supérieur à deux.
- (2) Les GRD concernés doivent assurer par des mesures adéquates qu'aucune double charge des consommateurs finaux ne résulte de cette situation, qui est due uniquement à diverses appartenances des réseaux et ne repose pas sur des coûts effectivement plus élevés. Les services pris en considération sont le service de transport et le service de distribution pour les consommateurs finaux du niveau N. Ces services sont à considérer fondamentalement comme une unité, même si les services du niveau N sont assurés par différents GRD.
- (3) La répartition des coûts entre les groupes des consommateurs finaux d'une part et la prise en charge par le niveau N+1 d'autre part se fait par la méthode du report des coûts. Si plusieurs GRD sont concernés par le niveau N+1, le partage des coûts entre chacun des GRD a lieu au moyen d'un modèle de tarif (segmentation possible) de manière non discriminatoire et indépendamment de la distance. Le groupe des GRD assurant le service au niveau N est fondamentalement libre quant à la formation des tarifs, pour autant que les contraintes légales soient respectées et que les tarifs soient basés sur les coûts.



## 7.2.1 Configurations principales et approches de solution

### 7.2.1.1 Situation F

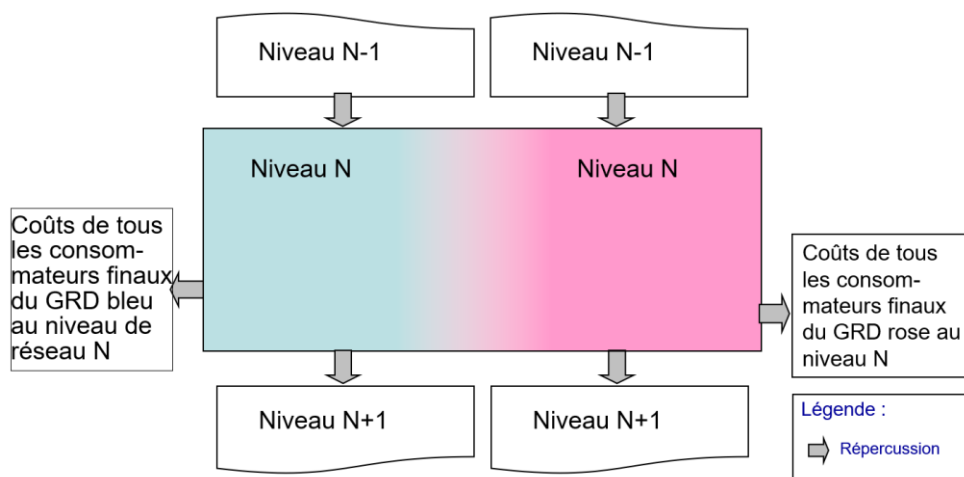


Figure 44 Situation F: Plusieurs GRD par niveau de réseau (maillage)

(1) Les possibilités suivantes s'offrent aux GRD impliqués:

- Contrats stipulant des compensations financières
- Associations de tarifs de réseau ou de coûts de réseau;
- Répartition des coûts sur la base de calculs du flux de charge et de l'énergie transportée;
- Restructuration pour éliminer la situation de pancaking

(2) Une solution n'est possible que si la majorité des GRD impliqués s'entend sur un accord correspondant ou signe les contrats nécessaires.

### 7.2.1.2 Situation G

(1) Dans la situation G, deux réseaux parallèles d'un même niveau de réseau ne sont pas connectés en exploitation normale. Les lignes de connexion entre les GRD servent uniquement de lignes de réserve ou de secours.



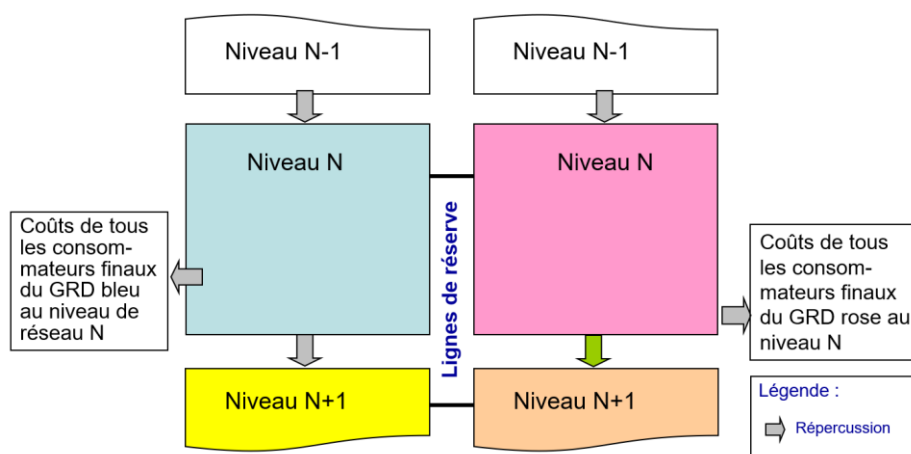


Figure 45 Situation G: Plusieurs GRD par niveau de réseau (ligne de réserve)

- (2) Les services considérés sont le service de transport et le service de distribution pour les consommateurs finaux au niveau de réseau N. Ces services se déroulent en principe comme s'il n'y avait pas de liaisons de secours. De ce point de vue, il n'y a pas de «problème de pancaking».
- (3) Les solutions suivantes sont possibles dans le cadre des règles décrites au chapitre 4.2.4:
  - Prise en charge commune des coûts des lignes de réserve;
  - Accord contractuel pour la prise en charge des coûts lors de l'utilisation des lignes de réserve.

## 7.2.2 Restructurations

- (1) Des restructurations peuvent grandement contribuer à résoudre les problèmes relatifs aux différentes structures de réseau. Elles consistent à transférer contre paiement des parties de réseau à des GRD en amont ou en aval.



# Annexe 8: Définition de la puissance pour la répercussion des coûts

- (1) Pour déterminer la puissance mensuelle maximale, la puissance nette est déterminante. Pour la puissance nette, il existe trois variantes connues qui se distinguent par la prise en compte de la réinjection d'énergie dans le réseau.
- (2) Dans les variantes connues, il s'agit en détail de savoir si et, le cas échéant, comment une réinjection d'un groupe de clients dans le réseau est compensée ou non par le prélèvement simultané de ce groupe de clients tous les quarts d'heure. En fonction de la méthode utilisée pour déterminer la puissance nette, on obtient des résultats différents, comme le montre la [Figure 46](#).

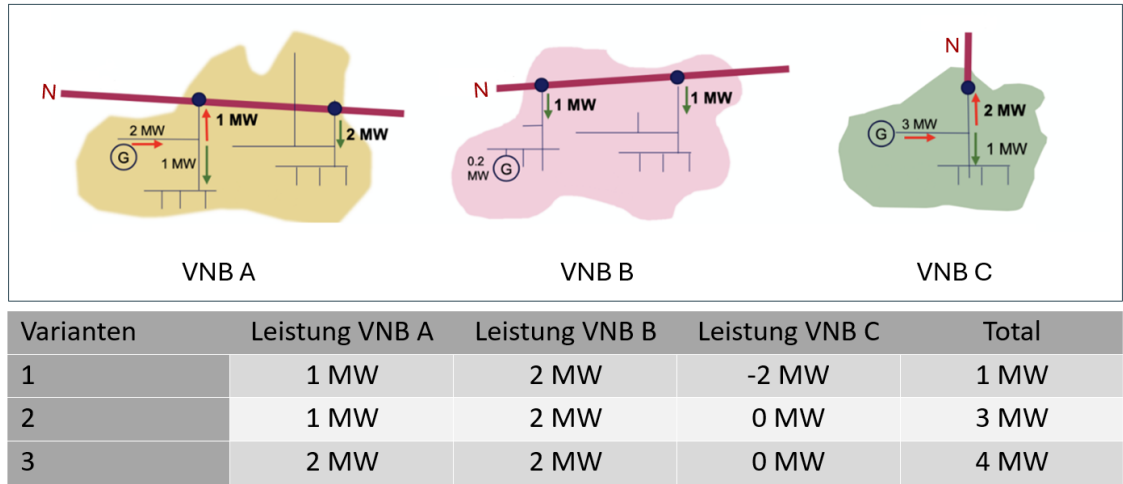


Figure 46 Variantes possibles pour le calcul de la puissance nette

- (3) Le total indique la valeur de la puissance à prendre en compte pour la répercussion des coûts selon la procédure en cas de charge de pointe. Les définitions des trois variantes sont présentées ci-dessous:
  - Si la variante 1 est utilisée, les flux de charge du niveau supérieur vers le niveau inférieur du réseau ou du sous-réseau sont comptabilisés avec les flux de charge dans le sens inverse dans une zone limitée topologiquement (artère électrique, circuit de transformateur, etc.) ou géographiquement (commune, GRD, etc.) et comptabilisés par groupe de clients. Des soldes négatifs pour certains points d'interconnexion sont pris en compte.
  - Si la variante 2 est utilisée, les flux de charge du niveau supérieur vers le niveau inférieur du réseau ou du sous-réseau sont comptabilisés avec les flux de charge dans le sens inverse dans une zone limitée topologiquement (artère électrique, circuit de transformateur, etc.) ou géographiquement (commune, GRD, etc.) et par groupe de clients. Les valeurs négatives résultantes de l'approvisionnement moins la réinjection d'énergie aux différents points d'interconnexion ne sont toutefois pas prévues. La valeur minimale de la puissance maximale mensuelle ne peut donc pas être inférieure à 0.
  - Si la variante 3 est utilisée, seuls les flux de charge du niveau supérieur vers le niveau inférieur du réseau ou du sous-réseau sont pris en compte. Une éventuelle réinjection d'énergie n'est pas non plus prise en compte pour certains points d'interconnexion et n'est donc pas compensée.

- (4) La méthodologie à utiliser pour déterminer la puissance nette pour la répercussion des coûts dépend de plusieurs facteurs et doit être étudiée au cas par cas. Une éventuelle configuration de base mise en œuvre par le GRD conformément à l'annexe 7 pour diviser un réseau en sous-réseau Service de transport (Na) Service de distribution (Nb) doit être prise en compte. D'autres caractéristiques de différenciation, telles que la topologie du réseau ou l'ampleur de la production décentralisée à un niveau de réseau ou de sous-réseau, peuvent être prises en compte dans la décision. Certaines de ces caractéristiques de différenciation sont discutées ci-dessous (liste non exhaustive).

### **8.1 Caractéristiques de différenciation: Topologie du réseau – points d'interconnexion**

- (1) Une compensation d'une éventuelle réinjection selon la variante 2 à un ou plusieurs points d'interconnexion avec un soutirage simultané à un ou plusieurs points d'interconnexion d'un groupe de clients conduit au principe de causalité lorsque la réinjection entraîne un délestage au niveau du réseau ou du sous-réseau en amont. Cela peut être le cas lorsque les points d'interconnexion avec réinjection d'énergie dans le réseau et ceux avec sortie du réseau se trouvent sur le même tronçon de réseau.
- (2) Si les points d'interconnexion avec réinjection et soutirage se trouvent sur différents tronçons de réseau ou dans différentes sous-stations, il convient de ne pas procéder à un équilibrage des points d'interconnexion afin de refléter le principe de causalité, c'est-à-dire d'appliquer la variante 3.

### **8.2 Caractéristiques de différenciation: Étendue de la production décentralisée**

- (1) Dans le contexte d'une production décentralisée élevée, il convient de prendre en compte à la fois l'ampleur et l'effet de la réinjection d'un groupe de clients.
- (2) Dans le cas d'une réinjection élevée de la production décentralisée à un niveau de réseau ou de sous-réseau, les coûts sont réduits en conséquence par le solde selon la variante 1 et la variante 2. Par conséquent, si la réinjection de certains points d'interconnexion est disproportionnée ou si, dans un cas extrême, il en résulte une réinjection globale d'un groupe de clients, les variantes 1 et 2 peuvent entraîner des distorsions de coûts. C'est le cas lorsque la réinjection d'énergie dans le réseau entraîne un besoin élevé d'extension du réseau et se traduit donc par des coûts plus élevés pour le réseau de distribution. Pour que les coûts puissent être répartis selon le principe de causalité, il convient de renoncer au solde.
- (3) En revanche, si la réinjection entraîne une économie de coûts par rapport au GRD en amont (concerne surtout le niveau de réseau 3), il peut être judicieux de procéder au solde. Le solde permet de répercuter l'effet de réduction des coûts de la réinjection sur le demandeur et garantit ainsi une répercussion conforme au principe de causalité.



## **Annexe 9: Utilisation de la flexibilité et de systèmes de contrôle intelligents**

### **9.1 Généralités**

- (1) Si le soutirage, l'injection ou le stockage d'électricité peuvent être influencés, on parle de flexibilité.
- (2) Les consommateurs finaux, les producteurs ou les opérateurs de stockage (détenteurs de flexibilité) sont les détenteurs de leur flexibilité et peuvent en disposer librement.
- (3) Un système de commande et de réglage est utilisé pour exploiter une flexibilité.
- (4) La flexibilité peut être utilisée en faveur du réseau, du marché ou du système.
- (5) L'utilisation en faveur du réseau est effectuée par le GRD ou d'autres acteurs.
- (6) En principe, l'utilisation d'une flexibilité doit faire l'objet d'un contrat.
- (7) Lors de la planification des réseaux, il convient d'appliquer le principe ORARE (optimisation du réseau avant renforcement avant extension). L'utilisation de la flexibilité fait explicitement partie de l'optimisation.
- (8) Une flexibilité est considérée comme existante au sens de l'art. 19d OApEI si elle a été utilisée par le GRD avant le 1<sup>er</sup> janvier 2026 (dans le cas contraire, on parle de nouvelle flexibilité). Les dispositions transitoires de l'art. 31f OApEI s'appliquent jusqu'au 31 décembre 2025. Elles stipulent que le GRD peut continuer à utiliser les systèmes de commande et de réglage intelligents installés chez des consommateurs finaux avant l'entrée en vigueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017, tant que le consommateur final concerné ne l'interdit pas expressément.
- (9) Il existe des utilisations garanties de flexibilités qui sont à la disposition exclusive du GRD.
- (10) Les systèmes de commande et de réglages peuvent être intelligents (SCRipER) ou non.
- (11) Lors de la construction et de l'exploitation de tels systèmes de flexibilité, il faut tenir compte des exigences posées par les principes en vigueur concernant la sécurité dans l'exploitation du réseau, ainsi que des exigences dans le domaine de la cybersécurité. Il est, entre autres, aussi fait référence au manuel «Protection de base pour les technologies opérationnelles (OT) dans l'approvisionnement en électricité (OT\_SCTY)» de l'AES.
- (12) Le manuel de l'AES «Régulation de l'injection par les IPE (RE/IPE – CH)» traite de détails supplémentaires.
- (13) Toute utilisation d'une flexibilité a des répercussions, y compris sur des tiers, p. ex. sur les réseaux des GRD en amont ou en aval, ou sur les groupes-bilan concernés.
- (14) Il n'est pas clair si une flexibilité peut être proposée à plusieurs demandeurs (GRD ou autres acteurs). Cela n'est pas explicitement autorisé, ou interdit. Une priorisation et les circonstances dans lesquelles quel demandeur peut utiliser la flexibilité doivent être réglées par contrat.



## **9.2 Types d'utilisation de la flexibilité**

- (1) La flexibilité peut être utilisée à des fins de service du réseau, du marché ou du système. Alors que l'utilisation en faveur du marché et du système fonctionne selon les règles du marché, l'utilisation en faveur du réseau est un monopole des GRD et est soumise à des règles fixées par le Conseil fédéral.

### **9.2.1 Utilisation en faveur du réseau**

- (1) Si une flexibilité est utilisée pour soulager des situations locales tendues sur le réseau, pour éviter une extension du réseau, pour reporter des mesures à prendre pour le réseau ou pour réduire les coûts du réseau dans sa propre zone de desserte, son utilisation est considérée comme étant en faveur du réseau.
- (2) Ce type d'utilisation est, à l'exception de la réduction des coûts du réseau, déterminé géographiquement et doit pouvoir se faire en un point précis du réseau de distribution.
- (3) L'utilisation en faveur du réseau dans sa zone de desserte est effectuée par le GRD et doit être réglée par contrat.
- (4) Les utilisations garanties, décrites plus loin, constituent un cas particulier d'utilisation en faveur du réseau.
- (5) Si une flexibilité est gérée de manière à ce que la rémunération pour l'utilisation du réseau perçue par le client en amont soit plus faible, l'utilisation est considérée comme étant en faveur du réseau. En revanche, si la flexibilité est pilotée, par exemple, de manière à éviter l'énergie d'ajustement, cette utilisation n'est pas considérée comme étant en faveur du réseau, même si un tel pilotage influence la charge du réseau.

### **9.2.2 Utilisation en faveur du marché**

- (1) Par usage en faveur du marché, on entend un appel d'une flexibilité dans le cadre du marché de l'énergie, par exemple auprès d'un fournisseur ou d'un groupe d'équilibrage. Ces derniers peuvent, par exemple, grâce à de tels appels, respecter plus précisément leurs prévisions et optimiser ainsi les coûts d'approvisionnement ou l'énergie d'ajustement. Comme les conditions géographiques ne jouent aucun rôle, l'appel peut être effectué partout dans la zone de réglage Suisse.
- (2) L'utilisation en faveur du marché doit être réglée par contrat. Comme il ne s'agit pas d'une utilisation dans le domaine du monopole, la législation sur l'électricité n'édicte pas de directives spécifiques concernant de tels contrats.

### **9.2.3 Utilisation en faveur du système**

- (1) On entend généralement par usage en faveur du système le recours à une flexibilité par le gestionnaire de réseau de transport. Le gestionnaire du réseau de transport peut utiliser directement des flexibilités plus importantes ou gérer simultanément de nombreuses flexibilités plus petites via des agrégateurs. Cette utilisation est également indépendante des conditions géographiques et peut être permise n'importe où en Suisse.



- (2) L'utilisation en faveur du système doit être réglée par contrat. Comme il ne s'agit pas d'une utilisation dans le domaine du monopole, la législation sur l'électricité n'édicte pas de directives spécifiques concernant de tels contrats.

### **9.3 Utilisation par le GRD**

#### **9.3.1 Généralités**

- (1) Le GRD peut utiliser les flexibilités de trois manières: utilisation en faveur du réseau, utilisation garantie et utilisation des flexibilités existantes. Les coûts qui en résultent (y c. la rétribution au détenteur de la flexibilité en cas d'utilisation en faveur du réseau et en cas d'utilisation de flexibilités existantes) sont considérés comme des coûts de réseau imputables.
- (2) L'utilisation garantie et l'utilisation de flexibilités existantes sont décrites aux chapitres 9.3.3 et 9.3.4.

#### **9.3.2 Contrat**

- (1) Si un GRD souhaite utiliser une flexibilité, celle-ci doit être utilisée en faveur du réseau et être réglée par contrat.
- (2) Un contrat entre le GRD et le détenteur de la flexibilité doit au moins comporter les éléments suivants:
  - a) Modalités d'utilisation du système de commande et de réglage;
    - 1. Étendue de l'utilisation prévue;
    - b) Manière et fréquence avec lesquelles le GRD informe sur l'utilisation;
    - 2. Rétribution;
    - 3. Durée du contrat;
    - c) Modalités de résiliation (délai et forme).
- (3) Le GRD est tenu de publier annuellement toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat, notamment les taux de rétribution.
- (4) Le montant de la rémunération doit être justifié de manière objective et appliqué de manière non discriminatoire.
- (5) La valeur de la flexibilité peut dépendre fortement de l'emplacement dans le réseau. Toute différenciation locale de la rémunération doit être justifiée de manière objective et appliquée de manière non discriminatoire.
- (6) La valeur de la flexibilité peut dépendre de la disponibilité. Ainsi, une pompe à chaleur qui consomme de l'électricité principalement pendant le semestre d'hiver peut bénéficier d'une rétribution différente de celle d'une station de recharge d'un véhicule électrique.

#### **9.3.3 Utilisation garantie**

- (1) L'utilisation garantie représente un cas spécial d'utilisation d'une flexibilité par le GRD. Elle n'est pas rétribuée, ne peut pas être interdite par le détenteur de la flexibilité et est à la disposition du GRD en priorité, même par rapport aux droits d'utilisation de tiers.



- (2) Les utilisations garanties comprennent
  - a) La limitation de l'injection de 3 % de l'énergie produite annuellement au point de fourniture;
  - b) L'utilisation de la flexibilité en cas de menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau.
- (3) Les détenteurs de flexibilité doivent être informés des raisons et de l'étendue de l'utilisation garantie de leur flexibilité. Cela comprend également l'information sur la quantité d'énergie utilisée (pour la déduction, voir le manuel de l'AES «Régulation de l'injection par les IPE [RE/IPE – CH]»). Cela doit se faire sur demande et au moins une fois par an. L'EiCom doit être informée chaque année des utilisations garanties.
- (4) Pour la limitation de l'injection de 3 % de l'énergie produite annuellement selon la lettre a), aucune situation de réseau particulière n'est nécessaire.
- (5) La limitation de l'injection selon la lettre a) ne s'applique explicitement qu'à l'énergie produite. La réinjection d'énergie à partir des installations de stockage ne doit donc pas être bridée dans le cadre de l'utilisation garantie.
- (6) Si un GRD souhaite limiter l'injection à plus de 3 % comme mentionné à la lettre a), il peut le faire sous certaines conditions. Ce qui dépasse les 3 % doit faire l'objet d'un contrat et d'une rétribution avec le détenteur de la flexibilité.
- (7) Le manuel de l'AES «Régulation de l'injection par les IPE (RE/IPE – CH)» explique comment garantir le respect des 3 % selon la lettre a).

#### **9.3.4 Flexibilités existantes**

- (1) Si le GRD a utilisé une flexibilité au moyen d'un SCRipER avant le 1<sup>er</sup> janvier 2026, cette flexibilité est considérée comme existante.
- (2) Le GRD doit informer par écrit les détenteurs de flexibilités existantes au moins une fois par an sur
  4. l'utilisation du SCRipER;
  5. l'étendue de l'utilisation prévue;
    - a) les moyens et fréquences d'information sur l'utilisation utilisée;
  6. la rétribution;
    - b) les conséquences si le détenteur de la flexibilité interdit la poursuite de l'utilisation;
    - c) le fait qu'une absence de réaction permet implicitement de continuer à utiliser la flexibilité existante.
- (3) L'information écrite aux détenteurs de flexibilités existantes doit être faite pour la première fois entre le 1<sup>er</sup> et le 31 janvier 2026.
- (4) Le détenteur de la flexibilité peut interdire l'utilisation des flexibilités existantes:
  - a) à la fin de l'année civile, avec un préavis de trois mois;
  - b) après réception d'une information écrite par le GRD dans un délai de 30 jours;
  - c) l'interdiction d'utiliser une flexibilité existante ne donne pas droit à l'extension du SCRipER.



## 9.4 Systèmes de commande et de réglage

- (1) On distingue entre systèmes de commande et de réglage et systèmes de commande et de réglage intelligents. Un système de commande et de réglage intelligent permet d'exercer une influence à distance. Les onduleurs pour lesquels une limitation de puissance est implémentée et dont l'alimentation est ainsi influencée, ou les horloges locales sont des exemples de systèmes de commandes et de réglages «standards».
- (2) Pour l'utilisation d'un SCRipER, le consentement des personnes concernées est nécessaire. Si le SCRipER est utilisé pour l'utilisation garantie de flexibilités, aucun consentement n'est nécessaire ou il peut être installé et utilisé contre la volonté de la personne concernée.
- (3) Selon l'OApEI, les coûts de capital et d'exploitation des SCRipER utilisés pour l'utilisation de la flexibilité en faveur du réseau sont considérés comme des coûts imputables.
- (4) Si, en plus de l'utilisation garantie de la flexibilité par le GRD, les SCRipER sont également utilisés pour d'autres utilisations de la flexibilité, il convient de procéder à une délimitation et à une attribution des coûts non discriminatoires et conformes au principe de causalité. Le principe d'affectation doit être documenté. Une répartition des coûts globaux entre la branche réseau et les autres acteurs découle de la séparation comptable selon la LApEI (voir le document de la branche de l'AES «Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH» [SCCD – CH]). Si un SCRipER est utilisé en plus de l'utilisation garantie en faveur du réseau, il n'est pas nécessaire de procéder à une imputation des coûts, car les coûts de l'utilisation en faveur du réseau constituent également des coûts de réseau imputables.

### 9.4.1 Systèmes de commande et de contrôle non couverts par les définitions de la présente annexe

- (1) Les systèmes de commande et de réglage intelligents dont les investissements sont portés par les utilisateurs raccordés au réseau ou les agrégateurs de flexibilité et non comptabilisés en coûts du réseau du GRD ne sont pas des SCRipER, et ne sont pas traités dans le présent document. En voici des exemples:
  - voitures électriques (en réseau) (par leur liaison, les fabricants peuvent télécommander le rechargement des voitures raccordées au réseau);
  - systèmes de surveillance d'installations photovoltaïques (ils peuvent réduire la production à distance);
  - systèmes de gestion de l'énergie (ils peuvent optimiser la consommation propre par l'ajout et la suppression de charges);
  - systèmes de mutualisation de batteries (ils permettent de proposer des services aux GRT et aux GRD);
  - appareils domestiques en réseau (ils pourraient être allumés et éteints par les fabricants);
  - systèmes de commande et de réglage financés et exploités par les fournisseurs de prestations énergétiques, et utilisés pour l'optimisation des achats d'énergie des clients du marché ou pour le marché des SDL.
- (2) Des systèmes de commande et de réglage des utilisateurs raccordés au réseau ou des agrégateurs de flexibilité peuvent faire l'objet d'un contrat avec le GRD pour des commutations en faveur du réseau. Les coûts engendrés par ces services peuvent être imputés aux coûts d'utilisation du réseau. Ces systèmes étant issus d'investissements portés par des utilisateurs raccordés au réseau ou des



agrégateurs de flexibilité, ils ne sont pas des SCRipER. La différence réside dans le fait que le risque financier de l'investissement est porté par le marché et non par le public (coûts du réseau). Cependant, un système de marché doit être considéré comme un SCRipER lorsque le GRD non seulement procure des services réseau, mais assume des coûts du système au moyen de contributions fixes, de modèles de leasing ou de solutions de financement similaires, et les comptabilise en coûts du réseau.

#### **9.4.2 Gestion des données**

- (1) Les règles s'appliquant aux SCRipER pour le traitement des données sont celles qui s'appliquent aux systèmes de mesure intelligents conformément à l'OApEI. Il convient de noter en particulier que, conformément à la LApEI, les données obtenues depuis le domaine du réseau ne doivent pas être utilisées pour d'autres domaines d'activité.





## Annexe 10: Publication standard de tarifs non dynamiques

- (1) Conformément à l'art. 7b OApEI, les gestionnaires de réseau doivent publier les tarifs d'utilisation du réseau, les tarifs d'électricité ainsi que l'ensemble des redevances et prestations fournies aux collectivités publiques avant le 31 août, dans un format lisible par une machine, à une adresse unique et librement accessible sur internet.
- (2) Les tarifs sont décrits par GRD dans un document unique au format JSON. Celui-ci est publié sous [www.electricite.ch/api-tariff-definition](http://www.electricite.ch/api-tariff-definition) sous forme de définition OpenAPI 3.0.3 lisible par machine.
- (3) **Tableau 4** présente des types de tarif standard à utiliser pour la publication. Afin de garantir une utilisation uniforme dans toutes les régions linguistiques de Suisse, le standard s'oriente aux expressions anglophones.

tariff_types	Description	Unité
electricity	Fourniture d'électricité	CHF/kWh; CHF/t <sup>1</sup>
grid	Utilisation du réseau (réseaux de distribution et de transport), y c. les SDL généraux et individuels, supplément réseau selon l'art. 35 LEn + réserve d'électricité + + coûts solidarisés via le réseau de transport	CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t <sup>1</sup> , CHF/kVarh
metering	Tarif de mesure	CHF/m
refund	Remboursement de l'utilisation du réseau pour les installations de stockage avec consommation finale	CHF/kWh
regional_fees	Taxes communales et/ou cantonales	CHF/kWh; CHF/t <sup>1</sup>

Tableau 4 Standards pour les composantes tarifaires publiées

<sup>1</sup> Les tarifs qui ne peuvent pas être décrits avec les unités décrites ne peuvent pas être représentés selon le standard défini. (p. ex., certaines communes connaissent des plafonds qui ne peuvent pas encore être représentés ici)  
 Dans le tableau, «m» représente le mois et «t» les différents intervalles de temps possibles (y=year/année, m=month/mois, w=week/semaine, d=day/jour, 12h=12 heures, 6h=6 heures, 4h=4 heures, 2 h=2 heures, h=1 heure, 30min=30 minutes et 15min=15 minutes).

- (1) **Tableau 5** définit les termes à utiliser pour la publication.

Terme	Description	Unité/type de textes
dso_name	Nom du gestionnaire de réseau de distribution	Texte libre
dso_number	Identificateur AES du gestionnaire de réseau de distribution	code numérique à 11 chiffres
customer_voltagelevel	Niveau de réseau du consommateur final	Nombre (2/3/4/5/6/7)
customer_type	Groupe de clients pour lequel le tarif est appliqué	Texte libre
tariff_type	Type de tarif selon le tableau xx	Voir tableau xx
tariff_form	Type de tarif (tarif unique, double tarif, etc.)	constant, multilevel, dynamic
tariff_name	Désignation du tarif	Texte libre
start_date	Début de la validité	dd.mm.yyyy
end_date	Fin de la validité	dd.mm.yyyy
prices	Section des éléments tarifaires	



base	Prix de base fixe	CHF/t
energy	Prix du travail comme prix unitaire ou avec indication de la durée de validité (prix temps) <sup>2</sup> ou URL du tarif (pour les tarifs dynamiques)	CHF/kWh dd:hh:mm CHF/kWh; ... https://...
power	Prix de la puissance <sup>2</sup>	CHF/kWh/t
canton_taxes	Taxes cantonales	
canton_name	Abréviation du canton (deux lettres)	GR, TI, VD, BE, etc.
municipality_taxes	Redevances à la commune	
municipality_name	Numéro et nom de la commune	Code OFS: Texte

Tableau 5 Termes utilisés dans la publication des tarifs

<sup>2</sup> Le cas échéant, plusieurs lignes séparées par jour de la semaine. Lundi = mo, mardi = tu, mercredi = we, jeudi = th, vendredi = fr, samedi = sa, dimanche = su, ed = tous les jours

(2) L'exemple figurant dans cette annexe est fourni à titre indicatif uniquement. Seule la version publiée sous une forme lisible par machine fait foi.

(3) Exemple de format JSON:

```
{
  "tariffs": [
    {
      "comment": "Exemple de tarif unique pour l'utilisation du réseau",
      "dsoName": "Groupe E",
      "dsoNumber": 10063012345,
      "customerVoltageLevel": 7,
      "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une consommation jusqu'à 100 MWh/an",
      "tariffType": "grid",
      "tariffForm": "constant",
      "tariffName": "Einheitstarif / tarif simple",
      "startDate": "01.01.2025",
      "endDate": "31.12.2025",
      "prices": {
        "base": 5.52,
        "grid": [
          {
            "prices": [
              {
                "day": "*",
                "from": "00:00",
                "to": "00:00",
                "price": 0.0802
              }
            ]
          }
        ]
      },
      "power": 0
    }
  ]
}
```



```

    }
  },
  {
    "comment": "Exemple de tarif unique pour la fourniture d'électricité",
    "dsoName": "Groupe E",
    "dsoNumber": 10063012345,
    "customerVoltageLevel": 7,
    "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une
consommation jusqu'à 100 MWh/an",
    "tariffType": "electricity",
    "tariffForm": "constant",
    "tariffName": "Einheitstarif / tarif simple",
    "startDate": "01.01.2025",
    "endDate": "31.12.2025",
    "prices": {
      "base": 0,
      "energy": [
        {
          "prices": [
            {
              "day": "*",
              "from": "00:00",
              "to": "00:00",
              "price": 0,17
            }
          ]
        }
      ]
    }
  },
  {
    "comment": "Exemple de tarif de mesure",
    "dsoName": "Groupe E",
    "dsoNumber": 10063012345,
    "customerVoltageLevel": 7,
    "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une
consommation jusqu'à 100 MWh/an",
    "tariffType": "metering",
    "tariffForm": "constant",
    "tariffName": "Standard Messtarif / tarif de mesure standard",
    "startDate": "01.01.2025",
    "endDate": "31.12.2025",
    "prices": {
      "base": 6.20
    }
  },
  {
    "comment": "Exemple de remboursement de l'utilisation du réseau",

```



```

    "dsoName": "Groupe E",
    "dsoNumber": 10063012345,
    "customerVoltageLevel": 7,
    "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une
consommation jusqu'a 100 MWh/an",
    "tariffType": "refund",
    "tariffForm": "constant",
    "tariffName": "Einheitstarif / tarif simple",
    "startDate": "01.01.2025",
    "endDate": "31.12.2025",
    "prices": {
      "base": 0,
      "energy": [
        {
          "prices": [
            {
              "day": "**",
              "from": "00:00",
              "to": "00:00",
              "price": -0.097
            }
          ]
        }
      ]
    }
  },
  {
    "comment": "Exemple de double tarif pour l'utilisation du réseau",
    "dsoName": "Groupe E",
    "dsoNumber": 10063012345,
    "customerVoltageLevel": 7,
    "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une
consommation jusqu'a 100 MWh/an",
    "tariffType": "grid",
    "tariffForm": "multilevel",
    "tariffName": "Doppeltarif Netznutzung / tarif double utilisation du réseau",
    "startDate": "01.01.2025",
    "endDate": "31.12.2025",
    "prices": {
      "base": 5.52,
      "energy": [
        {
          "prices": [{
            "day": "**",
            "from": "00:00",
            "to": "07:00",
            "price": 0.053
          }
        ]
      ]
    }
  },

```



```

    {
      "day": "**",
      "from": "07:00",
      "to": "21:00",
      "price": 0.082
    },
    {
      "day": "**",
      "from": "21:00",
      "to": "00:00",
      "price": 0.053
    }
  ]
},
"power": 0
}
},
{
  "comment": "Exemple de tarif dynamique pour l'utilisation du réseau",
  "dsoName": "Groupe E",
  "dsoNumber": 10063012345,
  "customerVoltageLevel": 7,
  "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une consommation jusqu'à 100 MWh/an",
  "tariffType": "grid",
  "tariffForm": "dynamic",
  "tariffName": "Vario",
  "startDate": "01.01.2025",
  "endDate": "31.03.2025",
  "prices": {
    "base": 4.51,
    "dynamic": {
      "url": "https://api.tariffs.groupe-e.ch/v1/tariffs"
    }
  }
}
},
{
  "comment": "Exemple de taxes communales et cantonales",
  "dsoName": "Groupe E",
  "dsoNumber": 10063012345,
  "customerVoltageLevel": 7,
  "customerType": "Kunden mit einem Stromverbrauch bis 100 MWh/Jahr / clients avec une consommation jusqu'à 100 MWh/an",
  "tariffType": "levies",
  "tariffForm": "constant",
  "tariffName": "Gemeinde- und Kantonalabgaben / taxes communales et cantonales",
  "startDate": "01.01.2025",
  "endDate": "31.12.2025",

```



```

"prices": {
  "base": 0,
  "municipalityTaxes": [
    {
      "municipalityNumber": 16614,
      "municipalityName": "Murten/Morat",
      "prices": [{
        "day": "*",
        "from": "00:00",
        "to": "00:00",
        "price": 0.03
      }]
    },
    {
      "municipalityNumber": 14514,
      "municipalityName": "Grumels",
      "prices": [{
        "day": "*",
        "from": "00:00",
        "to": "00:00",
        "price": 0.023
      }]
    },
    {
      "municipalityNumber": 11522,
      "municipalityName": "Cressier (FR)",
      "prices": [{
        "day": "*",
        "from": "00:00",
        "to": "00:00",
        "price": 0.015
      }]
    }
  ],
  "cantonalTaxes": [
    {
      "cantonName": "FR",
      "prices": [{
        "day": "*",
        "from": "00:00",
        "to": "00:00",
        "price": 0
      }]
    },
    {
      "cantonName": "NE",
      "prices": [{
        "day": "*",

```



```

        "from": "00:00",
        "to": "00:00",
        "price": 0
    }]
},
{
    "cantonName": "VD",
    "prices": [{
        "day": "*",
        "from": "00:00",
        "to": "00:00",
        "price": 0
    }]
},
{
    "cantonName": "BE",
    "prices": [{
        "day": "*",
        "from": "00:00",
        "to": "00:00",
        "price": 0
    }]
}
]
}
]
}

```

- (4) Les tarifs qui changent au cours de l'année peuvent être représentés avec la durée de validité. Un tarif qui est différent en été d'avril à septembre par rapport à l'hiver peut être représenté pour une année donnée par les trois périodes 01.01-31.03; 01.04-30.09; 01.10-31.12.



## Annexe 11: Composantes de la tarification dans le réseau de distribution

(1) Le [Tableau 6](#) ci-dessous présente quel élément est dû, exonéré, réduit, remboursé en moyenne ou remboursé dans quel cas.

	Énergie active	Composante de performance	Composante de base	SDL général	Réserve d'électricité	Autres taxes et tarifs <sup>25</sup>	Énergie réactive	Rémunération pour la mesure <sup>26</sup>
<b>CF</b>	dû	dû	dû	dû	dû	dû	dû	dû
<b>Installations de stockage sans CF, besoins propres d'une IPE, Fonctionnement de pompes des centrales de pompage-turbinage</b>	exonéré	exonéré	exonéré	exonéré	exonéré	exonéré	dû	dû
<b>Stockage avec CF lors du soutirage</b>	dû	dû	dû	dû	dû	dû	dû	dû
<b>Refolement stockage avec CF<sup>27</sup> (demande de remboursement)</b>	remboursé en moyenne	non remboursé	non remboursé	remboursé	remboursé	remboursé	non remboursé	non remboursé
<b>CEL (consommateur)</b>	dû, réduit en cas d'échange interne à la CEL	dû, réduit en cas d'échange interne à la CEL	dû, réduit en cas d'échange interne à la CEL	dû, non réduit	dû, non réduit	dû, non réduit	dû, non réduit	dû, non réduit
<b>Stockage CEL lors du refolement<sup>27</sup> (demande de remboursement)</b>	remboursé en moyenne	non remboursé	non remboursé	remboursé	remboursé	remboursé	non remboursé	non remboursé
<b>Producteur simple</b>	exonéré	exonéré	exonéré	exonéré	exonéré	exonéré	dû	dû
<b>Power2X lors du soutirage</b>	dû	dû	dû	dû	dû	dû	dû	dû
<b>Power2X pour reconversion en électricité<sup>27</sup> (demande)</b>	remboursé en moyenne	non remboursé	non remboursé	remboursé	remboursé	remboursé	non remboursé	non remboursé
<b>Installation pilote &amp; de démonstration Power2X Remboursement pour la quantité de prélèvement totale<sup>27</sup> (demande, autorisation, électricité issue de sources d'énergie renouvelables)</b>	remboursé en moyenne	non remboursé	non remboursé	remboursé	remboursé	remboursé	non remboursé	non remboursé

Tableau 6 Aperçu des composantes dans la tarification du réseau de distribution

<sup>25</sup> Les autres suppléments comprennent le supplément réseau conformément à l'art. 35 LEné ainsi que le supplément tarifaire pour les coûts solidarisés via le réseau de transport.

<sup>26</sup> Y compris les coûts d'utilisation de la plateforme de données selon l'art. 171 al. 3 LApEI

<sup>27</sup> Conformément à l'art. 18d, al. 4 OApEI, le montant remboursé est au maximum celui qui a été facturé.