

## Projet de règles tarifaires pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité

### 1. Définitions

Pour l'application des présentes règles, les termes mentionnés ci-dessous ont les significations suivantes.

#### 1.1. Alimentations

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au(x) réseau(x) public(s) par plusieurs alimentations, il convient contractuellement de la désignation de ses alimentations principales, complémentaires et de secours avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté.

##### 1.1.1. Alimentation(s) principale(s)

La ou les alimentation(s) principale(s) d'un utilisateur doi(ven)t permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur. Le régime normal d'exploitation est convenu contractuellement entre l'utilisateur et le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté, dans le respect des engagements de qualité contenus dans le contrat d'accès correspondant.

##### 1.1.2. Alimentation de secours

Une alimentation d'un utilisateur est une alimentation de secours si elle est maintenue sous tension, mais n'est utilisée pour le transfert d'énergie entre le réseau public et les installations privées d'un ou plusieurs utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs alimentations principales et complémentaires.

La partie dédiée d'une alimentation de secours est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion d'une ou plusieurs alimentation(s) de secours de cet utilisateur ou d'un autre utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations de secours sont ceux qui s'établissent sous le régime d'exploitation en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses autres alimentations, des ouvrages électriques du ou des utilisateur(s) convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manoeuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

##### 1.1.3. Alimentation complémentaire

Les alimentations d'un utilisateur qui ne sont ni des alimentations principales ni des alimentations de secours sont les alimentations complémentaires de cet utilisateur.

La partie dédiée d'une alimentation complémentaire d'un utilisateur est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour origine ou pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion de cet utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations complémentaires sont ceux qui s'établissent sous le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont)

connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manoeuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

## **1.2. Cellule**

Une cellule est un ensemble d'appareillages électriques installé dans un poste électrique et qui comprend un appareil de coupure principal (généralement un disjoncteur), un ou plusieurs sectionneurs, des réducteurs de mesures et des dispositifs de protection.

## **1.3. Classe temporelle**

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux électriques, on appelle classe temporelle l'ensemble des heures de l'année durant lesquelles le même prix s'applique.

## **1.4. Contrat d'accès au réseau**

Le contrat d'accès au réseau est le contrat visé à l'article 23 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée qui a pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès d'un utilisateur à un réseau public de transport ou de distribution en vue de soutirage et/ou d'injection d'énergie électrique. Il est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par le fournisseur pour le compte de celui-ci.

## **1.5. Courbe de mesure**

La courbe de mesure est l'ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée. La courbe de charge est une courbe de mesure de la puissance active soutirée.

Les périodes d'intégration sont des intervalles de temps consécutifs de même durée pendant lesquels sont calculées les valeurs moyennes d'une grandeur électrique variant au cours du temps. Lorsque les présentes règles disposent que des grandeurs sont calculées par période d'intégration, la valeur de ces grandeurs est ramenée pendant chaque période d'intégration à leur valeur moyenne pendant cette période.

## **1.6. Dispositif de comptage**

Le dispositif de comptage est constitué de l'ensemble des compteurs d'énergie active et/ou réactive au point de comptage considéré, des armoires, coffrets ou panneaux afférents, ainsi que, le cas échéant, des équipements complémentaires suivants qui lui sont dédiés : réducteurs de mesure BT, récepteurs de signaux tarifaires, dispositifs de synchronisation, appareils de mise en forme tarifaire des données de comptage, interfaces de communication pour la relève des compteurs, dispositifs de commande pour la limitation de la puissance appelée, boîtes d'essais.

Un compteur évolué est un dispositif de comptage relié aux réseaux de télécommunication et aux systèmes d'information du gestionnaire de réseau public, paramétrable et consultable à distance. La relève et le contrôle des flux au point de connexion de l'installation et la facturation sont assurés de façon automatisée.

### 1.7. Domaine de tension

Les domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

Tension de connexion ( $U_n$ )	Domaine de tension		
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	BT		Domaine basse tension
$1 \text{ kV} < U_n \leq 40 \text{ kV}$	HTA 1	Domaine HTA	Domaine haute tension
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2		
$50 \text{ kV} < U_n \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	Domaine HTB	
$130 \text{ kV} < U_n \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2		
$350 \text{ kV} < U_n \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3		

Les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1. Dans l'ensemble des présentes règles, les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 1 sont intitulés tarifs du domaine HTA.

### 1.8. Index

Les index d'énergies représentent l'intégration temporelle de valeurs efficaces d'une puissance, indépendamment pour chaque quadrant, depuis une origine temporelle choisie.

### 1.9. Injection

Transit d'énergie électrique active ou réactive par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

### 1.10. Jeu de barres

Ensemble triphasé de trois rails métalliques ou de trois conducteurs dont chacun compose un ensemble de points, de tension identique, communs à chaque phase d'un système triphasé et qui permettent la connexion des installations (instruments, lignes, câbles) entre elles. Un jeu de barre n'est pas une liaison (telle que définie ci-dessous) au sens des présentes règles tarifaires.

### 1.11. Liaison

Une liaison est constituée par un circuit, ensemble de conducteurs et, le cas échéant, du câble de garde.

### 1.12. Ouvrages de transformation

Les ouvrages de transformation sont les ouvrages des réseaux publics d'électricité qui sont situés à l'interface entre deux domaines de tension différents.

### 1.13. Points de connexion

Le ou les point(s) de connexion d'un utilisateur au réseau public coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Pour un utilisateur disposant de plusieurs points de connexion aux réseaux publics en HTB ou en HTA, pour l'application des présentes règles, on considère que tout ou partie de ces points sont confondus, si dans le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s), ils sont reliés par des ouvrages électriques de cet utilisateur à la tension de connexion.

#### 1.14. Profilage

Système utilisé par les gestionnaires de réseaux publics pour calculer les consommations ou les productions, demi-heure par demi-heure, des utilisateurs pour lesquels la reconstitution des flux n'est pas réalisée à partir d'une courbe de mesure, en vue de la détermination des écarts de leurs responsables d'équilibre. Ce système est basé sur la détermination, pour des catégories d'utilisateurs, de la forme de leur consommation ou production (les profils).

#### 1.15. Puissance active (P)

La puissance active  $P$  désigne, en un point quelconque du réseau électrique, le flux d'énergie moyen en régime établi.

#### 1.16. Puissance apparente (S)

La puissance apparente  $S$  représente l'amplitude du signal de puissance instantanée en un point quelconque du réseau électrique.

#### 1.17. Puissance réactive (Q) et énergie réactive

La puissance réactive  $Q$  est égale à la puissance active que multiplie le rapport  $tg \varphi$ .

L'énergie réactive désigne l'intégrale de la puissance réactive  $Q$  pendant une période de temps déterminée. L'énergie réactive est stockée sous forme de champ électromagnétique dans l'environnement des réseaux électriques, mais n'est pas consommée par ses utilisateurs.

#### 1.18. Rapport tangente phi ( $tg \varphi$ )

Le rapport tangente phi  $tg \varphi$  mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport  $tg \varphi$  constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

#### 1.19. Soutirage

Transit d'énergie électrique active ou réactive par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

#### 1.20. Utilisateur

Un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution est toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, notamment gestionnaires de réseaux publics, alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau.

### 2. *Structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics*

Les tarifs ci-après sont exprimés hors tous prélèvements ou taxes applicables à l'utilisation des réseaux électriques publics dont, en particulier, la contribution tarifaire mentionnée au I de l'article 18 de la loi du 9 août 2004.

Conformément au II de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 modifiée qui prescrit la couverture de l'« ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public », et à l'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 modifié, ils couvrent notamment :

- les coûts liés à la constitution de réserves d'exploitation qui comprennent les coûts relatifs à l'acquisition par les gestionnaires de réseaux publics des services auxiliaires de tenue de la tension et les coûts de constitution des réserves primaires et secondaires de tenue de la fréquence ;
- les coûts relatifs au fonctionnement du dispositif de responsable d'équilibre pour les sites de consommation et/ou de production d'électricité disposant d'un point de connexion aux réseaux publics de transport et de distribution ;
- les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de validation, de profilage et de transmission des données de comptage ;
- la part des coûts des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics non couverte par les tarifs de ces prestations ;
- la part des coûts de branchement et d'extension des réseaux publics d'électricité non couverte par les contributions versées aux gestionnaires de réseaux publics lorsque ceux-ci sont maîtres d'ouvrage des travaux de raccordement ;
- tous les coûts de toutes les interconnexions du réseau public de transport avec les réseaux électriques des pays étrangers, à l'exception des coûts éventuels d'optimisation des capacités d'importation/exportation internationales qui répondent à la demande expresse des utilisateurs et, de ce fait, leur sont facturés directement.

Par exception, les coûts de certaines prestations spécifiquement identifiées, réalisées à la demande de l'utilisateur ou de son fait, font l'objet d'une facturation séparée dans les conditions prévues par la (les) décision(s) approuvant la proposition tarifaire relative aux prestations annexes à l'utilisation des réseaux publics d'électricité en vigueur, lorsqu'ils ne sont pas déjà couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité définis aux sections 3 à 13 ci-après. Il en va de même pour l'utilisation des interconnexions avec les réseaux de transport des pays voisins qui peut être facturée selon les résultats de mécanismes de marché établis en application du règlement n° 1228/2003 du 26 juin 2003.

Les présentes règles sont fondées sur les coûts et recettes prévisionnels des gestionnaires de réseaux publics. La différence entre les coûts prévisionnels et effectifs d'achat d'électricité pour la compensation des pertes des réseaux, ainsi que la différence entre les recettes prévisionnelles et effectives des mécanismes de gestion des congestions transfrontalières, établis en application du règlement n° 1228/2003 du 26 juin 2003, peuvent être prises en compte dans l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Le contrat d'accès au réseau précise le(s) point(s) de connexion de l'utilisateur au réseau public concerné et le tarif qui y est appliqué. Pour chaque point de connexion, il précise également le domaine de tension de connexion, la puissance de soutirage souscrite par l'utilisateur, le dispositif de comptage employé. La puissance de soutirage souscrite est définie au début d'une période de 12 mois consécutifs pour l'ensemble de cette période. Le contrat d'accès au réseau prévoit les conditions dans lesquelles la puissance de soutirage souscrite peut être modifiée au cours de cette période.

En chaque point de connexion, le prix payé annuellement pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité est la somme de :

- la (les) composante(s) annuelle(s) de gestion (CG) ;
- la (les) composante(s) annuelle(s) de comptage (CC) ;
- la composante annuelle des injections (CI) ;
- la composante annuelle des soutirages (CS) ;
- les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) ;
- la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) ;
- la composante de regroupement conventionnel des points de connexion (CR) ;
- pour les gestionnaires de réseaux publics, la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT), la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont et les écrêtements grand froid ;

- la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés (CDPP) ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive (CER).

Ces composantes s'appliquent nonobstant toute disposition contraire des cahiers des charges, des conventions de concession et des contrats, notamment celles relatives à la facturation de frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement.

L'énergie à prendre en compte pour calculer les composantes annuelles d'injection et de soutirage en chaque point de connexion est l'énergie correspondant au flux physique au point de connexion concerné, mesurée par période d'intégration par le dispositif de comptage contractuellement convenu.

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au réseau public d'électricité pour une durée inférieure à un an, la facturation des parties fixes des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité définis aux sections 3 à 13 ci-après est réalisée au *pro rata temporis* avec un pas mensuel sans que le montant facturé puisse être inférieur à 1/12<sup>ème</sup> de la partie fixe considérée.

### 3. Composante annuelle de gestion (CG)

La composante annuelle de gestion du contrat d'accès aux réseaux couvre les coûts de la gestion des dossiers des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. Pour les domaines de tension HTA et BT, son montant est fonction des conditions d'établissement de ce contrat par le gestionnaire de réseau public concerné soit directement avec un utilisateur de ce réseau, soit avec le fournisseur exclusif du site d'un utilisateur de ce réseau en application de l'article 23 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée.

La composante annuelle de gestion d'un contrat d'accès conclu par un fournisseur exclusif est applicable :

- aux consommateurs n'ayant pas fait usage de la faculté prévue au I de l'article 22 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée ;
- aux utilisateurs qui bénéficient d'un tarif d'achat antérieur à la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée.

La composante annuelle de gestion  $a_1$  est établie pour chaque point de connexion d'une ou des alimentation(s) principale(s) et pour chaque contrat d'accès selon le tableau 1 ci-dessous :

Tableau 1

$a_1$ (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTB	7 700	7 700
HTA	687	66
BT > 36 kVA	331	53
BT ≤ 36 kVA	33	8,64

### 4. Composante annuelle de comptage (CC)

La composante annuelle de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission des données de comptage et, le cas échéant, de location, d'entretien et d'application des profils aux utilisateurs équipés de compteurs sans enregistrement de la courbe de mesure. Elle est établie, en fonction des caractéristiques techniques des dispositifs de comptage et des services demandés par l'utilisateur, selon les tarifs ci-après. Les grandeurs mesurées par les appareils de mesure et de contrôle de l'utilisateur doivent permettre le calcul des composantes annuelles du tarif d'utilisation des réseaux publics.

La composante annuelle de comptage est établie pour chaque dispositif de comptage et pour chaque contrat d'accès selon les tableaux 2.1 et 2.2 ci-dessous en fonction du régime de propriété du dispositif de comptage.

En l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes et non-discriminatoires d'estimation des flux d'énergie injectés ou soutirés et des puissances souscrites, selon des règles publiées dans leur documentation technique de référence. Dans ce cas, la composante annuelle de comptage est égale à 1,32 €/an.

#### 4.1. Dispositifs de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

La composante annuelle de comptage facturée aux utilisateurs dont le dispositif de comptage est la propriété des gestionnaires de réseaux publics, ou des autorités organisatrices de la distribution publique, est définie dans le tableau 2.1 ci-après, en fonction du domaine de tension, de la puissance souscrite, de son contrôle et des grandeurs mesurées (index ou courbe de mesure).

Tableau 2.1

Domaine de tension	Puissance	Fréquence minimale de transmission	Contrôle de la puissance	Grandeurs mesurées	Composante annuelle de comptage €/an
HTB	-	Hebdomadaire	Dépassement	Courbe de mesure	2 662,32
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	1 161,12
				Index	493,56
BT	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	1 161,12
	> 36 kVA	Mensuelle	Dépassement	Index	382,68
			Disjoncteur		304,80
	19 à 36 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	21,84
	1 à 18 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	17,88
≤ 36 kVA	Mensuelle	Compteur évolué	Index	17,88	

#### 4.2. Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

La composante annuelle de comptage facturée aux utilisateurs propriétaires de leur dispositif de comptage est définie dans le tableau 2.2 ci-après, en fonction du domaine de tension, de la puissance souscrite, de son contrôle et des grandeurs mesurées (index ou courbe de mesure).

Tableau 2.2

Domaine de tension	Puissance	Fréquence minimale de transmission	Contrôle de la puissance	Grandeurs mesurées	Composante annuelle de comptage €/an
HTB	-	Hebdomadaire	Dépassement	Courbe de mesure	477,96
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	543,84
				Index	149,40
BT	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	543,84
			Dépassement	Index	136,56
	> 36 kVA	Mensuelle	Disjoncteur	Index	142,44
	19 à 36 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	8,64
	1 à 18 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	8,64

### 5. Composante annuelle des injections (CI)

La composante annuelle des injections est établie en chaque point de connexion, en fonction de l'énergie active injectée sur le réseau public, selon le tableau 3 ci-dessous :

Tableau 3

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	19
HTB 2	19
HTB 1	0
HTA	0
BT	0

### 6. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) aux domaines de tension HTB

#### 6.1. Composante annuelle des soutirages (CS)

Les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite  $P_{Souscrite}$  pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension HTB. En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot P_{Souscrite} + b \cdot \tau^c \cdot P_{Souscrite} + \sum_{12 \text{ mois}} CMDPS$$

Le taux d'utilisation  $\tau$  est calculé à partir de l'énergie active soutirée pendant la période de 12 mois consécutifs considérée  $E_{soutirée}$  en kWh, de la puissance souscrite  $P_{Souscrite}$  en kW et de la durée  $D$  en heures de l'année considérée selon la formule suivante :

$$\tau = \frac{E_{soutirée}}{D \cdot P_{Souscrite}}$$



Les coefficients  $a_2$ ,  $b$  et  $c$  employés sont ceux du tableau 4 ci-dessous :

Tableau 4

Domaine de tension	$a_2$ (€/kW/an)	$b$ (€/kW/an)	$c$
HTB 3	5,70	16,18	0,932
HTB 2	10,57	25,32	0,717
HTB 1	14,08	51,62	0,777

### 6.2. Composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Les composantes des dépassements de puissance souscrite sont établies chaque mois selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = \alpha \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite  $\Delta P$  sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le facteur applicable est défini dans le tableau 5 ci-après :

Tableau 5

Domaine de tension	$\alpha$ (€/kW)
HTB 3	0,26
HTB 2	0,62
HTB 1	0,82

### 7. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension HTA

Pour l'établissement de leur composante annuelle des soutirages au domaine de tension HTA, les utilisateurs choisissent, pour chaque point de connexion et pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des trois tarifs suivants :

- tarif optionnel sans différenciation temporelle ;
- tarif optionnel avec différenciation temporelle à 5 classes ;
- tarif optionnel avec différenciation temporelle à 8 classes.

#### 7.1. Tarif optionnel sans différenciation temporelle

Les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite  $P_{\text{Souscrite}}$  pour chacun des points de connexion au domaine de tension HTA pour lesquels ils ont choisi ce tarif.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$\text{CS} = a_2 \cdot P_{\text{Souscrite}} + b \cdot \tau^c \cdot P_{\text{Souscrite}} + \sum_{12 \text{ mois}} \text{CMDPS}$$

Le taux d'utilisation  $\tau$  est calculé à partir de l'énergie active soutirée pendant la période de 12 mois  $E_{\text{soutirée}}$  en kWh, de la puissance souscrite  $P_{\text{Souscrite}}$  en kW et de la durée de l'année considérée  $D$  en heures selon la formule suivante :

$$\tau = \frac{E_{\text{soutirée}}}{D \cdot P_{\text{Souscrite}}}$$

Les coefficients  $a_2$ ,  $b$  et  $c$  employés sont ceux du tableau 6 ci-dessous :

Tableau 6

Domaine de tension	$a_2$ (€/kW/an)	$b$ (€/kW/an)	$c$
HTA	21,32	83,32	0,800

## 7.2. Tarifs optionnels avec différenciation temporelle

Pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTA pour lesquels ils ont choisi un tel tarif et pour chacune des  $n$  classes temporelles qu'il comporte, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite  $P_i$ , où  $i$  désigne la classe temporelle. Quel que soit  $i$ , les puissances souscrites doivent être telles que  $P_{i+1} \geq P_i$ .

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot P_{\text{Souscrite pondérée}} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ mois}} \text{CMDPS}$$

$E_i$  désigne l'énergie active soutirée pendant la  $i^{\text{ème}}$  classe temporelle, exprimée en kWh.

$P_{\text{Souscrite pondérée}}$  désigne la puissance souscrite pondérée, calculée selon la formule suivante :

$$P_{\text{Souscrite pondérée}} = k_1 \cdot P_1 + \sum_{i=2}^n k_i \cdot (P_i - P_{i-1})$$

### 7.2.1. Tarif HTA optionnel avec différenciation temporelle à 5 classes

Pour le tarif HTA à 5 classes temporelles ( $n = 5$ ), les coefficients  $a_2$ ,  $d_i$  et  $k_i$  employés sont ceux des tableaux 7.1 et 7.2 ci-dessous :

Tableau 7.1

$a_2$ (€/kW/an)	12,84
-----------------	-------

Tableau 7.2

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines d'hiver (i = 2)	Heures creuses d'hiver (i = 3)	Heures pleines d'été (i = 4)	Heures creuses d'été (i = 5)
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)</b>	$d_1 = 7,20$	$d_2 = 3,09$	$d_3 = 1,78$	$d_4 = 1,18$	$d_5 = 1,01$
<b>Coefficient pondérateur de puissance</b>	$k_1 = 100\%$	$k_2 = 88\%$	$k_3 = 62\%$	$k_4 = 52\%$	$k_5 = 42\%$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de novembre à mars. L'été inclut les mois d'avril à octobre. Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures de soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Les dimanches sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses à fixer dans la plage de 21 heures 30 à 7 heures 30.

### 7.2.2. Tarif HTA optionnel avec différenciation temporelle à 8 classes

Pour le tarif HTA à 8 classes temporelles ( $n = 8$ ), les coefficients  $a_2$ ,  $d_i$  et  $k_i$  employés sont ceux des tableaux 8.1 et 8.2 ci-dessous :

Tableau 8.1

<b><math>a_2</math> (€/kW/an)</b>	12,84
-----------------------------------	-------

Tableau 8.2

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines d'hiver (i = 2)	Heures pleines mars et novembre (i = 3)	Heures creuses d'hiver (i = 4)	Heures creuses mars et novembre (i = 5)	Heures pleines d'été (i = 6)	Heures creuses d'été (i = 7)	Juillet-Août (i = 8)
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)</b>	$d_1 = 7,42$	$d_2 = 3,61$	$d_3 = 2,52$	$d_4 = 2,14$	$d_5 = 1,71$	$d_6 = 1,26$	$d_7 = 1,08$	$d_8 = 0,92$
<b>Coefficient pondérateur de puissance</b>	$k_1 = 100\%$	$k_2 = 89\%$	$k_3 = 75\%$	$k_4 = 66\%$	$k_5 = 56\%$	$k_6 = 36\%$	$k_7 = 24\%$	$k_8 = 17\%$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de décembre, janvier et février. L'été inclut les mois d'avril, mai, juin, septembre et octobre. Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à

21 heures. Les samedis, dimanches et jours fériés sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 6 heures creuses à fixer dans la plage de 23 heures 30 à 7 heures 30.

### 7.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

#### 7.3.1. Tarif HTA avec compteurs mesurant les dépassements par période d'intégration de 10 minutes

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif sans différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = 0,08 \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif avec différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,15 \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite  $\Delta P$  sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Les coefficients  $a_2$  et  $k_i$  employés sont ceux des sections 7.1 et 7.2, selon l'option choisie.

#### 7.3.2. Tarifs HTA avec compteur avec indicateur de puissance maximale

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif sans différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un comptage avec indicateur de puissance maximale ou avec enregistreur de puissance, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois à partir de  $\Delta P_{\max}$ , différence entre la puissance maximale atteinte au cours du mois et la puissance souscrite, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = 0,7 \cdot a_2 \cdot \Delta P_{\max}$$

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif avec différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un comptage avec indicateur de puissance maximale ou avec enregistreur de puissance, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois à partir des  $\Delta P_{(\max)j}$ , différences, pour chaque classe temporelle, entre la puissance maximale atteinte au cours du mois pendant la classe temporelle considérée et la puissance souscrite pendant la classe temporelle considérée, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 1,6 \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \Delta P_{(\max)j}$$

Les coefficients  $a_2$  et  $k_i$  employés sont ceux des sections 7.1 et 7.2, selon l'option choisie.

## 8. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension BT

### 8.1. Composantes annuelles des soutirages et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite au domaine de tension BT au-dessus de 36 kVA

Pour l'établissement de leur composante annuelle des soutirages au domaine de tension BT strictement supérieur à 36 kVA, les utilisateurs choisissent, pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des deux tarifs avec différenciation temporelle suivants : moyenne utilisation et longue utilisation.

Pour chacune des classes temporelles définies à la section 8.1.1 et à la section 8.1.2, et pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension BT strictement supérieur à 36 kVA, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kVA, une puissance souscrite apparente  $S_i$  où  $i$  désigne la classe temporelle.

Lorsque le contrôle des dépassements est effectué sur la puissance souscrite active, celle-ci est égale à la puissance souscrite apparente multipliée par 0,93.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite apparente est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite apparente est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En outre, quel que soit  $i$ , les puissances souscrites apparentes doivent être telles que  $S_{i+1} \geq S_i$ . En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot S_{\text{Souscrite pondérée}} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ mois}} \text{CMDPS}$$

$E_i$  désigne l'énergie active soutirée pendant la  $i^{\text{ème}}$  classe temporelle, exprimée en kWh.

$S_{\text{Souscrite pondérée}}$  désigne la puissance souscrite apparente pondérée, calculée selon la formule suivante :

$$S_{\text{Souscrite pondérée}} = k_1 \cdot S_1 + \sum_{i=2}^n k_i \cdot (S_i - S_{i-1})$$

#### 8.1.1. Tarif BT > 36 kVA longue utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA longue utilisation à 5 classes temporelles ( $n = 5$ ), deux puissances souscrites apparentes au plus peuvent être appliquées à un même utilisateur. Les coefficients  $a_2$ ,  $k_i$  et  $d_i$  employés sont ceux des tableaux 9.1 et 9.2 ci-dessous :

Tableau 9.1

$a_2$ (€/kW/an)	20,76
-----------------	-------

Tableau 9.2

	<b>Heures de pointe (i = 1)</b>	<b>Heures pleines d'hiver (i = 2)</b>	<b>Heures creuses d'hiver (i = 3)</b>	<b>Heures pleines d'été (i = 4)</b>	<b>Heures creuses d'été (i = 5)</b>
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)</b>	$d_1 = 3,46$	$d_2 = 3,46$	$d_3 = 2,60$	$d_4 = 1,46$	$d_5 = 1,36$
<b>Coefficient pondérateur de puissance</b>	$k_1 = 100\%$	$k_2 = 71\%$	$k_3 = 61\%$	$k_4 = 50\%$	$k_5 = 50\%$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de novembre à mars. L'été inclut les mois d'avril à octobre. Les heures de pointe sont fixées de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Tous les jours comprennent 8 heures creuses consécutives ou fractionnées en deux périodes comprises dans les plages de 12 heures à 16 heures et de 21 heures 30 à 7 heures 30.

#### 8.1.2. Tarif BT > 36 kVA moyenne utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA moyenne utilisation à 4 classes temporelles ( $n = 4$ ), les puissances souscrites apparentes doivent être telles que  $S_1 = S_2 = S_3 = S_4$ . Les coefficients  $a_2$  et  $d_i$  employés sont ceux des tableaux 10.1 et 10.2 ci-dessous :

Tableau 10.1

<b><math>a_2</math> (€/kW/an)</b>	12,12
-----------------------------------	-------

Tableau 10.2

	<b>Heures pleines d'hiver (i = 1)</b>	<b>Heures creuses d'hiver (i = 2)</b>	<b>Heures pleines d'été (i = 3)</b>	<b>Heures creuses d'été (i = 4)</b>
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)</b>	$d_1 = 4,35$	$d_2 = 3,23$	$d_3 = 1,46$	$d_4 = 1,38$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de novembre à mars. L'été inclut les mois d'avril à octobre. Tous les jours comprennent 8 heures creuses consécutives ou fractionnées en deux périodes comprises dans les plages de 12 heures à 16 heures et de 21 heures 30 à 7 heures 30.

### 8.1.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

#### Tarif BT > 36 kVA avec compteur à dépassement de puissance active

Pour les utilisateurs BT au-dessus de 36 kVA ayant choisi le tarif longue utilisation et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite active par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,15 \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite  $\Delta P$  sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Les coefficients  $a_2$  et  $k_i$  employés sont ceux de la section 8.1.1.

Pour les utilisateurs BT au-dessus de 36 kVA ayant choisi le tarif moyenne utilisation et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = 0,15 \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance,  $\Delta P$ , par rapport à la puissance souscrite au moment du dépassement sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le coefficient  $a_2$  employé est celui de la section 8.1.2.

#### Tarif BT > 36 kVA avec compteur à dépassement de puissance apparente

Pour les utilisateurs BT au-dessus de 36 kVA dont un point de connexion est équipé de compteurs mesurant les dépassements,  $\Delta S$ , entre la puissance apparente observée toutes les minutes en moyenne quadratique glissante et la puissance souscrite, les composantes mensuelles de dépassement de puissance apparente souscrite relative à ce point sont établies chaque mois, pour chacune des classes temporelles du mois considéré sur la base de la durée de dépassement  $h$  (en heures) et selon la formule ci après :

$$\text{CMDPS} = 11,11 \cdot h$$

### 8.2. Composante annuelle des soutirages au domaine de tension BT jusqu'à 36 kVA inclus

Pour l'établissement de la composante annuelle de leurs soutirages au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, les utilisateurs choisissent, pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des quatre tarifs suivants :

- courte utilisation ;
- moyenne utilisation ;
- moyenne utilisation avec différenciation temporelle ;
- longue utilisation.

Pour le tarif de leur choix, ils définissent une puissance souscrite,  $P_{\text{Souscrite}}$ , par multiples de 1 kVA.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En chacun des points de connexion au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot P_{\text{Souscrite}} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i$$

$E_i$  désigne l'énergie soutirée pendant la  $i^{\text{ème}}$  classe temporelle, exprimée en kWh et  $P_{\text{Souscrite}}$  désigne la puissance souscrite égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

### 8.2.1. Tarif BT $\leq$ 36 kVA courte utilisation

Pour le tarif courte utilisation,  $n = 1$  et les coefficients  $a_2$  et  $d_1$  employés sont ceux du tableau 11 ci-dessous :

Tableau 11

<b>Puissance souscrite (P)</b>	<b><math>a_2</math> (€/kVA/an)</b>	<b><math>d_1</math> (c€/kWh)</b>
<b><math>P \leq 9</math> kVA</b>	3,32	3,31
<b><math>9</math> kVA &lt; <math>P \leq 18</math> kVA</b>	5,88	3,15
<b><math>18</math> kVA &lt; <math>P</math></b>	11,96	2,80

### 8.2.2. Tarif BT $\leq$ 36 kVA moyenne utilisation

Pour le tarif moyenne utilisation,  $n = 1$  et les coefficients  $a_2$  et  $d_1$  employés sont ceux du tableau 12 ci-dessous :

Tableau 12

<b>Puissance souscrite (P)</b>	<b><math>a_2</math> (€/kVA/an)</b>	<b><math>d_1</math> (c€/kWh)</b>
<b><math>P \leq 9</math> kVA</b>	4,80	3,12
<b><math>9</math> kVA &lt; <math>P \leq 18</math> kVA</b>	8,80	2,84
<b><math>18</math> kVA &lt; <math>P</math></b>	19,20	2,25



### 8.2.3. Tarif BT ≤ 36 kVA moyenne utilisation avec différenciation temporelle

Pour le tarif moyenne utilisation avec différenciation temporelle,  $n = 2$  et les coefficients  $a_2$ ,  $d_1$  et  $d_2$  employés sont ceux du tableau 13 ci-dessous :

Tableau 13

Puissance souscrite (P)	$a_2$ (€/kVA/an)	$d_1$ Heures pleines (c€/kWh)	$d_2$ Heures creuses (c€/kWh)
$P \leq 9$ kVA	4,80	3,56	2,46
$9$ kVA < $P \leq 18$ kVA	8,80	3,20	2,21
$18$ kVA < $P$	19,20	2,49	1,72

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. Les heures creuses sont au nombre de 8 par jour, sont éventuellement non contiguës, et doivent être fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

### 8.2.4. Tarif BT ≤ 36 kVA longue utilisation

Pour l'application du tarif longue utilisation, en l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes et non discriminatoires d'estimation des flux d'énergie soutirés et des puissances souscrites.

Le pas de souscription de puissance est de 0,1 kVA,  $n = 1$  et les coefficients  $a_2$  et  $d_1$  employés sont ceux du tableau 14 ci-dessous :

Tableau 14

	$a_2$ (€/kVA/an)	$d_1$ (c€/kWh)
<b>Longue utilisation</b>	55,20	1,09

## 9. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

Les alimentations complémentaires et de secours établies à la demande des utilisateurs font l'objet d'une facturation selon les modalités ci-dessous. La composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) est égale à la somme de ces composantes.

## 9.1. Alimentations complémentaires

Les parties dédiées des alimentations complémentaires d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème suivant :

Tableau 15

<b>Domaine de tension</b>	<b>Cellules (€/cellule/an)</b>	<b>Liaisons (€/km/an)</b>
HTB 3	91 999	8 718
HTB 2	55 483	Liaisons aériennes : 5 558 Liaisons souterraines : 27 789
HTB 1	28 819	Liaisons aériennes : 3 298 Liaisons souterraines : 6 596
HTA	3 050	Liaisons aériennes : 832 Liaisons souterraines : 1 248

## 9.2. Alimentations de secours

Les parties dédiées des alimentations de secours d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème du tableau 15 ci-dessus. La puissance souscrite sur les alimentations de secours est inférieure ou égale à la puissance souscrite sur les alimentations principales.

Lorsqu'une alimentation de secours est partagée entre plusieurs utilisateurs, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours et traversées par des flux ayant pour destination des points connexion de plusieurs utilisateurs est répartie entre ces utilisateurs au prorata des puissances qu'ils ont souscrites sur cette alimentation de secours.

Lorsque l'alimentation de secours est au même domaine de tension que l'alimentation principale et qu'à la demande de l'utilisateur, elle a été raccordée à un transformateur du réseau public différent du transformateur utilisé pour son alimentation principale, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 15 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 16 ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

Tableau 16

<b>Domaine de tension de l'alimentation</b>	<b>€/kW/an ou €/kVA/an</b>
HTB 2	1,34
HTB 1	2,56
HTA	5,95
BT	6,20

Lorsque l'alimentation de secours est à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, la facturation annuelle des alimentations de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 15 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 17 ci-dessous, correspondant à la tarification du réseau électrique public permettant le secours à un domaine de tension inférieur.

Tableau 17

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Prime fixe (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)
HTB 3	HTB 2	6,39	0,65
	HTB 1	4,69	1,12
HTB 2	HTB 1	1,37	1,12
	HTA	7,72	1,66
HTB 1	HTA	2,69	1,66
HTA	BT	-	-

### 10. Composante de regroupement (CR)

Un utilisateur connecté à un réseau public en plusieurs points de connexion au même réseau public dans le même domaine de tension HTB ou HTA et équipé de compteurs à courbe de mesure pour chacun de ces points peut, s'il le souhaite, bénéficier du regroupement conventionnel de tout ou partie de ces points pour l'application de la tarification décrite aux sections 5, 6 et 7, moyennant le paiement d'une composante de regroupement. Dans ce cas, la composante annuelle des injections (CI), la composante annuelle des soutirages (CS), les composantes mensuelles de dépassements de puissance souscrite (CMDPS), la composante annuelle de dépassement ponctuels programmés (CDPP) et la composante annuelle de l'énergie réactive (CER) sont établies sur la base de la somme des flux physiques mesurés aux points de connexion concernés. La possibilité de regrouper conventionnellement les points de connexion à un même réseau public est limitée au périmètre d'une même concession de distribution pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution et à celui d'un même site pour les autres utilisateurs.

Le regroupement des flux d'énergie réactive des points de connexion n'est possible que dans les cas où ces points de connexion satisfont aux conditions mentionnées dans la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux publics.

La composante de regroupement (CR) est établie en fonction de la longueur du réseau électrique public existant permettant physiquement ce regroupement, indépendamment des conditions d'exploitation et de la capacité de transit disponible sur les réseaux permettant le regroupement. Le montant de cette composante est calculé selon la formule suivante, en fonction de  $P_{\text{Souscrite regroupée}}$ , la puissance souscrite pour l'ensemble des points conventionnellement regroupés et de  $l$ , la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du réseau public concerné permettant physiquement le regroupement.

$$CR = l.k.P_{\text{Souscrite regroupée}}$$

Le coefficient  $k$  est défini par le tableau 18 suivant :

Tableau 18

Domaine de tension	$k$ (€/kW/km/an)
HTB 3	0,05
HTB 2	Liaisons aériennes : 0,13 Liaisons souterraines : 0,50
HTB 1	Liaisons aériennes : 0,66 Liaisons souterraines : 1,16
HTA	Liaisons aériennes : 0,47 Liaisons souterraines : 0,67

**11. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution**

**11.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)**

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion une ou plusieurs liaisons, aériennes ou souterraines, au même domaine de tension que la tension aval du transformateur auquel il est relié directement, sans l'intermédiaire d'une liaison en amont de son point de connexion, peut demander à bénéficier de la composante annuelle des soutirages (CS) applicable au domaine de tension directement supérieur à celui du point de connexion. Il doit dans ce cas acquitter une composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, reflétant le coût des transformateurs et des cellules. Cette composante est calculée selon la formule suivante, en fonction de sa puissance souscrite  $P_{Souscrite}$ .

$$CT = k.P_{Souscrite}$$

Le coefficient  $k$  employé est celui défini dans le tableau 19 ci-dessous :

Tableau 19

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	$k$ (€/kWan)
HTB 2	HTB 3	1,56
HTB 1	HTB 2	3,36
HTA	HTB 1	5,95
BT	HTA	7,72

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités de la section 10. Dans ce cas, il est procédé d'abord à l'application de la tarification au domaine de tension supérieur à chaque point de connexion, puis au regroupement tarifaire susmentionné.

**11.2. Compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont**

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion des liaisons au même domaine de tension que les liaisons situées en amont de ce point de connexion bénéficie de

cette compensation lorsque la tarification qui est appliquée au point de connexion considéré est celle du domaine de tension de ce point.

Dans ce cas, la composante annuelle des soutirages (CS) de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante, avec :

- $l_1$ , la longueur de réseau exploité au domaine de tension  $N$  par le gestionnaire de réseau public de distribution ;
- $l_2$ , la plus petite longueur de réseau exploité au domaine de tension  $N$  par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté qui relie son point de connexion à un transformateur de tension de ce gestionnaire ;
- $CT_{N/N+1}$  est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension  $N+1$  et  $N$  définie à la section 11.1.

$$CS = \frac{l_2}{l_1 + l_2} CS_N + \frac{l_1}{l_1 + l_2} (CS_{N+1} + CT_{N/N+1})$$

### 11.3. Ecrêtement grand froid

Les gestionnaires de réseaux publics de distribution peuvent bénéficier de la part du gestionnaire de réseau public amont auquel ils sont connectés d'un écrêtement de leurs dépassements de puissance en cas de froid très rigoureux. Cette disposition est mise en oeuvre selon des modalités transparentes et non-discriminatoires.

## 12. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP)

Pour des dépassements ponctuels programmés pour travaux pendant la période du 1<sup>er</sup> mai au 31 octobre et notifiés préalablement au gestionnaire de réseau public, un utilisateur dont un point de connexion, non exclusivement alimenté ou desservi par une (des) alimentation(s) de secours, est équipé d'un compteur à courbe de mesure et connecté en HTB ou HTA, peut demander l'application d'un barème spécifique pour le calcul de sa composante de dépassements de puissance souscrite relative à ce point de connexion.

Dans ce cas, pendant la période durant laquelle ce barème est appliqué, les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite font l'objet de la facturation suivante, qui se substitue à la facturation des dépassements de puissance souscrite définie aux sections 6.2 et 7.3.

$$CDPP = k \cdot \sum \Delta P$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite  $\Delta P$  sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le facteur  $k$  applicable est défini dans le tableau 20 ci-dessous :

Tableau 20

Domaine de tension	k (c€/kW)
HTB 3	0,077
HTB 2	0,152
HTB 1	0,241
HTA	0,363

Les utilisateurs produisent à l'appui de leur demande d'application du barème spécifique pour le calcul de la composante de dépassements de puissance souscrite, tout élément permettant de justifier de la réalité des

travaux à réaliser sur leurs installations électriques. Lorsque cette demande émane d'un gestionnaire de réseau public de distribution et que celle-ci est la conséquence d'une demande d'un utilisateur raccordé à son réseau, le gestionnaire de réseau public de distribution transmet les éléments précités au gestionnaire du réseau public amont.

L'application de cette disposition est limitée pour chaque point de connexion à au plus une fois par année calendaire, pour une utilisation continue d'au plus 14 jours. Pour le décompte du nombre d'applications de cette disposition par point de connexion, les applications réalisées à la demande des gestionnaires de réseaux publics de distribution ne sont pas pris en compte quand elles sont la conséquence d'une demande d'un utilisateur connecté à leur réseau. Les jours non utilisés ne peuvent pas être reportés.

Le gestionnaire de réseau public, ou le cas échéant le gestionnaire du réseau public amont, peut refuser à un utilisateur ou suspendre l'application de cette disposition, en raison des contraintes d'exploitation qu'il prévoit sur le réseau public qu'il exploite. Ce refus ou cette suspension est motivé et notifié parallèlement à la Commission de régulation de l'énergie.

### 13. Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

En l'absence de dispositifs de comptages permettant d'enregistrer les flux physiques d'énergie réactive, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir dans leur documentation technique de référence des modalités transparentes et non discriminatoires d'estimation de ces flux.

Les dispositions des sections 13.1 et 13.2 ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

#### 13.1. Flux de soutirage

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux de soutirage, les gestionnaires de réseaux publics fournissent gratuitement l'énergie réactive :

- à concurrence du rapport  $tg \varphi_{max}$  défini dans le tableau 21 ci-dessous, du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars, de 6 heures à 22 heures du lundi au samedi ;
- par exception, pour les points de connexion où l'utilisateur a opté pour un tarif avec différenciation temporelle, jusqu'à concurrence du rapport  $tg \varphi_{max}$  défini dans le tableau 21 ci-dessous, pendant les heures de pointe et les heures pleines d'hiver ainsi que les heures pleines de novembre et mars des options à 8 classes temporelles ;
- sans limitation en dehors de ces périodes.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive absorbée dans les domaines de tension HTB, HTA et BT au-dessus de 36 kVA au-delà du rapport  $tg \varphi_{max}$  est facturée selon le tableau 21 ci-dessous :

Tableau 21

Domaine de tension	Rapport $tg \varphi_{max}$	c€/kvar.h
HTB 3	0,4	1,30
HTB 2	0,4	1,39
HTB 1	0,4	1,55
HTA	0,4	1,77
BT > 36 kVA	0,4	1,86

## 13.2. Flux d'injection

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, et que l'installation n'est pas régulée en tension, l'utilisateur s'engage, d'une part, à ne pas absorber de puissance réactive dans le domaine de tension BT et, d'autre part, à fournir ou à absorber dans le domaine de tension HTA une quantité de puissance réactive déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée en fonction de la puissance active livrée au gestionnaire du réseau public, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Dans le domaine de tension BT, pour les installations de puissance supérieure à 36 kVA, l'énergie réactive absorbée est facturée selon le tarif ci-dessous.

Dans le domaine de tension HTA, l'énergie réactive fournie ou absorbée au-delà du rapport  $tg \varphi_{max}$  ou en deçà du rapport  $tg \varphi_{min}$  est facturée selon le tableau 22 ci-dessous.

Cependant, en dessous d'un seuil de faible production mensuel, est facturée selon le tableau 22 ci-dessous l'énergie réactive fournie ou absorbée en deçà du rapport  $tg \varphi_{min}$  ou au-delà d'un seuil de réactif mensuel.

Le gestionnaire de réseau public de distribution fixe le seuil de faible production et le seuil de réactif mensuel. Il détermine les valeurs  $tg \varphi_{max}$  et  $tg \varphi_{min}$  des seuils du rapport  $tg \varphi$  par plage horaire.

Tableau 22

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	1,77
BT > 36 kVA	1,86

Lorsque l'installation est régulée en tension, l'utilisateur s'engage à maintenir la tension au point de connexion de son installation dans une plage déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public auquel il est connecté.

Lors d'une excursion de la tension en dehors de sa plage contractualisée, l'utilisateur est facturé selon le tableau 23 ci-dessous de l'écart entre l'énergie réactive que son installation a effectivement fournie ou absorbée et celle qu'il aurait dû fournir ou absorber pour maintenir la tension dans la plage contractuelle de sa convention d'exploitation, dans la limite de ses capacités constructives définies par les diagrammes [U, Q] de sa convention de raccordement. Ces éléments sont établis selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Tableau 23

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTB 3	1,30
HTB 2	1,39
HTB 1	1,55
HTA	1,77

### 13.3. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de puissance réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

À chaque point de connexion qu'ils partagent, les gestionnaires de réseaux publics s'engagent contractuellement sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent, fixée en fonction de l'énergie active transitée, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du contractant injecteur.

L'énergie réactive fournie au delà du rapport  $tg \varphi_{max}$  ou absorbée en deçà du rapport  $tg \varphi_{min}$  est facturée par point de connexion selon le tableau 24 ci-dessous.

Les valeurs  $tg \varphi_{max}$  et  $tg \varphi_{min}$  des seuils du rapport  $tg \varphi$  par point de connexion sont convenues contractuellement par plage horaire entre gestionnaires de réseaux publics.

Tableau 24

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTB 3	1,30
HTB 2	1,39
HTB 1	1,55