



# Nemo



## Manuel Nemo

Standard de la branche régissant le calcul de la rétribution de l'utilisation  
des réseaux locaux de gaz naturel

Entre en vigueur le 6. août 2014

© Association Suisse de l'Industrie Gazière, Zurich, 2007-2014

**Editeur**

Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG), Zurich

**Gestion du projet**

Daniela Decurtins, ASIG

Andreas Grossen, ASIG

**Conseil**

Dr. Heike Worm, Polynomics, Olten

Dr. Stephan Suter, Polynomics, Olten

Andreas Hauck, Polynomics, Olten

**Historique du document**

20 février 2007: adopté par le comité du conseil d'administration de l'ASIG

Septembre 2008: actualisé après consultation

Juin 2011: adapté sur le plan rédactionnel

Mai 2014: augmenté des annexes (directives de mise en œuvre de la convention de branche, recommandations du groupe ERFA VV pour la mise en œuvre à l'intention des entreprises locales

Entré en vigueur dans la présente teneur le 06.08.2014

### Remarques liminaires à la présente version

La présente version a été rédigée pour intégrer les changements apportés au standard de la branche depuis 2009. Dans l'intervalle, les CNG Local sont entrées en vigueur et ont été harmonisées avec les CNG Régional, et le projet Droit Nemo a été abandonné car il ne répondait pas à des besoins avérés. Il s'ensuit que la distinction entre la Norme Nemo et le Manuel Nemo n'a plus lieu d'être. Ils sont fusionnés dans la présente version. Le document Norme Nemo ne sera plus actualisé. À compter de janvier 2012, seul le présent Manuel Nemo fait foi.

Depuis la dernière mise à jour, un certain nombre de compléments sont venus enrichir le Manuel Nemo pour les entreprises gazières:

- Depuis son entrée en vigueur pour l'année gazière 2012/2013, la „Convention d'accès au réseau pour le gaz naturel“ (convention de branche) a soulevé des questions quant à sa mise en oeuvre. Le groupe de travail ERFA VV, en se fondant sur une définition des priorités prenant appui sur une large consultation à l'échelle de la branche, a élaboré, au cours de l'été 2013, des „Recommandations de mise en oeuvre pour les entreprises gazières pour l'année gazière 2013/2014“. Après coordination avec la task force Convention de branche, les documents ont été adoptés par le CA de l'ASIG le 20 août 2013 et ont ensuite été envoyés aux membres.
- À la suite de questions posées par la Commission de la concurrence (COMCO) en relation avec la convention de branche, le groupe de travail technique Convention de branche a élaboré des directives de mise en oeuvre qui touchent les exploitants de réseau locaux et régionaux. Les directives ont été adoptées par l'assemblée générale extraordinaire de l'ASIG le 17 septembre 2013.

Les recommandations de mise en oeuvre du groupe ERFA VV à l'intention des entreprises gazières et les directives de mise en oeuvre du groupe technique Convention de branche figurent en annexe. Les passages pertinents du présent Manuel Nemo y renvoient systématiquement.

Il est prévu d'intégrer les annexes au Manuel Nemo proprement dit à l'occasion de la prochaine mise à jour du manuel par la branche.

## Sommaire

<b>Sommaire</b> .....	<b>4</b>
<b>Avant-propos</b> .....	<b>6</b>
<b>1 Introduction</b> .....	<b>7</b>
1.1 Principes fondamentaux régissant Nemo .....	7
1.2 Marche à suivre pour la mise en œuvre de Nemo .....	8
<b>2 Organisation de l'utilisation du réseau</b> .....	<b>9</b>
2.1 Modèle de prélèvement indépendant de la distance.....	9
2.2 Modalités de l'accès au réseau local.....	9
2.2.1 Coordination des exploitants de réseau.....	9
2.2.2 Relations contractuelles .....	10
2.2.3 Accès au réseau pour l'injection décentralisée (biogaz).....	14
2.2.4 Droits et obligations des acteurs.....	14
2.3 Limites du réseau de distribution .....	15
<b>3 Détermination des coûts d'utilisation du réseau local</b> .....	<b>19</b>
3.1 Coûts imputables .....	20
3.1.1 Frais d'exploitation .....	20
3.1.2 Coûts des capitaux.....	22
3.1.3 Frais de commercialisation du réseau .....	26
3.1.4 Frais communs d'administration du réseau .....	27
3.1.5 Impôts, taxes, redevances, prestations aux collectivités publiques .....	28
3.1.6 Coût des réseaux locaux en amont .....	29
3.1.7 Coût des services-système.....	29
3.2 Délimitation des coûts déterminants pour l'utilisation du réseau .....	30
3.2.1 Délimitation de la finance de branchement et du droit de raccordement.....	30
3.2.2 Délimitation temporelle des coûts déterminants .....	30
3.2.3 Délimitation des prestations de marché .....	31
3.3 Affectation des coûts .....	31
3.3.1 Principes régissant l'affectation des coûts .....	31
3.3.2 Répercussion des coûts .....	31
3.3.3 Affectation directe des coûts .....	32
3.4 Facturation entre exploitants de réseau .....	33
<b>4 Tarification de l'exploitant d'un réseau local</b> .....	<b>35</b>
4.1 Principes régissant la tarification.....	35

4.2	Rétributions de l'exploitant de réseau local.....	35
4.2.1	Finance de branchement.....	35
4.2.2	Droit de raccordement.....	36
4.2.3	Rétribution de l'utilisation du réseau local (RRL).....	36
4.3	Flexibilité dans la détermination de la RRL .....	36
4.3.1	Constitution de catégories de clients.....	37
4.3.2	Bases de calcul et systèmes de rétribution.....	37
4.3.3	Répercussion des coûts imputables dans le système de rétribution.....	38
4.3.4	Moment de l'adaptation de la RRL .....	39
<b>5</b>	<b>Annexe .....</b>	<b>40</b>
5.1	Glossaire.....	40
5.2	Durées d'amortissement.....	44
5.3	Indice des prix .....	45
5.4	Coûts imputables .....	46
5.5	Recensement et évaluation des installations .....	47
5.6	Check-list pour la mise en œuvre .....	48
5.6.1	Introduction de Nemo .....	48
5.6.2	Cycle annuel.....	50
5.7	Convention de branche: directives de mise en œuvre .....	51
5.8	Recommandations de mise en œuvre à l'intention des entreprises gazières locales pour l'année gazière 2013/2014.....	53

## Avant-propos

En adoptant la «Convention d'accès au réseau pour le gaz naturel» (convention de branche), les règles du jeu régissant l'accès au réseau ont été définies à partir de l'année gazière 2012/2013. Intégré en tant qu'annexe de la convention de branche, Nemo propose une base uniforme pour la dissociation comptable de l'exploitation du réseau et des autres activités (*unbundling*), de sorte à pouvoir calculer correctement la rétribution de l'utilisation des réseaux locaux. Toutes les dispositions pertinentes sont réunies dans le présent **Manuel Nemo**. Les dispositions et les processus techniques touchant à l'exploitation ne sont en revanche pas réglés par Nemo, mais par les CGR. Les règles de Nemo sont bien entendu sans préjudice des normes pertinentes de la SSIGE, notamment concernant la sécurité et la qualité.

La structure du présent Manuel Nemo suit les étapes nécessaires au calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau local (RRL). Le chapitre 1 expose les principes fondamentaux et les grandes lignes de la mise en œuvre de Nemo. Le chapitre 2 traite de l'organisation de l'utilisation du réseau. Les chapitres 3 et 4 comprennent les outils essentiels de calcul des coûts, y compris les informations relatives à leur affectation et à la tarification par les exploitants de réseaux locaux. Enfin, l'annexe (chapitre 5) propose un glossaire et d'importantes aides à la mise en œuvre concernant les durées d'amortissement, l'indice des prix, les coûts imputables, ainsi que le recensement et l'évaluation des installations.

Comme nous avons veillé, dans la mise au point de Nemo, à reprendre pour des situations comparables les règles déjà appliquées avec succès ou tout au moins établies dans des domaines d'autres branches qui présentent des analogies avec le gaz naturel, les aides à la mise en œuvre s'appuient naturellement aussi sur les documents établis dans ces domaines.

# 1 Introduction

## 1.1 Principes fondamentaux régissant Nemo

Nemo se fonde sur une série de principes qui doivent impérativement être respectés pour garantir le bon fonctionnement du système:

1. **Subsidiarité:** l'industrie gazière est convaincue que l'élaboration d'un modèle d'utilisation du réseau par la branche elle-même débouche sur des solutions praticables, rapidement réalisables et efficaces du point de vue économique.
2. **Dissociation (unbundling):** l'exploitation d'un réseau local de gaz naturel doit être dissociée des autres activités (le commerce du gaz naturel notamment), de manière à ce que les coûts et les recettes imputables puissent être déterminés de manière incontestable.
3. **Confidentialité:** l'exploitant du réseau veille, en prenant des mesures appropriées et économique soutenables, à ce que les informations économiquement sensibles dont il prend connaissance à travers l'exploitation des réseaux locaux de distribution soient traitées de manière confidentielle et qu'elles ne soient pas utilisées à d'autres fins.
4. **Non-discrimination:** l'assignation des clients à des catégories et le montant des composantes du prix pour l'utilisation du réseau sont indépendants du fournisseur du gaz naturel.
5. **Transparence:** les exploitants de réseau communiquent la rétribution de l'utilisation du réseau local dans le cadre du contrat d'utilisation du réseau. Seules les composantes de prix prévues par Nemo (finance de branchement, droit de raccordement et rétribution de l'utilisation du réseau local) peuvent être facturées à un client.
6. **Principe de l'utilisateur-payeur:** la nature et l'intensité de la sollicitation et de l'utilisation du réseau par les clients ou les catégories de clients sont déterminantes pour la différenciation des composantes de prix.
7. **Flexibilité:** le principe de l'utilisation du réseau par des tiers ne doit pas entraîner une pénalisation générale du gaz naturel dans la concurrence avec les autres agents énergétiques.
8. **Proportionnalité:** Nemo vise à maintenir aussi bas que possible le coût supplémentaire du système, qui, en dernière analyse, doit toujours être supporté par le consommateur final.

9. **Libre entreprise:** Nemo évite les restrictions inutiles de la liberté d'entreprise. Les exploitants de réseau peuvent donc choisir librement la forme juridique, la structure et l'organisation qu'ils entendent se donner. Nemo se borne à limiter cette autonomie uniquement dans la mesure où le bon fonctionnement du système le requiert.
10. **Praticabilité:** dans la mesure où cela se révèle nécessaire et judicieux, les principes, méthodes et nomenclature du présent modèle s'inspirent de ceux d'autres branches dans les entreprises multiservices (électricité, eau, télécommunications, etc.).

## 1.2 Marche à suivre pour la mise en œuvre de Nemo

Nous recommandons de procéder comme indiqué ci-après pour le calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau local (RRL):

1. délimiter votre propre système pour le domaine de la distribution locale de gaz naturel;
2. déterminer les coûts imputables et les données énergétiques pertinentes;
3. affecter les coûts imputables aux unités d'imputation (clients et réseaux en aval) et aux centres de coûts (vos propres réseaux de niveau IIb en aval);
4. procéder à la tarification de la RRL;
5. établir les relations contractuelles nécessaires;
6. refaire chaque année un calcul de contrôle rétrospectif et actualiser les données pertinentes en matière de coûts et d'énergie.

Le présent Manuel Nemo est structuré selon la démarche présentée ci-dessus. Vous trouverez en outre en annexe au chapitre 5.6 une check-list comprenant les étapes essentielles de la mise en œuvre de Nemo.



## **2 Organisation de l'utilisation du réseau**

Le modèle d'utilisation du réseau permet de garantir l'utilisation non discriminatoire des réseaux, d'une part, et les investissements et les moyens nécessaires à l'exploitation et à la sécurité des réseaux, de l'autre.

Les pages qui suivent sont consacrées à la description des principes organisationnels fondamentaux que les exploitants d'un réseau local doivent prendre en considération en relation avec l'utilisation du réseau local.

### **2.1 Modèle de prélèvement indépendant de la distance**

Le modèle d'utilisation du réseau au niveau local est un modèle de prélèvement; autrement dit, la rétribution de l'utilisation du réseau local (RRL) est prélevée auprès du consommateur final. La RRL est indépendante du genre de transaction, de la distance et du type de contrat.

### **2.2 Modalités de l'accès au réseau local**

#### **2.2.1 Coordination des exploitants de réseau**

L'Office de coordination pour l'accès au réseau (OCAR) est la plaque tournante chargée de traiter les demandes d'acheminement en Suisse. Le client qui présente une demande d'acheminement se met en contact avec les exploitants locaux via l'OCAR. L'exploitant local établit une offre indiquant les conditions d'acheminement et la rétribution de l'acheminement, qu'il soumet au client via l'OCAR.

Ce mode opératoire allège le traitement de l'accès au réseau pour les clients qui désirent acheminer, vu que l'injection dans un réseau local implique un acheminement via les réseaux régionaux en amont et, en règle générale, via le système Transitgaz. L'OCAR se charge, pour le client, de la coordination de l'accès au réseau des exploitants concernés, de manière à lui éviter de devoir prendre contact avec chaque exploitant individuellement.

Les délais fixés par L'OCAR en relation avec l'acheminement doivent être respectés pour garantir un traitement efficace des demandes d'accès.

Les coordonnées de l'OCAR sont les suivantes:

KDSL-OCAR  
c/o Swissgas Grütlistrasse 44  
8027 Zurich

T: +41 (0) 44 288 34 00

F: +41 (0) 44 288 34 50

e-mail: [info@ksdl-erdgas.ch](mailto:info@ksdl-erdgas.ch)

<http://www.ksdl-erdgas.ch>

### **2.2.2 Relations contractuelles**

Les acteurs concernés par l'acheminement dans les réseaux locaux sont pour l'essentiel liés par les relations contractuelles illustrées ci-dessous (Figure 1).

Nombre d'entreprises locales de distribution sont aujourd'hui intégrées, de sorte que le fournisseur de gaz naturel et l'exploitant du réseau local ne forment qu'une seule et même personne morale.

#### **Contrats régissant l'utilisation du réseau**

Le contrat de réseau du consommateur final est passé entre l'exploitant du réseau local et le consommateur final; il règle les modalités de l'utilisation du réseau.<sup>1</sup> Pour les petits consommateurs, l'exploitant peut recourir à des conditions générales comme contrat d'utilisation du réseau. Les dispositions de détail figurent dans les CNG Local en vigueur, qui font partie intégrante de tout contrat d'utilisation du réseau.

---

<sup>1</sup> Soit les droits et obligations de l'exploitation du réseau et du consommateur final attachés à l'utilisation du réseau, l'annonce des mutations, par exemple.

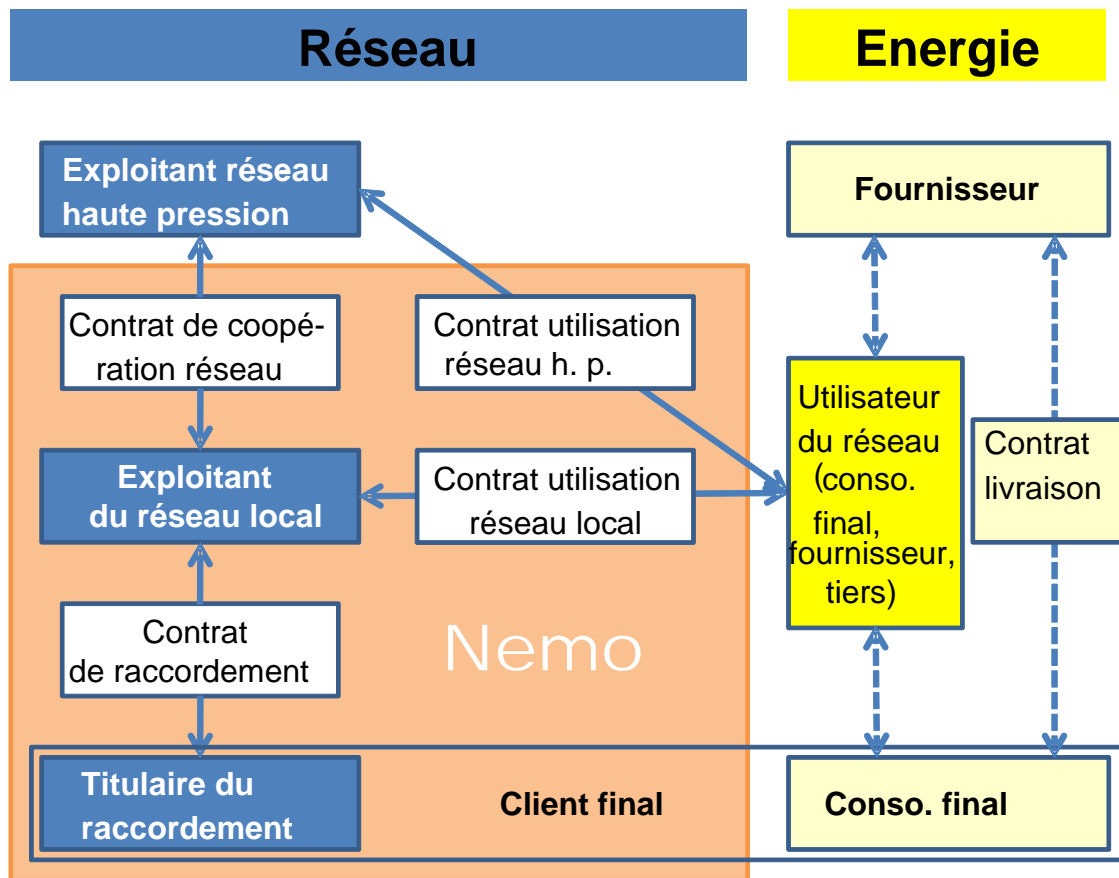


Figure 1 Relations contractuelles

La conversion de tous les contrats en vigueur conclus entre un exploitant de réseau local et les consommateurs finaux n'est pas exigée, car elle entraînerait un travail disproportionné. Lorsqu'un contrat intégré arrive échéance, les distributeurs locaux de gaz naturel doivent opérer une dissociation entre contrat de livraison de gaz naturel et contrat de réseau du consommateur final.

Ce dernier peut notamment porter sur les points suivants:

- durée du contrat;
- droit d'utilisation du réseau attaché au branchement physique et capacité utilisable (maximale);
- obligation de verser la rétribution de l'utilisation du réseau, ainsi que d'éventuels impôts, taxes/redevances et autres prestations fournies aux collectivités publiques;

- montant de la rétribution de l'utilisation du réseau;
- conventions ou critères pour assurer une exploitation dans les règles des installations de l'utilisateur du réseau;
- règles concernant le droit d'accès;
- installation, exploitation, relevé et protection des équipements de gestion, de mesure et de communication;
- définition des points de comptage;
- échange de données mesurées;
- assignation à une catégorie de clients;
- échange d'information, communications obligatoires;
- conditions d'interruptibilité: l'exploitant de réseau local est habilité à interrompre, à certaines conditions, l'utilisation du réseau de distribution par l'utilisateur du réseau à certaines conditions, p. ex. en cas de non-paiement de rétributions dues ou d'autres violations graves du contrat de réseau du consommateur final;
- montant de la garantie financière: l'utilisateur du réseau doit déposer une garantie financière appropriée auprès de l'exploitant du réseau local;
- possibilité, pour le client, de charger un représentant du règlement de la rétribution de l'utilisation du réseau;
- pour le consommateur final, régler la question d'une éventuelle fourniture de rechange (en cas de défaillance du fournisseur, p. ex.).

### ***Contrat de raccordement au réseau***

Pour chaque branchement au réseau, il faut conclure un contrat de raccordement au réseau et, à titre complémentaire, éventuellement une convention d'exploitation entre l'exploitant du réseau local et le titulaire du raccordement. Dans l'écrasante majorité des cas, le titulaire du raccordement est le consommateur final. Les parties contractantes sont libres de régler plusieurs branchements dans un seul contrat. Sur les réseaux locaux de distribution, le raccordement peut aussi être réglé par des conditions générales régissant le branchement et l'utilisation du réseau.

L'exploitant du réseau local fixe les points à intégrer au contrat de raccordement. Compte tenu du genre de branchement, ils peuvent par exemple porter sur les aspects suivants:

- interfaces entre les installations des parties au contrat (branchement, interface, limites de propriété, poste de comptage et point de comptage);
- droits d'accès et d'utilisation;
- convention concernant la constitution d'une servitude, avec, le cas échéant, inscription au registre foncier;
- pouvoir calorifique, qualités du gaz;
- puissance raccordée et puissance autorisée de soutirage ou d'injection;
- installations à prévoir pour la mesure et le comptage;
- dispositifs techniques à prévoir pour la conduite et la communication;
- exigences spécifiques du titulaire du raccordement ou de l'exploitant de réseau raccordé;
- documentation technique (volume et contenu);
- coûts d'un branchement physique et prise en charge de ces coûts;
- durée des travaux pour réaliser le branchement;
- conditions et modalités de suspension ou d'abandon du branchement.

### ***Contrat de coopération réseau***

Le contrat de coopération réseau est conclu entre les exploitants de réseau en amont et en aval. Il peut lier deux exploitants de réseau local ou, éventuellement, un exploitant de réseau local et l'exploitant du réseau régional. Il peut notamment porter sur les aspects suivants:

- déroulement de la coordination pour la planification de la révision ou de la mise hors service des moyens inhérents à l'exploitation du réseau et désignation des interlocuteurs responsables;
- accord concernant l'encaissement des rétributions de l'utilisation du réseau et de la garantie financière du client du réseau;
- règles concernant la coopération;
- désignation de l'interlocuteur concernant l'exploitation des installations;
- gestion des pannes;
- prestations complémentaires;

- participation à des mesures visant à empêcher les pannes majeures, ou à en limiter les conséquences;
- dispositions de sécurité et autorisations d'accès aux différentes installations (service de piquet etc.);
- données de mesures d'exploitation.

### ***Contrat de livraison de gaz naturel***

Le contrat de livraison de gaz naturel, qui règle l'achat d'énergie, par le consommateur final, au fournisseur de gaz naturel, n'est pas couvert par Nemo. Il en va de même du contrat d'utilisation du réseau régional, qui règle la relation entre le fournisseur de gaz naturel et l'exploitant du réseau régional.<sup>2</sup> Enfin, les relations contractuelles entre le consommateur final et le titulaire du raccordement (propriétaire), ainsi que les contrats passés avec des acteurs en amont de l'exploitant du réseau régional ou du fournisseur de gaz naturel ne sont pas non plus concernés par Nemo.

#### **2.2.3 Accès au réseau pour l'injection décentralisée (biogaz)**

L'injection décentralisée de gaz naturel sur le réseau exige des contrats régissant l'utilisation du réseau et le raccordement au réseau entre l'exploitant et le producteur.

Les mêmes règles s'appliquent à tous les producteurs, indépendamment du niveau du réseau dans lequel ils injectent. Conformément au modèle de prélèvement, les producteurs ne sont pas tenus de payer de rétribution de l'utilisation du réseau. Si le raccordement d'installations de production entraîne un surcoût disproportionné sur le réseau local de distribution, les producteurs peuvent être appelés à participer à la prise en charge des frais. Les exploitants de réseau fixent les conditions applicables au raccordement des producteurs sur leur réseau sur la base des règles techniques de la SSIGE.

#### **2.2.4 Droits et obligations des acteurs**

##### ***Exploitant du réseau local***

L'exploitant du réseau local doit garantir un accès non discriminatoire au réseau de distribution dans les limites des capacités disponibles, la distribution du gaz naturel et la disponibilité des services-système. Il doit traiter les informations économique-

---

<sup>2</sup> Les conditions générales d'utilisation du réseau à haute pression sont disponibles sur le site de l'Office de coordination pour l'accès au réseau (OCAR; [www.ksdl-erdgas.ch/fr](http://www.ksdl-erdgas.ch/fr)).

ment sensibles auxquelles il accède à travers l'exploitation du réseau local de manière confidentielle et se garder de toute utilisation de ces données à des fins autres que l'exploitation du réseau.

L'exploitant du réseau local doit dissocier les coûts déterminants pour la rétribution de l'utilisation du réseau local (RRL) des autres coûts. Il dispose d'une certaine marge de manœuvre en matière de tarification et de facturation de la RRL.

L'exploitant du réseau local fixe les prix vis-à-vis du consommateur final, et non du négociant, car cette procédure ne garantit pas l'application à la RRL du principe de non-discrimination pour les consommateurs finaux qui s'approvisionnent en gaz naturel auprès de différents négociants. L'autonomie en matière de tarification ne concerne pas le côté négociant, mais uniquement le côté consommateur final.

Concernant la facturation, il peut dans certains cas procéder différemment, en facturant la RRL au négociant en énergie pour le consommateur final.

### ***Négociant/fournisseur***

Les fournisseurs et les négociants de gaz naturel peuvent conclure, en leur nom propre ou au nom d'un consommateur final, un contrat d'utilisation du réseau avec l'exploitant du réseau local.

### ***Consommateur final***

Le consommateur final peut conclure, en son nom ou par le truchement d'un représentant (fournisseur, tiers), un contrat d'utilisation du réseau avec l'exploitant du réseau local.

Lorsque le consommateur a payé le RRL au fournisseur de gaz naturel dans le cadre d'une convention de prestations, les créances de l'exploitant local valent contre le fournisseur, et non contre le consommateur. Cela permet d'éviter que le consommateur final soit amené à payer deux fois la RRL en cas de défaut de paiement du fournisseur de gaz naturel.

## **2.3 Limites du réseau de distribution**

La détermination des coûts imputables sur un réseau local de gaz naturel exige de l'exploitant local une délimitation formelle du système. Il faut d'abord opérer une délimitation par rapport aux autres domaines d'activité de l'entreprise. Il faut ensuite faire de même vis-à-vis des exploitants de réseaux en amont et en aval, ainsi que des clients.

### ***Délimitation par rapport à d'autres secteurs d'activité de l'entreprise***

Au sein des entreprises multiservices, l'exploitant du réseau local de gaz doit s'assurer que les coûts d'exploitation du réseau local de gaz naturel peuvent être présentés séparément des autres secteurs d'activité et du commerce du gaz naturel. Les coûts imputables pour l'exploitant d'un réseau local sont décrits au chapitre 3.1.

### ***Délimitation par rapport au réseau régional***

La limite du système du réseau local par rapport au système de transport régional (niveau I) se situe à la bride aval du poste de détente et de comptage régional.<sup>3</sup>

### ***Sous-niveaux au sein du réseau local***

Sur le plan local (niveau II), on peut opérer une distinction entre deux sous-niveaux du réseau (v. figure 2):

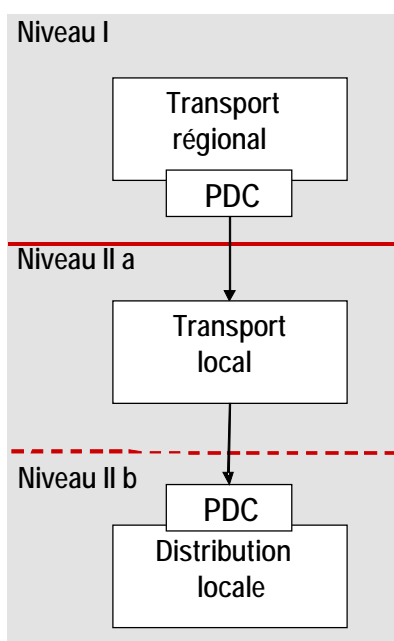


Figure 2 Délimitation du système local  
 Cette représentation simplifiée de la structure du réseau est conçue pour mettre en évidence les limites entre les systèmes. Les PDC appartenant aux clients et les PDC intégrés à un niveau du réseau ne sont pas représentés. Le schéma ne tient pas non plus compte du cas particulier que sont les exploitants de réseau connectés en chaîne.

<sup>3</sup> Si la limite de propriété entre les exploitants des réseaux locaux et l'exploitant du réseau régional ne passe pas entre les PDC et le réseau local de distribution, on peut traiter les PDC séparément pour faciliter une répartition des coûts conforme au principe de l'utilisateur-payeur.



- réseau local de transport (niveau IIa)
- réseau local de distribution (niveau IIb)

Les lignes de séparation doivent être définies par l'entreprise sur une base fonctionnelle et figurer dans sa comptabilité des immobilisations.

Voici à titre illustratif une liste - non exhaustive – de critères de délimitation du réseau local de transport:

- conduite de raccordement vers le réseau régional en amont;
- conduites ou conduites circulaires servant à raccorder des lieux ou des parties de réseau;
- conduites «backbone» à partir desquelles se fait la distribution fine;
- grande importance pour la sécurité de l'approvisionnement;
- injection dans des PDC.

Dans les cas simples, il est possible de ne pas opérer de dissociation. En revanche, les exploitants de réseau local qui acheminent à des exploitants de réseaux en aval sont tenus de dissocier leurs activités de transport et leurs activités de distribution. C'est la seule manière d'éviter le *pancaking*.

Si les réseaux appartenant à différents propriétaires sont connectés en chaîne au sein d'un même niveau du réseau, il existe un risque, pour les clients finaux du réseau en aval, de payer plusieurs fois une même prestation (*pancaking*). Pour éviter les cas d'imputation multiple, l'exploitant du réseau en amont est tenu d'opérer, sur son réseau, une distinction entre un niveau de transport (IIa) et un niveau de distribution (IIb). Les clients du réseau en aval participent uniquement aux coûts du niveau IIa du réseau amont, cela à raison de l'utilisation qu'ils en font. La répartition des clients du réseau amont local en clients IIa et IIb n'est pas obligatoire, vu qu'elle n'implique pas le risque d'imputation multiple du fait des différents rapports de propriétés.

Dans l'hypothèse où un cas de *pancaking* n'est pas résolu par la séparation fonctionnelle du réseau de distribution en un niveau de transport IIa et un niveau de distribution IIb, les exploitants des réseaux concernés doivent prendre les mesures adéquates pour garantir que les consommateurs finaux ne doivent pas payer plusieurs fois une prestation au motif que les réseaux appartiennent à des propriétaires différents, pour autant que ce surcoût ne soit pas justifié par des coûts effectifs plus élevés. Ces mesures peuvent notamment prendre les formes suivantes:

- contrat assorti d'une clause de versements compensatoires;

- communauté tarifaire ou communauté de coûts;
- autres solutions négociées au niveau bi ou multilatéral.

En vertu du principe de l'utilisateur-payeur, les PDC situés entre le réseau local de transport et le réseau local de distribution appartiennent au réseau local de distribution.

Les exploitants de réseau local qui n'ont pas d'exploitant de réseau tiers en aval sont libres de procéder à une subdivision de leur réseau en un niveau IIa et un niveau IIb. Une affectation plus simple des coûts en application du principe de l'utilisateur-payeur est un argument qui plaide en faveur de la subdivision. Vu qu'il est en principe aussi possible d'opérer une différenciation des prix en fonction des catégories de clients, imposer à toutes les entreprises la subdivision en deux sous-niveaux IIa et IIb serait contraire au principe de flexibilité de la tarification prévu par le modèle d'utilisation du réseau local. Pour parer au risque de voir des consommateurs finaux «désserter» leur niveau de réseau pour se raccorder à un niveau supérieur – un comportement préjudiciable à tous en dernière analyse –, nous recommandons de réserver l'application d'une subdivision volontaire entre les niveaux IIa et IIb au calcul interne des coûts. En application du principe de l'utilisateur-payeur, les PDC entre le réseau local de transport et les clients finaux raccordés au réseau local de transport sont payés par cette catégorie de clients.

### ***Délimitation par rapport au branchement d'immeuble***

Aux termes du présent modèle d'utilisation du réseau, chaque exploitant de réseau fixe la limite entre le réseau local de distribution et le branchement d'immeuble sur la foi de critères fonctionnels appliqués de manière uniforme. La limite par rapport au branchement de l'immeuble est en règle générale le collier de prise sur la conduite principale, étant précisé qu'il incombe à l'exploitant du réseau local de déterminer quelles sont les conduites principales.

Des dérogations sont possibles lorsque cette définition est incompatible avec les modalités de traitement du branchement d'immeuble d'un exploitant de réseau. La délimitation entre réseau de distribution et branchement d'immeuble doit apparaître dans la comptabilité analytique pour permettre de calculer la finance de branchement et la rétribution de l'utilisation du réseau conformément au principe de l'utilisateur-payeur.

### 3 Détermination des coûts d'utilisation du réseau local

Le calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau local (RRL) exige de chaque exploitant d'un réseau local qu'il tienne une comptabilité analytique pour son réseau. Cette comptabilité délimite les coûts que l'entreprise doit couvrir pour garantir durablement l'exploitation du réseau.

Pour être en conformité avec Nemo, il faut mettre en place une comptabilité de gestion, vu que les données de la comptabilité financière ne comprennent pas les coûts pertinents du point de vue de la gestion d'entreprise. En tout état de cause, il faut garantir un suivi transparent de la transmission des informations aux coûts courants selon la comptabilité financière.

La Figure 3 donne un aperçu du système de détermination des coûts prévu par Nemo.

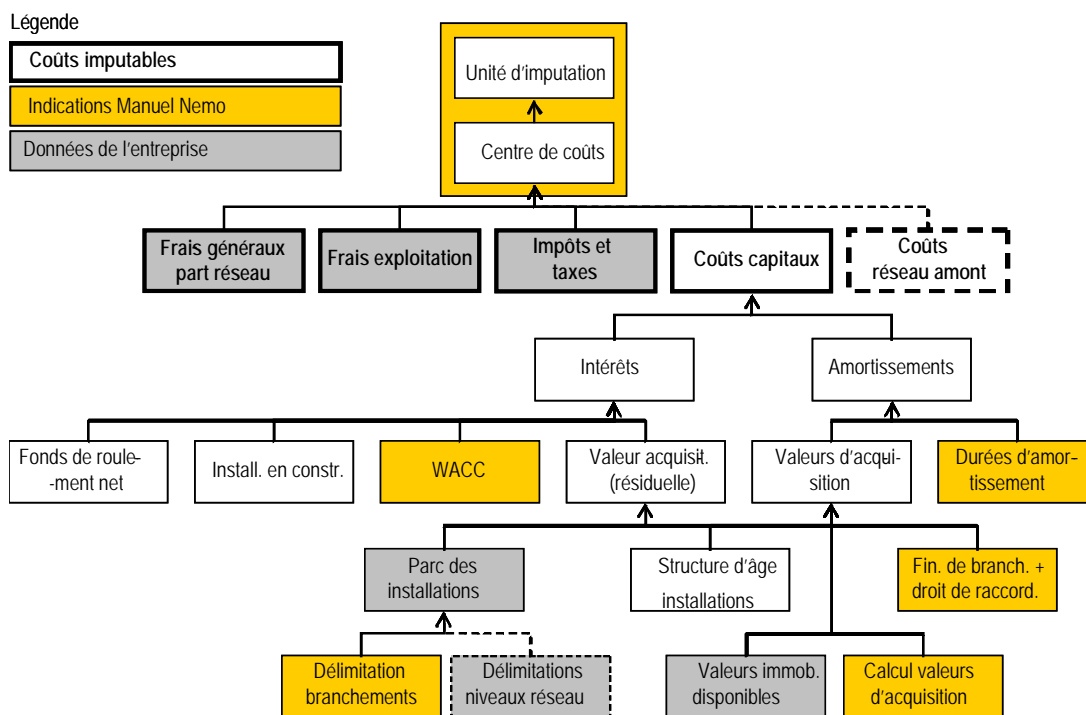


Figure 3 Système de saisie des coûts

Vous trouverez les indications concernant la mise en œuvre des aspects figurant dans les champs jaunes aux chapitres 3 et 4.

### 3.1 Coûts imputables

Le calcul de la RRL s'appuie sur les coûts découlant de l'exploitation du réseau et le coût des services-système.

Les coûts découlant de l'exploitation du réseau comprennent:

- frais d'exploitation;
- coûts calculatoires des capitaux pour l'infrastructure du réseau;
- coûts calculatoires directement imputables;
- frais commerciaux du réseau;
- frais communs d'administration du réseau;
- impôts et taxes (impôt calculatoire sur le bénéfice), ainsi que d'autres prestations fournies aux collectivités publiques;
- coût des réseaux locaux en amont.<sup>4</sup>

La capacité de stockage qui sert à l'exploitation du réseau au titre de service-système est imputée aux consommateurs finaux en tant que part de la RRL; elle ne fait pas l'objet d'un poste séparé dans la facture.

Un tableau détaillant la saisie des coûts figure à l'annexe 5.4. Il sert d'orientation aux exploitants de réseau, et peut requérir des ajustements en fonction des spécificités de l'entreprise. L'essentiel est que les coûts soient affectés dans le respect du principe de l'utilisateur-payeur et puissent être tracés en toute transparence.

Dans les pages qui suivent, vous trouverez des indications concernant la délimitation et le calcul des différentes catégories de coûts.

#### 3.1.1 Frais d'exploitation

Les frais d'exploitation comprennent les prestations propres et les prestations de tiers. Les prestations propres pour la construction des installations sont activées avec celles-ci n'entrent pas dans les frais d'exploitation, ou doivent alors être traitées comme des réductions de coûts.

Font partie des frais d'exploitation:

- les coûts découlant de l'exploitation du réseau;
- les frais de maintenance;

---

<sup>4</sup> Uniquement lorsqu'un réseau local de distribution est raccordé, en amont, au réseau de transport d'un exploitant de réseau local appartenant à un autre propriétaire.

- d'autres coûts imputables;
- les versements compensatoires entre les exploitants de réseau.

Les différentes positions de coûts sont précisées ci-après.

### ***Coûts découlant de l'exploitation du réseau***

- conduite du réseau en respectant les prescriptions environnementales et de sécurité nécessaires à la garantie de qualité et de sécurité du réseau; contrôles du réseau
- communication dans le réseau
- mesures, transmission, préparation et déclenchement de fonctions liées à l'exploitation du réseau
- commande à distance, blocage horaire et conduite du réseau
- radiocommunication
- gestion de la sécurité, assurance-qualité et planification
- prestations non activables (maintien de la valeur), comprenant le matériel, les prestations propres et les prestations de tiers
- garantie de la qualité pour la rédaction des documents de travail, certification, instruction du personnel et contrôle du respect des prescriptions
- planification stratégique et opérationnelle du réseau
- surveillance des entreprises et du réseau par l'autorité (SSIGE), (plans, audits concernant la sécurité, réception d'installations, standards de sécurité)

### ***Frais de maintenance***

- inspection
- entretien
- remise en état
- réparation
- travaux pour remédier aux pannes, service de piquet inclus

### ***Autres coûts imputables***

Les coûts ci-après rentrent dans cette catégorie lorsqu'ils sont directement imputables au domaine du réseau:

- loyers, droits de superficie, dommages aux cultures, taxes de leasing,
- servitudes, indemnités pour la mise à disposition de droits d'usage d'un objet de tiers,
- prestations assignables en matière de conseil ou de conception,
- assurances-choses assignables: assurances-choses couvrant la responsabilité civile liée à l'exploitation, les dommages causés par les machines, les dommages causés par le feu ou les éléments (immeubles et biens meubles), le vol, les dégâts des eaux, l'interruption de l'exploitation, les véhicules, les installations techniques générales (informatiques, modèles etc.).

### ***Versements compensatoires entre exploitants de réseau***

Les coûts d'un réseau en amont ou en aval qui, du fait d'une situation particulière (droits de propriété, p. ex.) sont directement facturés entre exploitants de réseau pour respecter le principe de l'utilisateur-payeur peuvent être imputés au titre de frais découlant du réseau à la position «Versements compensatoires entre exploitants de réseau».

Ces versements compensatoires peuvent se faire entre un exploitant local et un exploitant régional ou entre deux exploitants locaux.

#### **3.1.2 Coûts des capitaux**

Pour déterminer les coûts des capitaux, les exploitants d'un réseau local doivent appliquer une méthode d'évaluation reconnue dans la gestion d'entreprise.<sup>5</sup> Les coûts des capitaux englobent les amortissements calculatoires et les intérêts calculatoires.

En cas de subdivision du réseau local en un niveau de transport et un niveau de distribution, les coûts des capitaux liés à l'infrastructure du réseau, aux compteurs et aux PDC clients doivent figurer dans des positions distinctes. Les coûts des capitaux liés au branchement d'immeuble doivent toujours figurer à part, quelle que soit l'organisation du réseau local.

---

<sup>5</sup> La comptabilité analytique doit être établie pour chaque entreprise. Vu que, lorsqu'elle est appliquée correctement, l'évaluation aux valeurs de remplacement et aux valeurs d'acquisition donne le même résultat, les entreprises sont libres de choisir la méthode qui leur convient. Toutefois, l'application d'une méthode uniforme dans toutes les divisions facilite les choses, surtout dans les entreprises multiservices.

Les coûts des appareils de mesure nécessaires pour garantir l'acheminement sont facturés directement au client concerné (v. chap. 4.2.3).<sup>6</sup>

### **a) Méthode d'évaluation**

Nous recommandons aux exploitants de réseau local de déterminer les coûts des capitaux sur la base des valeurs historiques d'acquisition.<sup>7</sup> Ces valeurs indiquent le montant des frais d'acquisition (investissement brut) du réseau actuel dans le passé. Comme les valeurs d'acquisition ne correspondent en général pas aux valeurs comptables des états financiers, ces dernières ne se prêtent pas à servir de base de calcul, cela compte tenu du principe de prudence appliqué dans le domaine comptable et du fait qu'elles répondent à une logique fiscale. La détermination des coûts calculatoires des capitaux pour la comptabilité de gestion doit se faire sur la base d'une évaluation des équipements conforme aux principes de la gestion d'entreprise.

Avec Nemo, tous les exploitants de réseau local doivent calculer leurs coûts en appliquant des critères uniformes. Dans ce contexte, il n'est pas défendable que les entreprises qui n'ont pas tenu de comptabilité analytique (parce qu'elles faisaient partie d'une administration publique, p. ex.) soient pénalisées en devant prendre leurs valeurs comptables du compte financier externe comme base de leur comptabilité de gestion. La base qui en résulterait serait en deçà des coûts nécessaires à l'exploitation du réseau dans l'optique d'une saine gestion et mettraient donc en péril la viabilité à long terme des entreprises gazières.

L'argument selon lequel les clients sont amenés à payer deux fois les amortissements à la suite d'une réévaluation des actifs n'est en général pas pertinent. Les entreprises qui ont formé leur prix sur la base des comptes annuels externes ne disposaient pas de l'instrument des intérêts calculatoires pour tenir compte du capital immobilisé et le risque qui l'accompagne. Le montant plus élevé des amortissements dans le passé servait implicitement à compenser l'absence d'intérêts calculatoires<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> Cette pratique se fonde sur les bases légales applicables au secteur de l'électricité (art. 8, al 5, OApEl).

<sup>7</sup> Bien qu'une évaluation fondée sur les valeurs de remplacement soit en principe aussi possible, nous recommandons l'évaluation aux valeurs d'acquisition. La discussion politique sur la question de l'évaluation s'est déroulée dans le contexte de la LApEl. La décision politique qui en a découlé a tranché clairement en faveur des valeurs historiques d'acquisition au niveau de la distribution. Comme nous l'avons signalé dans l'avant-propos, nous recommandons une démarche qui s'appuie sur le modèle de la branche électrique, pour simplifier la vie des entreprises multiservices. L'application des valeurs de remplacement pour le réseau à haute pression n'est pas concernée par cette recommandation, vu que les réseaux à haute pression sont soumis à d'autres exigences réglementaires que les réseaux de distribution locaux.

La méthode d'évaluation et le système d'amortissement ont été confirmés par le groupe ERFA VV (v. recommandations de mise en œuvre du groupe ERFA VV, annexe 5.8).

<sup>8</sup> Sur le fond, cette pratique est aussi prévue à l'art. 13, al 4, OApEl, qui dispose en substance que les coûts d'acquisition sont déterminés sur la base d'indices synthétiques des prix si les coûts déjà facturés ont déjà été déduits.

Dans la comptabilité des immobilisations, les valeurs des installations et équipements doivent présenter un degré de différenciation par nature et par date d'investissement propre à permettre une affectation des coûts calculatoires des capitaux répondant aux principes de la gestion d'entreprise. Sont portées à l'actif à partir d'une valeur seuil à définir et du même coup intégrées à la comptabilité des immobilisations les installations de plus d'un an qui sont inhérentes à l'exploitation.

Pour les exploitants de réseau qui ne tiennent pas de comptabilité des immobilisations suffisamment détaillée à ce jour, les installations et équipements doivent être saisis et évalués par nature et âge après coup. Il faut saisir, pour chaque installation (ou partie d'installation), au moins les données suivantes:

- année de la mise en service (date d'activation),
- valeurs (brutes) d'investissement (le cas échéant, intégrer le financement tiré de la finance de branchement et du droit de raccordement),
- durée usuelle d'amortissement,
- valeur résiduelle d'acquisition,
- amortissements annuels.

Un tableau synoptique de la saisie des installations figure à l'annexe 5.5. En l'absence de valeurs historiques d'acquisition, elles sont déterminées, à titre exceptionnel, par un calcul rétrospectif à partir des valeurs de remplacement à neuf et à l'aide d'indices de prix (calcul synthétique des valeurs d'acquisition). La démarche se fait en trois étapes:

#### 1) Détermination du parc des installations et de l'âge des installations

Définition des catégories d'installation, évaluation des documents existants (plans du cadastre, NIS etc.): les installations et équipements doivent être saisis et évalués par nature et par date d'investissement avec le degré de différenciation requis par le calcul des coûts calculatoires des capitaux. Les installations de plus d'un an sont portées à l'actif à partir d'une certaine valeur seuil et sont intégrées à la comptabilité des immobilisations.

#### 2) Calcul des prix unitaires des installations (valeurs de remplacement)

La détermination de la valeur de remplacement se fait par entreprise à l'aide d'une méthode reconnue dans la gestion d'entreprise. Il est aussi possible d'utiliser, le cas échéant, les valeurs de remplacement effectives de projets comparables réalisés au



cours des dernières années. On peut recourir à des bases calculatoires à titre complémentaire.

### 3) Calcul des valeurs synthétiques d'acquisition à l'aide d'indices

Le calcul a posteriori des valeurs d'acquisition sur la base des valeurs de remplacement se fait à l'aide de la formule suivante:<sup>9</sup>

$$\text{valeur historique d'acquisition} = \frac{\text{valeur de remplacement}}{\text{indice (année d'évaluation)}} \times \text{indice (année de construction)}$$

Les séries d'indices pour les calculs applicables à différentes installations figurent en annexe (v. chap. 5.3).

#### **b) Détermination des intérêts calculatoires**

Les intérêts calculatoires représentent la rémunération du capital mis à disposition. Les éléments déterminants des intérêts calculatoires sont:

- le patrimoine nécessaire au fonctionnement de l'exploitation;
- le taux des intérêts calculatoires.

#### **Patrimoine nécessaire au fonctionnement de l'exploitation**

Le patrimoine nécessaire au fonctionnement de l'exploitation comprend la valeur d'usage du patrimoine brut des immobilisations destinées au réseau, déduction faite de la valeur résiduelle calculatoire de la finance de branchement et du droit de raccordement, ainsi que du fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation (matériel en stock inclus). Il sert de base de calcul pour les intérêts calculatoires.

Les intérêts calculatoires sont imputés aux positions «Intérêts calculatoires de l'infrastructure du réseau», «Coûts calculatoires directement imputables» et «Intérêts calculatoires du fonds de roulement net» à raison de leur part au patrimoine nécessaire au fonctionnement de l'exploitation (v. Tableau 5 en annexe, chap. 5.4).

#### **Taux des intérêts calculatoires**

Les intérêts sont calculés sur la base du coût moyen pondéré du capital (weighted average cost of capital, WACC), qui comprend un bénéfice adéquat.

---

<sup>9</sup> Ce mode opératoire est aussi recommandé par le Schéma de calcul des coûts pour les exploitants de réseaux de l'Association des entreprises électriques suisses'', AES (SCCD-CH 2009).

Pour le calcul du WACC, il faut respecter le ratio de 60 % de capital emprunté et 40 % de capital propre.<sup>10</sup>

L'ASIG met à la disposition des exploitants d'un réseau de gaz naturel un guide contenant les chiffres nécessaires au calcul du WACC («Aide-mémoire WACC»).

L'application de cette méthode a été confirmée par le groupe ERFA VV (v. recommandations du groupe ERFA VV, annexe 5.8).

### ***Installations en construction***

Les intérêts sur les fonds nécessaires au financement des investissements peuvent être calculés comme intérêts sur des installations en construction.

En cas d'investissements de remplacement, les intérêts des installations en construction peuvent être déterminés sur une base calculatoire pour lisser les fluctuations annuelles. En règle générale, les investissements de remplacement se répartissent de manière équilibrée sur l'année. D'où le postulat que les besoins financiers annuels moyens correspondent à la moitié des investissements réalisés. On peut admettre par approximation que l'amortissement calculatoire annuel reflète le besoin moyen en investissements de remplacement:

$$\text{Base de l'intérêt sur les installations en construction} = \frac{\text{Amortissement annuel}}{2}$$

### ***c) Amortissements calculatoires***

Les amortissements sont calculés de manière linéaire sur la base de la durée de vie économique de leur objet. Pour déterminer cette durée, les exploitants d'un réseau local peuvent s'appuyer sur des valeurs types dans la branche, présentées sous forme de tableau en annexe (v. chap. 5.2).<sup>11</sup>

Il n'est pas autorisé d'amortir un objet au-delà de sa durée de vie économique.

### **3.1.3 Frais de commercialisation du réseau**

Cette position comprend pour chaque exploitant de réseau gazier local la part des coûts qui lui incombe.

---

<sup>10</sup> Le ratio d'autofinancement retenu correspond à celui qui est appliqué pour le réseau à haute pression. Du moment que la méthode de calcul du WACC est correcte, le ratio retenu ne revêt qu'un rôle accessoire. En calculant le WACC, il faut surtout prendre en considération l'effet de levier qui s'exerce non seulement sur le rendement, mais encore sur le risque inhérent au capital propre et au capital emprunté.

<sup>11</sup> La durée de vie des équipements peut varier d'une entreprise à l'autre en fonction de la gestion et des spécificités locales. On remarque notamment que la durée de vie des équipements est souvent plus courte dans les villes que dans les zones rurales. Par exemple, les conduites doivent être remplacées plus souvent en milieu urbain en raison de facteurs extérieurs.

***Comptage, recensement des données pour le décompte clients, facturation***

Relevé; préparation et plausibilisation des données; fourniture de renseignements et de données.

Enregistrement de données sur la composition de la clientèle et son évolution (nouveaux clients et départs); élaboration de statistiques; participation à raison de leur utilisation aux coûts de facturation, frais de rappel, poursuites, pertes sur débiteurs.

Les coûts récurrents découlant du comptage avec transmission automatique des données en relation avec l'octroi de l'acheminement sont facturés directement au client concerné.<sup>12</sup>

***Frais de marketing et de promotion pour le réseau***

Tous les coûts de marketing et de promotion en relation avec l'exploitation du réseau, comme les activités de conseil et d'information de la clientèle, l'assurance responsabilité civile etc.

***Contrôle des installations (part obligatoire)***

Notification et surveillance des ordres de contrôle; traitement administratif des rapports de sécurité; surveillance de l'exécution et exécution de contrôles.

**3.1.4 Frais communs d'administration du réseau*****Gestion, administration, émoluments***

Direction, comptabilité, controlling, ressources humaines, service juridique, coûts informatiques non directement imputables, frais de locaux, émoluments pour autorisations, défense des intérêts du réseau (cotisations à l'association faîtière, notamment<sup>13</sup>).

***Différences de couverture des exercices précédents.***

Les différences de couverture découlant d'écarts de coûts et de quantités sont intégrées au calcul des coûts des exercices qui suivent le prochain exercice. La méthode de calcul de la couverture des différences a été précisée par le groupe ERFA VV

---

<sup>12</sup> Cette pratique se fonde sur les dispositions légales régissant le secteur de l'électricité (art. 8, al 5, OApEI).

<sup>13</sup> Il s'agit notamment des cotisations statutaires à la SSIGE et à l'ASIG. Les prestations facturées séparément sont imputées au domaine du réseau uniquement si celui-ci en profite (décision CCA ASIG du 20.2007).

(v. recommandation du groupe ERFA VV «Calcul rétrospectif pour l'ensemble du réseau», annexe 5.8).

### **3.1.5 Impôts, taxes, redevances, prestations aux collectivités publiques**

Ce poste comprend les impôts sur le capital et sur le bénéfice, ainsi que les taxes et émoluments versés aux pouvoirs publics (obligation explicite de l'exploitant du réseau).

#### ***Impôts***

Pour une société anonyme, les impôts se composent de l'impôt sur le capital et de l'impôt sur le bénéfice. Ils sont régis par la législation fiscale. Pour garantir l'égalité de traitement avec les services de droit public, ils doivent être traités comme des composantes des coûts (les impôts sur le capital doivent être affectés selon le bilan fiscal).

L'impôt sur le bénéfice peut être dérivé de la comptabilité financière ou déterminé sur la base d'une valeur calculatoire.

L'impôt calculatoire sur le bénéfice est calculé à l'aide du WACC. La procédure se fait en quatre étapes. Il faut, dans un premier temps, déterminer le bénéfice calculatoire avant intérêt après impôt (EBI) de l'exploitant du réseau, en multipliant le patrimoine nécessaire au fonctionnement de l'exploitation (valeur actuelle d'acquisition des installations + fonds de roulement) par le WACC (vanille). Deuxième étape: en soustrayant de cette valeur le coût du capital emprunté, on obtient le bénéfice net. Le coût du capital emprunté est obtenu en multipliant le capital emprunté selon le ratio d'autofinancement retenu par le taux applicable au capital emprunté selon le calcul du WACC (intérêt sans risque + prime de risque sur le capital emprunté). La troisième étape consiste à déterminer le bénéfice avant impôt après intérêt (EBT) à partir du bénéfice net, en divisant celui-ci par 1 moins le taux de l'impôt propre à l'entreprise. Enfin, quatrième étape, on obtient l'impôt calculatoire en multipliant l'EBT par le taux de l'impôt propre à l'entreprise.

#### ***Taxes versées à des collectivités publiques***

Les taxes versées à des collectivités publiques doivent se fonder sur une base juridique.

Elles peuvent être intégrées à la base de coût servant à déterminer la rétribution du réseau local ou faire l'objet d'une rubrique distincte.

### 3.1.6 Coût des réseaux locaux en amont

Lorsqu'un réseau local de distribution est raccordé, en amont, au réseau de transport d'un exploitant de réseau local appartenant à un autre propriétaire, la part des coûts imputables au niveau IIa du réseau en amont est intégrée à la base de calcul des coûts de la RRL du réseau de distribution en aval.

Le réseau en amont facture au réseau en aval la rétribution du niveau IIa à raison de son utilisation. Le système de facturation doit être réglé entre les exploitants du réseau. Les coûts facturés aux réseaux en aval sont calculés selon la clé de répartition présentée au chapitre 3.3.

### 3.1.7 Coût des services-système

#### *Capacité de stockage nécessaire à l'exploitation du réseau*

Lorsqu'un réseau local de distribution est raccordé, en amont, au réseau de transport d'un exploitant de réseau local appartenant à un autre propriétaire, la part des coûts imputables au niveau IIa du réseau en amont est intégrée à la base de calcul des coûts de la RRL du réseau de distribution en aval.

La capacité de stockage nécessaire à l'exploitation du réseau est déterminée par l'exploitant du réseau local. La méthode de calcul doit être transparente. Lorsqu'une partie de la capacité de stockage est désignée comme réserve servant à garantir l'exploitation du réseau, cette partie ne doit pas être utilisée pour des activités commerciales.

En Suisse, le statut de la garantie d'une réserve destinée à pallier les pannes de réseau n'est pas le même partout. Dans certaines régions, la responsabilité en incombe à l'exploitant du réseau local, dans d'autres plutôt à l'exploitant du réseau régional. Nous recommandons aux exploitants de réseau qui ont des capacités de stockage qui servent à garantir l'exploitation du réseau de prévoir un volume de sécurité correspondant à 4 heures de puissance injectée (réseau en amont et capacité de stockage propre), en prenant comme référence la puissance de pointe de l'année précédente. Afin d'éviter les fluctuations dues aux variations de température, on peut utiliser une valeur moyenne ou une valeur corrigée en fonction des températures. Si, en raison d'une situation particulière, un exploitant de réseau opte pour une autre méthode, il doit pouvoir motiver son choix.

Contrairement à l'extension et au renouvellement du réseau, qui s'étendent plus ou moins en continu sur plusieurs années, les investissements dans des installations de stockage sont en général des dépenses ponctuelles de grande envergure. Il s'ensuit

que les coûts des capitaux des stockages sont élevés les premières années, car la valeur actuelle d'acquisition est elle-même élevée au début de l'utilisation. Afin d'éviter de fortes fluctuations des rétributions, contrairement aux autres coûts de réseau, il est autorisé de lisser les coûts de stockage sur plusieurs années (annuités) ou d'accepter délibérément un découvert pour les stockages dans les premières années, qui sera compensé dans la deuxième moitié de la durée d'utilisation.

### ***Services-système des réseaux régionaux en amont***

Les coûts des services-système du réseau régional en amont sont compris dans la rétribution de l'utilisation du réseau régional.

## **3.2 Délimitation des coûts déterminants pour l'utilisation du réseau**

### **3.2.1 Délimitation de la finance de branchement et du droit de raccordement**

Les coûts du raccordement d'un immeuble au réseau,<sup>14</sup> définis par l'exploitant, doivent être présentés séparément dans la comptabilité analytique.

La perception de la finance de branchement et du droit de raccordement doit être présentée de manière à éviter une double imputation à travers la finance de branchement ou le droit de raccordement, d'une part, et la rétribution de l'utilisation du réseau, de l'autre.

Le droit de raccordement au réseau est porté au passif ou facturé avec la valeur de l'installation portée à l'actif. Le même principe s'applique à l'amortissement sur la même installation. Au cas où la finance de branchement ne ferait pas l'objet d'une position propre, nous préconisons de procéder par analogie avec le droit de raccordement.

### **3.2.2 Délimitation temporelle des coûts déterminants**

La RRL est déterminée sur la base des coûts précalculés (valeurs prévisionnelles).

Les déséquilibres (excédents ou déficits) après bouclage pour une période d'imputation doivent être reportés sur la base des coûts déterminants des périodes d'imputation futures. La compensation sur plusieurs exercices (3, p. ex.) est autorisée, la facturation a posteriori proscrite. La méthode de calcul de la couverture des différences a été précisée par le groupe ERFA VV (v. recommandation du groupe ERFA VV «Calcul rétrospectif pour l'ensemble du réseau», annexe 5.8).

---

<sup>14</sup> Définis en règle générale par les droits de propriété.

### 3.2.3 Délimitation des prestations de marché

Il convient de prendre les dispositions appropriées pour éviter que la rétribution de l'utilisation du réseau ne serve à subventionner d'autres prestations offertes sur le marché.

Les coûts déterminants du calcul de la RRL comprennent uniquement les frais découlant des prestations standard offertes par l'exploitant, qui sont inhérentes à l'exploitation et qui n'ont pas été directement facturées aux clients.<sup>15</sup> Les prestations non standard sont imputées séparément au titre de prestations de marché.

## 3.3 Affectation des coûts

### 3.3.1 Principes régissant l'affectation des coûts

Les principes qui régissent l'affectation, par les réseaux locaux en amont, des coûts du réseau local de transport sur les unités d'imputation (clients en propre sur le réseau local de transport, réseaux de tiers en aval) et sur les centres de coûts (réseau local de distribution propriété de l'exploitant du réseau local en amont) sont les suivants:<sup>16</sup>

- répercussion des coûts, et
- affectation directe des coûts.

Le tableau de l'annexe 5.4 définit les catégories de coûts qui doivent être répercutées et celles qui sont imputées directement. Il n'est actuellement pas procédé à une répercussion ou une affectation des coûts entre le réseau local et le réseau régional. Les exploitants régionaux facturent leur rétribution de l'utilisation du réseau séparément.

### 3.3.2 Répercussion des coûts

Les frais d'exploitation, capacités de stockage nécessaires à l'exploitation du réseau comprises, et les coûts du capital de l'infrastructure du réseau (sans les coûts du capital directement affectables, comme le coût des compteurs, des PDC des clients et du raccordement au réseau) sont les coûts qui peuvent être répercutés. Ces coûts sont répartis sur les clients d'un niveau de réseau, ainsi que sur les réseaux en aval (réseaux en propre et réseaux de tiers) à raison de 70 % selon la consommation énergé-

---

<sup>15</sup> Les prestations standard comprennent notamment le comptage et la capacité de stockage servant de réserve transitoire en cas de panne du réseau (v. chap. 3.1.7).

<sup>16</sup> Le principe de l'affectation des coûts selon la répercussion et l'affectation directe correspond à la pratique sur les réseaux électriques (art. 16 OApEl).

tique le mois de plus forte consommation (valeur horaire) et à raison de 30 % selon la consommation d'énergie.

La valeur horaire de plus haute consommation résulte du comptage ou de la puissance souscrite.

En l'absence de valeur horaire, l'exploitant du réseau peut, à titre d'expédient, s'appuyer sur le mois moyen de plus forte consommation pour déterminer la période de forte consommation.

La formule suivante peut se révéler utile pour calculer la consommation moyenne pour le mois à plus forte consommation:

$$\text{Consommation moyenne un mois à forte conso.} = \frac{\text{Conso. d'énergie les mois à forte conso.}}{\text{Nombre de mois à forte conso.}}$$

Le nombre des mois à forte consommation peut varier en fonction de la structure de la clientèle.

Afin d'éviter de fortes fluctuations dans la rétribution de l'utilisation des réseaux, les valeurs énergétiques utilisées pour la répercussion devraient se fonder sur des valeurs moyennes pluriannuelles ou sur les valeurs prévisionnelles corrigées des températures.

La répercussion des coûts doit être transparente et compréhensible. L'exploitant du réseau en amont communique aux réseaux en aval les valeurs utilisées pour la répercussion.

### 3.3.3 Affectation directe des coûts

Les coûts directement affectables relevant des coûts des capitaux, comme le coût des compteurs, des PDC des clients et des branchements d'immeuble, des frais communs de promotion et d'administration, des impôts et taxes ainsi que des autres prestations fournies à des collectivités publiques sont portés à la charge des unités d'imputation et aux réseaux en aval rattachés au centre de coûts selon le principe de l'utilisateur-payeur; ils ne sont pas répercutés. Le coût du compteur, les coûts des branchements physiques et le coût des PDC situés entre les réseaux locaux de transport et de distribution ou entre le réseau de transport local et le client final sont affectés directement, en application du principe de l'utilisateur-payeur.

Les coûts affectés directement sont imputés aux unités d'imputation selon une clé de répartition déterminée par chaque entreprise. Le tableau suivant présente des exemples de clé de répartition des différents coûts par nature.



Afin de réduire les fluctuations d'une année à l'autre lors de l'affectation directe des coûts, on peut au besoin recourir à des valeurs moyennes pluriannuelles pour la clé utilisée.

Tableau 1 Exemples de clés de répartition des coûts directement affectés

Nature des coûts	Exemples de clé de répartition
<b>Frais d'exploitation du réseau</b>	
Recensement clients, saisie des données pour le décompte clients, facturation	Nombre de compteurs (pondéré par les coûts), nombre de factures par année
Frais de marketing et de promotion du réseau	Consommation d'énergie, nombre de clients
Contrôle des installations (part obligatoire)	Nombre et coûts spécifiques des contrôles
<b>Frais communs d'administration du réseau</b>	
Gestion, administration, émoluments	Majoration proportionnelle sur les autres coûts par niveau de réseau, consommation d'énergie
Défense des intérêts du réseau	Majoration proportionnelle sur les autres coûts par niveau de réseau, consommation d'énergie
Différences de couverture des exercices précédents	Majoration proportionnelle sur les autres coûts par niveau de réseau, consommation d'énergie
<b>Impôts et taxes</b>	
Impôts sur le capital et sur le bénéfice	Consommation d'énergie, chiffre d'affaires
Prestations à des collectivités publiques	Dépendent de la structure de la taxe, de la majoration sur les autres coûts par niveau de réseau, de l'énergie etc.
Autres	Dépendent de la structure de la taxe, de la majoration sur les autres coûts par niveau de réseau, de l'énergie etc.

### 3.4 Facturation entre exploitants de réseau

L'exploitant de réseau local qui alimente un réseau de tiers en aval réunit les coûts répercutés et les coûts directement imputables sous la position «Transport local, réseaux de tiers». Il fixe les prix pour l'exploitant de réseau en aval sur la base de cette unité d'imputation.

L'exploitant de réseau qui a plusieurs réseaux de tiers en aval fixe des prix uniformes pour tous les exploitants en aval.

Il n'y a pas de compensation entre les exploitants de réseaux locaux et régionaux, vu que chaque niveau facture la rétribution de l'utilisation du réseau séparément.

## **4 Tarification de l'exploitant d'un réseau local**

### **4.1 Principes régissant la tarification**

La tarification permet de répondre aux besoins spécifiques des différentes catégories de clients. L'exploitant de réseau est flexible dans la pondération des différentes composantes du prix. Il peut définir différentes composantes de prix pour différentes catégories de consommateurs s'il procède de manière transparente, s'il respecte le principe de non-discrimination et s'il peut motiver ces différences objectivement.

Le principe de flexibilité comprend aussi des composantes de prix négatives, sous la forme de subventions au raccordement, par exemple. Lorsque l'exploitant d'un réseau peut apporter la preuve, chiffres à l'appui, qu'un nouveau raccordement permet de faire baisser la rétribution de l'utilisation du réseau pour tous ses utilisateurs (en élargissant la base de répartition des frais fixes), ce type de subvention sert l'intérêt de tous les utilisateurs du réseau. Cette preuve chiffrée doit présenter de manière transparente qu'elle résulte d'un calcul de l'exploitant du réseau, indépendamment de l'unité commerciale d'un distributeur.

### **4.2 Rétributions de l'exploitant de réseau local**

L'exploitant d'un réseau local est habilité à imputer les rétributions décrites ci-après.

#### **4.2.1 Finance de branchement**

La finance de branchement est facturée une seule fois au titulaire du raccordement, au moment du raccordement au réseau; elle est déterminée sur la base du coût effectif du branchement selon les conditions du marché. La différenciation des finances de branchement est autorisée.

Selon le modèle appliqué par l'exploitant du réseau local pour délimiter le branchement d'immeuble, il est possible de percevoir une contribution pour le remplacement du branchement. Dans ce cas, il faut toutefois éviter une double imputation à travers le cumul d'une contribution directe et de la rétribution de l'utilisation du réseau. Les coûts d'entretien et de rénovation qui ne sont pas facturés directement aux titulaires d'un raccordement sont assimilés aux coûts du réseau et sont donc facturés avec la rétribution de l'utilisation du réseau.

#### 4.2.2 Droit de raccordement

Le droit de raccordement est facturé une seule fois au titulaire du raccordement, au moment du raccordement au réseau; il est déterminé sur la base des investissements préalables consentis par l'exploitant du réseau local pour raccorder un périmètre donné. Il est possible de fixer le droit de raccordement de manière différenciée selon les groupes de clients en fonction de leur participation attendue à l'utilisation du réseau.

#### 4.2.3 Rétribution de l'utilisation du réseau local (RRL)

La rétribution de l'utilisation du réseau local est facturée régulièrement au consommateur final. Elle se fonde sur l'intensité d'utilisation du réseau et est indépendante de la distance

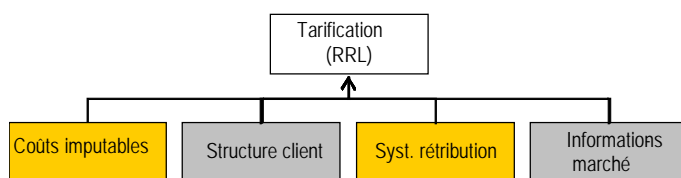
La notion de «timbre» s'est imposée pour désigner la rétribution de l'utilisation du réseau indépendante de la distance. Il ne faut toutefois pas l'interpréter dans le sens d'un prix unique (au kWh, p. ex.) applicable à tous les consommateurs finaux. Des systèmes de tarification différenciée sont même indispensables pour garantir une répartition des coûts conforme au principe de l'utilisateur-payeur.

La méthode de calcul de la rétribution des instruments de mesure nécessaires à la réalisation des transports de tiers a été précisée par le groupe technique Convention de branche (v. «Convention de branche: directive de mise en œuvre 01/2013, Installations de mesure / rétribution de la mesure», annexe 5.7).

### 4.3 Flexibilité dans la détermination de la RRL

Les catégories de clients et la base de calcul de la RRL sont fixées par chaque exploitant de réseau et se fondent sur une imputation des coûts conforme aux exigences du marché et au principe de l'utilisateur-payeur.

La Figure 4 présente les informations nécessaires à la détermination de la RRL.



Légende

Indications Manuel Nemo
Données de l'entreprise

Figure 4 Informations nécessaires à la tarification

### 4.3.1 Constitution de catégories de clients

Pour pouvoir réussir sur le marché, l'exploitant doit pouvoir fixer une rétribution de l'utilisation du réseau différenciée pour différentes catégories de clients, en garantissant l'égalité de traitement grâce au respect de critères prédéfinis. Toute discrimination fondée par exemple sur une catégorisation en fonction du fournisseur du gaz naturel est exclue.

Les groupes de clients pour l'utilisation du réseau peuvent être formés indépendamment des groupes de clients pour l'énergie.

Les paramètres suivants peuvent servir de critères pour définir les catégories de clients pour l'utilisation du réseau (liste non exhaustive):

- taille (consommation annuelle ou puissance souscrite, p. ex.);
- temps d'utilisation (rapport énergie/puissance);
- structure d'achat (saisonniers, journaliers);
- mesure de la puissance;
- interruptibilité;<sup>17</sup>
- durée du contrat.

### 4.3.2 Bases de calcul et systèmes de rétribution

L'exploitant de réseau doit fixer une RRL par catégorie de clients; il peut appliquer un système à plusieurs niveaux faisant appel à différentes bases de calcul.

Vous trouverez ci-après quelques exemples de systèmes de rétribution (liste non exhaustive). Il convient de noter la recommandation du groupe ERFA VV: «La capacité souscrite par le client est la grandeur de référence pour le calcul de la RRL», annexe 5.8). La recommandation précise la méthode de calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau en fonction de la capacité de transport.

a) Rétribution à trois niveaux (clients avec mesure de puissance):

- prix de base: CHF/mois (critère possible: nombre de contacts)
- prix puissance: CHF/kW/mois (critères possibles: puissance mesurée ou puissance souscrite)
- prix énergie: ct./kWh (critère: énergie mesurée)

---

<sup>17</sup> Le critère de l'interruptibilité concerne surtout les cas de saturation du réseau effectifs ou attendus.

## b) Rétribution à deux niveaux:

- prix de base: CHF/mois (critères possibles: puissance estimée ou puissance installée de la chaudière<sup>18</sup> ou puissance mesurée de la chaudière)
- prix énergie: ct./kWh (critère: énergie mesurée)

## c) Prix fixe (pour les clients cuisinant au gaz, p. ex.)

- prix fixe: CHF/mois (critères possibles: puissance estimée ou puissance installée de la chaudière ou puissance mesurée de la chaudière)

## d) Rétribution fondée uniquement sur la consommation:

- prix énergie: ct./kWh (critère: énergie mesurée)

## e) Rétribution fondée sur la consommation assortie d'un prix plancher:

- prix énergie: ct./kWh (critère: énergie mesurée)
- avec toutefois une valeur plancher fixée à ... CHF/mois

Tableau 2: Aperçu des exemples de système de rétribution

Catégorie de client	Prix de base	Prix puissance	Prix énergie
Catégorie a	x	x	x
Catégorie b	x		x
Catégorie c	x		
Catégorie d			x
Catégorie e	(montant minimum)		x

Dans les systèmes comprenant des composantes de prix fondées sur la consommation, le prix de l'énergie peut être différencié entre un tarif bas et un tarif élevé, notamment selon la saison ou en distinguant les consommations diurne et nocturne.

Pour le calcul des composantes du prix, on peut recourir à des valeurs annuelles moyennes ou à des valeurs prévisionnelles, afin d'éviter les fluctuations.

#### 4.3.3 Répercussion des coûts imputables dans le système de rétribution

Pour répercuter des coûts imputables dans le système de rétribution, il faut tenir compte des différentes caractéristiques des clients. Les coûts qui doivent être suppor-

<sup>18</sup> En cas de brûleurs de réserve installés: puissance maximale des brûleurs disponibles simultanément.

tés par les différentes catégories de clients peuvent en principe s'appuyer sur des critères uniformes, à l'image de ce qui a été fait pour la définition des catégories elles-mêmes (v. chap. 4.3.1). Le système de rétribution peut ainsi se conformer au principe de causalité (utilisateur-payeur) et aux impératifs du marché.

Les différents types de coûts se prêtent plus ou moins bien à une tarification selon les exemples de systèmes de rétribution exposés au chapitre 4.3.2. Les exemples ci-dessous peuvent servir d'orientation pour la conversion des différents types de coûts en composantes de prix:

- prix de base: en principe égal aux frais fixes (coûts compteur, mesure et décompte, p. ex.)
- composantes de prix puissance: en principe égal aux frais fixes liés aux capacités; autrement dit, une partie des coûts des capitaux et des frais d'exploitation peut être facturée à travers un prix puissance
- composantes de prix énergie: en principe égal aux frais courants liés aux capacités (partie des frais d'exploitation, impôts et taxes, p. ex.)
- majoration pour haut tarif: en principe égal aux frais fixes indépendants des capacités (à la place ou en complément de la répartition des coûts sur le prix de base ou le prix puissance)

Au-delà de ces affectations possibles, l'exploitant de réseau est libre d'appliquer d'autres méthodes pour répercuter les coûts dans le système de rétribution.

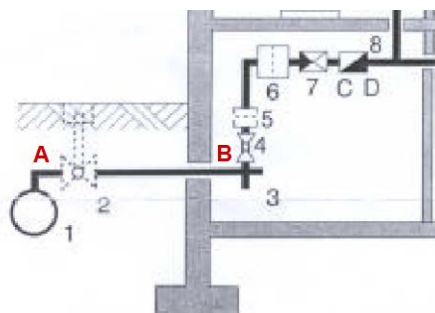
#### **4.3.4 Moment de l'adaptation de la RRL**

Les exploitants de réseau régional sont libres de choisir le moment de l'adaptation de la RRL. Ils doivent en informer en temps utile les consommateurs finaux et les fournisseurs actifs sur le réseau.

## 5 Annexe

### 5.1 Glossaire<sup>19</sup>

CGR	Conditions générales d'utilisation des réseaux de gaz naturel Suisses; elles règlent les exigences techniques et les modalités d'accès de tiers au réseau.
Branchement d'immeuble	Le branchement d'immeuble est la conduite entre la prise de gaz sur la conduite principale et le robinet d'arrêt principal (v. fig. 5).



- A-B Branchement d'immeuble
- B-C Conduites intérieures avant compteur
- D- Conduites intérieures après compteur
- 1 Conduite de distribution (principale)
- 2 Organe d'arrêt (principal) évent.
- 3 Té ou croix de nettoyage évent.
- 4 Robinet d'arrêt principal
- 5 Pièce isolante évent.
- 6 Filtre évent.

Figure 5 Délimitation d'un branchement d'immeuble (source: SSIGE)

Centre de conduite

Centre de surveillance et de gestion de systèmes d'approvisionnement en gaz naturel.

<sup>19</sup> N.B.: l'industrie gazière prévoit de rédiger un glossaire général couvrant tous les domaines. Il se peut donc que le présent glossaire fasse ultérieurement l'objet de modifications ou de compléments.



Coûts déterminants (niveau local)	Coûts totaux (frais de réseau et services-système) imputables aux consommateurs finaux et aux réseaux en aval pour l'utilisation du réseau.
Délimitation verticale du système	Limite entre les réseaux de gaz naturel régional et local.
Dispatching	Surveillance et gestion de systèmes d'approvisionnement en gaz naturel. → Centre de conduite (du réseau)
Distributeur local de gaz naturel ( <i>Gasversorgungsunternehmen, GVV</i> )	Société de distribution de gaz naturel qui cumule les fonctions d'exploitant du réseau de gaz local et de fournisseur local de gaz naturel.
Droit de raccordement	Contribution forfaitaire du titulaire du raccordement (propriétaire de l'immeuble ou du terrain) aux frais de développement du réseau préfinancés par l'exploitant, prélevée pour accéder au réseau.
Equilibrage du bilan de zone	Compensation de la différence entre la quantité de gaz naturel annoncée par le fournisseur et la quantité effectivement consommée par le client pour une période donnée.
Exploitant de réseau de gaz local	Unité du distributeur local de gaz naturel chargée de l'exploitation du réseau local de gaz naturel.
Exploitant de réseau de gaz régional	Exploitant de réseau régional à haute pression.
Finance de branchement	Contribution du titulaire du raccordement aux frais de branchement physique au réseau de distribution de gaz naturel.
Fournisseur indépendant de gaz naturel	Fournisseur de gaz naturel autre que le distributeur local de gaz naturel.
Fournisseur local de gaz naturel	Unité du distributeur local de gaz chargée de la livraison de gaz naturel.
Modèle d'utilisation du réseau	Modèle servant à définir les modalités régissant l'accès au réseau et à calculer le montant de la rétribution de l'utilisation du réseau.

OCAR	Rattaché à Swissgas, l'Office de coordination pour l'accès au réseau (OCAR; <a href="http://www.ksdl-erdgas.ch/fr">www.ksdl-erdgas.ch/fr</a> ) est l'interlocuteur pour les questions concernant l'accès au réseau par des tiers. Conçu comme un «guichet unique», il coordonne l'utilisation du réseau des différents niveaux de pression et les réseaux locaux. Sa fonction se limite à celle d'une entité de coordination; il ne conclut pas de contrats.
Pancaking	Empilement de rétributions non conforme au principe de l'utilisateur-payeur frappant le consommateur final; elle résulte d'un cumul inéquitable de timbres prélevés par différents exploitants de réseau pour un même niveau de réseau.
Poste de détente et de comptage (PDC)	Installation de réduction de la pression et de mesure entre réseaux de gaz naturel opérant à des pressions différentes.
Rétribution de l'utilisation du réseau	Prix à payer pour l'utilisation du réseau de gaz naturel.
Rétribution de l'utilisation du réseau local (RRL)	Prix à payer pour l'utilisation du réseau local de gaz naturel.
Rétribution des réseaux en amont	Prix à payer pour l'utilisation des réseaux (régionaux, notamment) situés en amont du réseau considéré.
Services-système	Prestations auxiliaires nécessaires à la sécurité de l'exploitation des réseaux. <sup>20</sup>
Stockage, part commerciale	Capacité de stockage dont les coûts ne sont pas imputables au réseau.
Stockage, part réseau	Capacité de stockage dont les coûts sont imputables au réseau.

---

<sup>20</sup> La notion de services-système vient de l'industrie électrique suisse. Elle comprend les mesures techniques nécessaires à la sécurité de l'exploitation du réseau. L'industrie gazière allemande utilise le terme (*Systemdienstleistungen*) dans une acception plus large, en incluant le comptage, l'échange de données, la documentation, le décompte et la facturation. Dans le système prévu par Nemo, ces activités sont réunies dans le groupe de charges par nature *Coûts communs de promotion et d'administration*, suivant le modèle retenu par l'industrie électrique.

Timbre	Rétribution indépendante de la distance pour l'utilisation du réseau.
Titulaire du raccordement	Propriétaire d'une parcelle (immeuble ou terrain) raccordée au réseau de distribution de gaz naturel.
Zone d'approvisionnement	Périmètre géographique dans lequel un exploitant est responsable de la pression et de la régulation du réseau.

## 5.2 Durées d'amortissement

Tableau 3 Durées de vie usuelles dans la branche<sup>21</sup>

Description des équipements et installations	Durée de vie
<b>Conduites</b>	
Conduites (<1 bar, 1-5 bar, >=5 bar, zone urbaine, route, campagne, mixte)	50
<b>PDC, stations de réception et de comptage (AM)</b>	
PDC parties d'installations techniques	15
PDC cabines	15
PDC immeubles en dur	50
<b>Compteurs</b>	
Ménages	15
Arts et métiers	20
Industrie	5
<b>Stockages</b>	
Stockages sphériques	40
Stockages en tube	50
<b>Dispatching, gestion</b>	
Gestion (commande à distance, traitement des données, lecture à distance)	10
Câble	20
<b>Immobilisations / équipements</b>	
Bâtiments administratifs et d'exploitation	50
Terrains	-
Mobilier	5
Véhicules	5
Equipement informatique	5

<sup>21</sup> Les durées de vie usuelles dans la branche sont celles d'une entreprise standard en milieu urbain. Les dérogations à ces durées doivent être dûment motivées.

### 5.3 Indice des prix

Tableau 4 Séries de prix<sup>22</sup>

Année	Bâtiment: nouvelles constructions d'immeubles administratifs (T13)	Génie civil: nouvelles constructions de routes (T13)	Année	Bâtiment: nouvelles constructions d'immeubles administratifs (T13)	Génie civil: nouvelles constructions de routes (T13)
1939	37.36	41.51	1973	66.2	73.6
1940	37.85	42.05	1974	75.4	83.8
1941	38.35	42.61	1975	76.4	84.9
1942	38.85	43.17	1976	75.6	84
1943	39.36	43.74	1977	75.5	83.9
1944	39.88	44.31	1978	74.5	82.8
1945	40.40	44.89	1979	75.9	84.3
1946	40.93	45.48	1980	79.3	88.1
1947	41.47	46.08	1989	95.3	105.9
1948	42.02	46.69	1990	97.5	108.3
1949	42.57	47.30	1991	98.8	109.8
1950	43.13	47.92	1992	99.5	110.6
1951	43.69	48.56	1993	99	98.9
1952	44.27	49.19	1994	99.2	99.1
1953	44.85	49.84	1995	99.4	99.3
1954	45.44	50.50	1996	99.6	99.6
1955	46.03	51.16	1997	99.8	99.8
1956	46.64	51.83	1998	100	100
1957	47.25	52.52	1999	103.9	105.8
1958	47.87	53.21	2000	107.4	111.5
1959	48.50	53.91	2001	111.3	113.8
1960	49.14	54.62	2002	110.3	110.3
1961	49.78	55.33	2003	109.1	110.5
1962	50.44	56.06	2004	110.6	113.5
1963	51.1	56.8	2005	112.6	115.8
1964	51.9	57.7	2006	117.6	121.5
1965	52.3	58.1	2007	122.7	125.5
1966	53.4	59.3	2008	127.4	127.6
1967	53.7	59.7	2009	125.7	124.1
1968	53.5	59.4	2010	126.7	124.8
1969	54.4	60.4	2011	129.7	128.8
1970	56.4	62.7	2012	129.5	130.5
1971	58.6	65.1	2013	131.0	132.5
1972	61	67.8			

<sup>22</sup> Sources: Office fédéral de la statistique. Avant 1993: indice des prix de gros; 1993-1998: indice des prix à la production et à l'importation; à partir de 1998: indice des prix à la construction ([www.bap.bfs.admin.ch](http://www.bap.bfs.admin.ch)).

## 5.4 Coûts imputables

Tableau 5 Type d'affectation des coûts imputables

	Répercussion	Affectation directe
<b>Coûts des capitaux infrastructure réseau</b>		
Amortissements calculatoires infrastructure réseau	x	
Intérêts calculatoires de l'infrastructure réseau	x	
Intérêts calculatoires installations en construction	x	
<b>Frais d'exploitation</b>		
Exploitation du réseau	x	
Maintenance	x	
Coûts imputables divers	x	
Versements compensatoires entre exploitants	x	
<b>Coûts réseau amont local (IIa)</b>	<b>x</b>	
<b>Coûts calculatoires directement imputables</b>		
Coûts calculatoires compteur		x
Coûts calculatoires PDC clients		x
Coûts calculatoires branchement d'immeuble		x
<b>Coûts commercialisation du réseau</b>		
Recensement clients, saisie des données pour le décompte clients, facturation		x
Frais de marketing et de promotion		x
Contrôle des installations (part obligatoire)		x
<b>Coûts communs d'administration du réseau</b>		
Gestion, administration, émoluments		x
Couverture différences exercices précédents		x
Intérêts calculatoires du fonds roulement net		x
<b>Impôts et taxes</b>		
Impôts		x
Taxes versées à des collectivités publiques		x
Autres		x

### 5.5 Recensement et évaluation des installations



## 5.6 Check-list pour la mise en œuvre

### 5.6.1 Introduction de Nemo

<b>Définition des limites de votre propre système</b>		
Définition des niveaux de réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Délimitation obligatoire du réseau de transport local si réseaux de tiers en aval</li> </ul>	Chapitre 2.3 Manuel Nemo
Délimitation du réseau gazier	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Délimitation du réseau par rapport au commerce du gaz naturel et aux autres activités (contracting, p. ex.)</li> <li>• Règlement de la délimitation par rapport au réseau régional</li> <li>• Délimitation par rapport aux branchements d'immeubles</li> </ul>	Chapitre 2.3 Manuel Nemo
<b>Calcul des coûts</b>		
Recensement systématique des coûts imputables	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sur la base du Manuel Nemo</li> </ul>	Chapitre 3.1 Manuel Nemo
Coûts calculatoires des capitaux	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inventaire et évaluation complète des installations</li> <li>• Calcul des intérêts</li> <li>• Calcul des amortissements</li> </ul>	Chapitre 3.1.2 Manuel Nemo «Aide-mémoire WACC»
Autres coûts	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retenir uniquement les coûts imputables</li> <li>• Saisir les coûts des réseaux locaux en amont</li> </ul>	Chapitres 3.1.1, 3.1.3, 3.1.4, 3.1.5, 3.1.6, 3.1.7, 3.2 Manuel Nemo
<b>Affectation des coûts par niveau sur les clients et les exploitants en aval</b>		
Répercussion des coûts	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calcul des valeurs énergétiques des clients et exploitants en aval pour la répercussion des coûts</li> <li>• Application du mécanisme de répercussion sur les coûts à répercuter</li> </ul>	Chapitre 3.3.2 Manuel Nemo
Affectation directe des coûts	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Définition de la clé de répartition pour l'affectation directe des coûts</li> <li>• Application de la clé aux clients et aux exploitants en aval</li> </ul>	Chapitre 3.3.3 Manuel Nemo
Facturation entre exploitants de réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Facturation du timbre aux exploitants en aval pour le réseau de transport local</li> </ul>	Chapitre 3.4 Manuel Nemo



<b>Tarification</b>		
Définition des types de rétribution	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Détermination des rétributions uniques (finance de branchement et droit de raccordement)</li> <li>• Détermination des rétributions récurrentes (RRL)</li> </ul>	Chapitre 4.2 Manuel Nemo
Définition d'un système de rétribution pour la RRL	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Analyse de la structure de votre clientèle</li> <li>• Définition de catégories de clients par niveau de réseau</li> </ul>	Chapitre 4.3 (4.2.33.1, 4.3.2) Manuel Nemo
RépercuSSION des coûts dans le système de rétribution	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Affectation des coûts aux composantes de prix par catégorie de clients</li> <li>• Comparaison chiffres prévisionnels-chiffres effectifs du chiffre d'affaires par catégorie de clients et, le cas échéant, adaptation du système de rétribution</li> </ul>	Chapitre 4.3.3 Manuel Nemo
<b>Organisation des relations contractuelles</b>		
Conception des contrats en relation avec l'utilisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Définir le contenu des contrats pertinents (pour branchement, utilisation du réseau + autres, le cas échéant)</li> <li>• Concrétisation dans des CG ou d'autres formes contractuelles</li> </ul>	Chapitre 2.2.2 Manuel Nemo

## 5.6.2 Cycle annuel

<b>Calcul rétrospectif</b>		
Détermination de l'écart entre les coûts et les recettes effectifs	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calcul de l'écart entre les coûts et le chiffre d'affaires effectifs</li> <li>• Correction de l'écart sur trois exercices (ou plus, au besoin)</li> </ul>	Chapitre 3.2.2 Manuel Nemo
<b>Mise à jour des coûts et données énergétiques ou physiques</b>		
Détermination des nouveaux coûts déterminants	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calcul prévisionnel des coûts imputables pour l'exercice suivant</li> <li>• Examen d'un ajustement du WACC</li> </ul>	Chapitre 3.1 et 3.2.2 Manuel Nemo «Aide-mémoire WACC»
Données énergétiques pour la répercussion	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calcul de la consommation pendant la période de haute consommation et de la consommation annuelle pour les unités d'imputation (vos clients des niveaux IIa et IIb) et les centres de coûts (réseaux de distribution locaux en aval appartenant à des tiers)</li> </ul>	Chapitre 3.3.2 Manuel Nemo

## 5.7 Convention de branche: directives de mise en œuvre

Verband der Schweizerischen Gasindustrie  
Association Suisse de l'Industrie Gazière



Assemblée générale extraordinaire de l'ASIG  
17 septembre 2013

Convention de branche: directives de mise en œuvre

### Convention de branche: directive de mise en œuvre 01/2013 Installations de mesure / rétribution de la mesure

#### Contexte

Afin de réaliser des transports pour le compte de tiers conformément à la convention de branche (CGR, ch. 4.3), les points de mesure doivent être équipés d'un compteur, d'un correcteur de volume, d'un dispositif de traitement des données, de même que d'un dispositif de télérelevé pour la transmission d'heure en heure des données de mesures horaires. Pour cela, le remplacement ou l'adaptation de l'installation de mesure est souvent nécessaire, ce qui peut impliquer des coûts élevés. La facturation de ces coûts est actuellement traitée de manière inégale dans la pratique.

#### But

La présente directive définit les principes unifiés applicables à la facturation de ces coûts.

#### Principes

- Les frais d'investissement des installations de mesure requises pour la livraison de tiers sont pris en charge par l'exploitant de réseau au point de raccordement.
- L'exploitant de réseau est propriétaire de l'installation de mesure.
- Comme pour l'électricité, une rétribution mensuelle pour la mesure est facturée au client du réseau.
- Le montant de la rétribution de la mesure est calculé sur la base du coût du capital, des frais d'exploitation et des frais d'entretien de l'installation de mesure. Si, au lieu d'installer une nouvelle installation de mesure, il suffit d'adapter l'installation existante, la rétribution de la mesure est calculée exclusivement sur la base des coûts supplémentaires.
- Les coûts pris en considération pour la rétribution de la mesure intègrent les coûts des systèmes supplémentaires nécessaires, comme les dispositifs de gestion des données (EDM), de télérelevé et de transmission automatique des données.
- Les dispositions techniques se fondent sur les directives générales en vigueur, les critères de la Confédération (du METAS, p. ex.) et la directive SSIGE G23 ainsi que, pour ce qui est de la transmission automatique des données, selon les spécifications de l'exploitant du réseau régional concerné.
- Le coût du capital se fonde sur une durée d'amortissement calculatoire de cinq ans, en application du WACC fixé annuellement par la convention de branche.

- Les coûts facturés pour la rétribution de la mesure ne doivent pas être intégrés dans la rétribution de l'utilisation du réseau (RUR).
- La rétribution de la mesure doit aussi être facturée aux clients du réseau lorsque le client final revient chez le fournisseur traditionnel.
- La rétribution de la mesure est calculée individuellement pour chaque client, conformément au principe de l'utilisateur-payeur.
- La présente directive entre en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2013; elle s'applique aux contrats d'utilisation du réseau en cas de nouveau contrat et de renouvellement du contrat.

## 5.8 Recommandations de mise en œuvre à l'intention des entreprises gazières locales pour l'année gazière 2013/2014

Verband der Schweizerischen Gasindustrie  
Association Suisse de l'Industrie Gazière



---

ERFA VV

Recommandation de mise en œuvre pour les entreprises gazières locales pour l'année gazière 2013/2014

---

### Définition de l'éligibilité sur la base de la capacité de transport contractuelle

#### *Situation initiale*

En vertu de la Convention d'accès au réseau, l'éligibilité est liée à trois conditions cumulatives, dont celle-ci: «La capacité de transport contractuelle de l'utilisateur du réseau est d'au moins 200 Nm<sup>3</sup>/h. Sur le site industriel d'une entreprise disposant d'un contrat d'achat, différents points de livraison peuvent être cumulés». La notion de site industriel n'est pas définie de manière assez précise. La diversité des interprétations possibles risque de générer des inégalités de traitement.

#### *Recommandation et prochaines étapes*

La question de l'éligibilité dépend essentiellement de la capacité de transport contractuelle. Au besoin, celle-ci sera estimée dans un premier temps. On tiendra compte de la possibilité de cumuler plusieurs points de livraison. Les critères applicables au cumul des points de livraison doivent être définis dans le cadre d'une typologie des sites industriels, élaborée par exemple sous forme de schémas.

En cas de doute par rapport aux conditions d'éligibilité selon la convention ATR, il est recommandé d'en référer à l'OCAR.



---

## ERFA VV

Recommandation de mise en œuvre pour les entreprises gazières locales pour  
l'année gazière 2013/2014

---

# Calcul du timbre pour l'utilisation du réseau local sur la base de la capacité souscrite par le client

### *Situation initiale*

La grandeur de référence servant de base au calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau en fonction de la capacité de transport n'est pas clairement définie, ni dans la convention d'accès au réseau, ni dans le manuel NEMO. Selon l'interprétation qui en a été faite, certaines entreprises gazières utilisent la puissance installée, d'autres la puissance mesurée, ou encore la puissance «souscrite». Cette diversité d'interprétations possibles risque de générer des inégalités de traitement.

### *Recommandation et argumentaire*

La capacité souscrite par le client est la grandeur de référence pour le calcul de la RRL. Le client peut ainsi «commander» – et payer – au plus juste la capacité en fonction de ses besoins réels. Cette solution est réputée satisfaisante aux critères d'acceptabilité tant du point de vue politique que du point de vue du régulateur, et au principe de non-discrimination.

### *Prochaines étapes*

La rétribution pour l'utilisation du réseau local calculée par les entreprises gazières doit, dans la mesure du possible, se baser sur la capacité souscrite par le client. Si cette donnée n'est pas connue, on peut procéder par estimation. Il s'agira d'élaborer une recommandation précisant la méthode d'évaluation de la capacité souscrite par le client.



---

## ERFA VV

Recommandation de mise en œuvre pour les entreprises gazières locales pour l'année gazière 2013/14

---

# Calcul rétrospectif pour l'intégralité du réseau local

### *Situation initiale*

Le manuel Nemo prévoit un calcul rétrospectif des coûts du réseau local et la compensation des déséquilibres (excédents ou déficits) de l'exercice précédent sur un ou plusieurs exercices suivants (p. ex. sur trois périodes d'imputation).

Le manuel Nemo ne précise toutefois pas la méthode de calcul à appliquer. Si le calcul rétrospectif n'est pas appliqué correctement, le principe selon lequel la rétribution d'utilisation du réseau doit se baser sur les coûts risque de ne plus être respecté. Le manuel Nemo explicite clairement le calcul des coûts effectifs, tandis qu'il demeure relativement flou en ce qui concerne le calcul des revenus effectifs.

### *Recommandation et argumentaire*

Le calcul rétrospectif détermine l'écart entre coûts effectifs et revenus effectifs pour l'exercice précédent, en les mettant en balance. Les revenus effectifs sont calculés pour l'ensemble des consommateurs finals, indépendamment de leur éligibilité ou non. Si, dans le cas des tarifs ou prix intégrés, la rétribution d'utilisation du réseau n'est pas directement facturée, on peut au besoin utiliser des rétributions „virtuelles“ (p. ex. en unités de capacité ou de consommation). La différence de couverture de l'année gazière 2012/13 sera considérée dans la base des coûts à partir de l'année gazière 2014/15, c'est-à-dire avec un décalage de deux ans.

### *Prochaines étapes*

Il s'agira d'étudier ultérieurement la comptabilisation des écarts entre dépenses et revenus au niveau du bilan, le traitement des intérêts sur le montant de ces écarts, ainsi que le traitement du décalage entre année gazière et année civile.



---

## ERFA VV

Recommandation de mise en œuvre pour les entreprises gazières locales pour l'année gazière 2013/14

---

# Calcul WACC selon aide-mémoire ASIG

### *Situation initiale*

L'ASIG a effectué un sondage auprès de ses membres pour identifier les questions essentielles que pose la mise en œuvre de la convention d'accès au réseau. Ce sondage révèle des incertitudes par rapport à l'avenir de la méthode de calcul ASIG du coût moyen pondéré du capital (CMPC, angl. WACC). Ces incertitudes sont essentiellement liées au fait que le Surveillant des prix a publié sa propre méthode de calcul du CMPC fin 2011. Elles sont encore aiguës par le fait que l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

### *Recommandation et argumentaire*

Le groupe ERFA-VV a passé en revue les méthodes de calcul du CMPC actuelles et a retenu la méthode ASIG pour l'année gazière 2013/14. Il y a donc lieu de se référer à l'aide-mémoire WACC de l'ASIG, téléchargeable via l'extranet.

La méthode du Surveillant des prix a clairement été rejetée par le groupe ERFA-VV, compte tenu du fait que cette méthode n'est économiquement pas valable, et qu'elle a été officiellement revue pour l'industrie électrique. Le groupe ERFA-VV retient la méthode ASIG essentiellement parce qu'elle est scientifiquement fondée et praticable.

### *Prochaines étapes*

L'objectif est d'instaurer une méthode de calcul du CMPC scientifiquement fondée et acceptable par le régulateur. Les paramètres sous-jacents à cette méthode doivent être analysés en détail, notamment du point de vue de la méthode de calcul prescrite par l'OApEI. Il faudrait également étudier la question de la coordination avec les niveaux régional et suprarégional.





---

## ERFA VV

Recommandation de mise en œuvre pour les entreprises gazières locales pour l'année gazière 2013/14

---

# Immobilisations: aucune modification de la méthode d'évaluation et d'amortissement

### *Situation initiale*

Le manuel Nemo recommande l'évaluation à la valeur d'acquisition, mais n'exclut pas totalement le calcul à la valeur de remplacement. Lorsque les valeurs d'acquisition historiques font défaut, il est possible de déroger à la règle en procédant à un calcul rétroactif à partir des valeurs de remplacement à neuf et des indices de prix. Les amortissements sont calculés linéairement pour la durée de vie économique des infrastructures.

Dans son arrêt 2C\_25/2011, le Tribunal fédéral a confirmé le bien-fondé de cette méthode. L'ATF en question met en évidence l'obligation qu'a l'opérateur de réseau de pouvoir démontrer la justesse du calcul synthétique des valeurs d'acquisition lorsqu'il recourt à cette méthode.

### *Recommandation et argumentaire*

La méthode d'évaluation recommandée dans le manuel Nemo doit être maintenue telle quelle. Elle correspond à la méthode appliquée dans le secteur de l'électricité et son bien-fondé est confirmé de surcroît par la jurisprudence du Tribunal fédéral.

### *Prochaines étapes*

La prochaine révision du manuel Nemo devrait expliciter le fait que l'évaluation des immobilisations se base sur les valeurs d'acquisition. En outre il faudrait définir la méthode de contrôle à appliquer pour vérifier la justesse de l'évaluation des immobilisations lorsque l'EG procède à un calcul synthétique des valeurs d'acquisition.

Elle devrait également expliciter les motifs possibles lorsque la durée d'amortissement diffère des valeurs de référence de l'ASIG (p. ex. «durée de vie économique différente»). Il faudrait analyser à ce propos si des fourchettes de valeurs devraient remplacer les valeurs de référence.