

Rte

# TURPE 5

TARIFICATION DES RÉSEAUX  
**COMPRENDRE LE TARIF**



**DISTRIBUTEURS**

EDITION JUILLET 2017





# Sommaire

## 1

### Découvrir le TURPE 5

L'éditorial du Directeur Commercial de RTE	4
Les grands principes	5
Les nouveautés	6

## 2

### Les éléments du tarif, les formules et barèmes

Présentation du tarif	8
Composante annuelle de gestion (CG)	9
Composante annuelle de comptage (CC)	9
Composante annuelle des injections (CI)	9
Composante annuelle des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)	10
Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)	14
Composante de regroupement des points de connexion (CR)	16
Composante annuelle des dépassements ponctuels programmés (CDPP)	17
Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)	18
Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)	19
Compensation pour exploitation de liaisons à la même tension qu'au point de connexion du Réseau Public de Transport (CEL)	20
Les écrêtements grand froid (EGF)	21

## 3

### Les modalités de facturation

La facturation du soutirage en HTB 3 non horosaisonnalisé	22
La facturation du soutirage en HTB 2, HTB 1 et HTA 1 horosaisonnalisés	22
Conditions de paiement	23

## 4

### Annexes

Définitions	24
Les plages temporelles en HTB 2, HTB 1 et HTA 1	26
3 nouvelles versions tarifaires correspondant à 3 profils de consommation	27
Gérer vos puissances souscrites	28
Exemples de calculs de certaines composantes tarifaires	31

# Découvrir le TURPE 5



## L'éditorial de Hervé MIGNON, Directeur Commercial de RTE

**Notre mission : Donner un accès sûr, économique et propre à l'alimentation électrique au bénéfice de nos clients.**

Au cours des prochaines années, nous entendons renforcer et développer nos actions en faveur de votre performance et de vous offrir des services de qualité répondant à vos attentes.

Le TURPE constitue notre principale ressource financière et la principale relation contractuelle que nous avons avec vous. Il représente près de 90 % des recettes de RTE et couvre nos investissements et l'ensemble des activités de gestion et de maintenance du réseau public de transport d'électricité.

L'ensemble des métiers qui sont mobilisés pour répondre à vos besoins induisent un certain nombre de charges qu'il convient de couvrir par un tarif.

Les grands principes de régulation mis en œuvre par la CRE visent à ce que le TURPE garantisse une bonne couverture de nos charges tout en nous permettant d'être un acteur responsable et efficace.

Ce tarif nous donne les moyens d'être au service de votre performance et de vous offrir en permanence des nouveaux services adaptés à vos besoins.

**Un nouveau tarif entre en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2017 pour une durée de 4 ans**

Le TURPE 5 est l'aboutissement d'un cycle de consultation mené avec vous, depuis juillet 2015, sur sa structure, sur son niveau, sur les modalités de régulation incitative, sur les grilles tarifaires et sur sa déclinaison opérationnelle.

Grâce à vous, le TURPE 5 tient compte des changements qui touchent le système électrique et des enjeux liés aux transitions énergétique et numérique.

Nous avons souhaité faire des efforts en termes de productivité pour concilier une évolution tarifaire modérée pour vous, et un niveau de qualité de services que nous souhaitons maintenir très élevé.

Les marges d'amélioration nécessaires ont été mises en œuvre afin de pouvoir continuer à appliquer ces principes.

Ce « fluidbook » vise à vous expliciter les différentes composantes du TURPE 5, afin que vous puissiez en optimiser les paramètres.

Mes collaborateurs et moi-même, nous tenons à votre disposition, ainsi qu'à celle de vos services, pour répondre à vos attentes.

*Toujours partenaires de votre performance*

## Les grands principes

Le Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité est construit de manière à vous facturer en fonction des coûts engendrés par votre utilisation du réseau.

### Le tarif s'appuie sur quatre grands principes

#### 1. Principe du timbre-poste :

La tarification est indépendante de la distance parcourue par l'électricité entre le producteur d'une part et le consommateur final pour alimenter un site.

#### 2. Principe de la péréquation tarifaire :

Dans une logique de solidarité entre les territoires, le TURPE s'applique de manière identique sur l'ensemble du territoire national métropolitain continental.

#### 3. Principe d'une double composante du tarif (tarif dit binomial) :

Hors HTB 3 et hors injection, le tarif comporte une part puissance et une part énergie déclinées en plusieurs catégories, pour tenir compte de modes d'usages différents de nos clients, mais aussi de la variation des coûts du réseau selon l'heure et le jour de l'année, pour un même volume de soutirage.

#### 4. Principe de l'horosaisonnalité :

Le coût de la part énergie varie en fonction des saisons, des jours et des heures d'utilisation du Réseau Public de Transport.

### L'indexation de la grille tarifaire

La grille tarifaire est mise à jour annuellement au 1er août, en fonction de deux paramètres :

- L'indice des prix à la consommation hors tabac,
- La correction a posteriori des écarts de recettes et de dépenses par rapport au revenu autorisé, compris entre - 2 % et + 2 %.

### La régulation incitative nous encourage à améliorer sans cesse notre performance

En même temps que le tarif, la CRE fixe un cadre de régulation qui vise à encourager RTE à améliorer sa performance grâce à la mise en place de mécanismes incitatifs. Ces mécanismes financiers se traduisent par des bonus ou des malus, en fonction de l'atteinte ou non des objectifs.



#### Revenu autorisé :

En ce qui concerne l'utilisation du Réseau Public de Transport d'Electricité, RTE est en situation de monopole régulé. Ainsi, vos factures ne découlent pas d'un prix de marché mais d'un tarif fixé par le régulateur : la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

Ce tarif vise à couvrir les charges de RTE, le montant de ces dernières constituant le revenu autorisé. Afin de garantir cette couverture, si ce revenu n'était pas atteint, le tarif serait revu à la hausse. Dans le cas contraire, il serait revu à la baisse, afin de restituer à l'ensemble des clients de RTE le trop perçu.

Afin de limiter les fluctuations de trésorerie, durant la période tarifaire de TURPE 5, le tarif sera revu annuellement au 1er août dans une fourchette de - 2 % + IPC à + 2 % + IPC.

*IPC : Indice des Prix à la Consommation hors tabac*

## Les nouveautés

### Le soutirage en HTB 3 est facturé uniquement sur l'énergie transitée

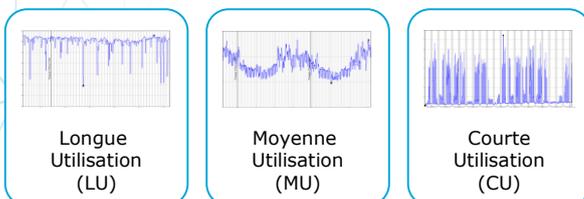
En soutirage, les clients raccordés en HTB 3 ne sont plus facturés que de la part énergie, liée à leur volume de soutirage, à un tarif unique de 3,1 €/MWh (donc un tarif non binomial et non horosaisonnalisé).

### Le calendrier des plages temporelles évolue

La dénomination des plages temporelles des tarifs HTB 2, HTB 1 et HTA change : il y a toujours 5 plages temporelles, mais l'hiver (novembre à mars) et l'été (avril à octobre) sont remplacés par la saison haute et la saison basse.

### 3 nouvelles versions tarifaires correspondant à 3 profils de consommation

Pour les tarifs HTB 2 et HTB 1, trois « Versions Tarifaires » dites Courte Utilisation (CU), Moyenne Utilisation (MU) et Longue Utilisation (LU) se substituent aux trois « Options Tarifaires » appliquées précédemment dans le TURPE 4.



Pour le tarif HTA 1, les nouveaux tarifs à pointe fixe et à pointe mobile se déclinent en deux versions tarifaires dites Courte Utilisation (CU) et Longue Utilisation (LU).

### Les dépassements de puissance programmés sont étendus à l'année civile

Vous pouvez également bénéficier de dépassements ponctuels programmés à n'importe quel moment de l'année, uniquement en cas de travaux sur vos installations électriques et sous réserve de refus ou de suspension par RTE, motivé(e) par des contraintes

d'exploitation sur le réseau public de transport.

### L'horosaisonnalité des tarifs HTA est renforcée

Pour le domaine de tension HTA, l'option concave (non horosaisonnalisée, puissance souscrite unique) et le tarif à 8 plages temporelles disparaissent, au profit d'un découpage uniforme des grilles tarifaires en cinq plages temporelles. Un tarif à pointe mobile est introduit, dont la période de pointe retenue correspond à la période de pointe dite « PP1 » du mécanisme de capacité.



#### La période de pointe PP1

La période PP1 constitue la période de référence pour l'établissement de l'obligation de chaque acteur obligé dans le cadre du mécanisme de capacité. Elle est constituée de 10 heures par jour sur les plages horaires [07h00 ; 15h00[ et [18h00 ; 20h00[ des jours signalés par RTE. Les jours signalés ne sont pas fixés avant l'hiver. Cependant, ils appartiennent toujours aux jours ouvrés des mois de novembre à mars diminués de la période correspondant aux vacances scolaires de Noël. Le signalement des jours PP1 est transmis en J-1 à 9h30. Il est fondé sur un critère de consommation. Le nombre de jours PP1 signalés varie entre 10 et 15 par année de livraison.

### Les règles de modification des puissances souscrites évoluent

Vous pouvez désormais modifier vos puissances souscrites en cours de mois (au lieu du 1<sup>er</sup> actuallement), mais sans effet rétroactif, en respectant un préavis de 3 jours ouvrés minimum.

### L'écrêtement grand froid s'applique au pas horaire

La règle tarifaire appelée « Ecrêtement Grand Froid » permettant de bénéficier d'une exonération partielle ou totale de vos dépassements de puissance lors de froid rigoureux est conservée dans le TURPE 5, avec une limitation de ce dispositif aux seules heures de froid rigoureux (application au pas horaire) et aux 24 heures suivant chacune des périodes d'application de cette clause.

### La règle de facturation des dépassements en énergie réactive évolue

Vous bénéficiez d'un ciblage plus précis de la zone de facturation en tensions basses (soutirage d'actif et de réactif), ainsi que d'une nouvelle tarification en tensions hautes (injection de réactif, soutirage ou injection d'actif) applicable toute l'année. Le pas de facturation devient horaire.

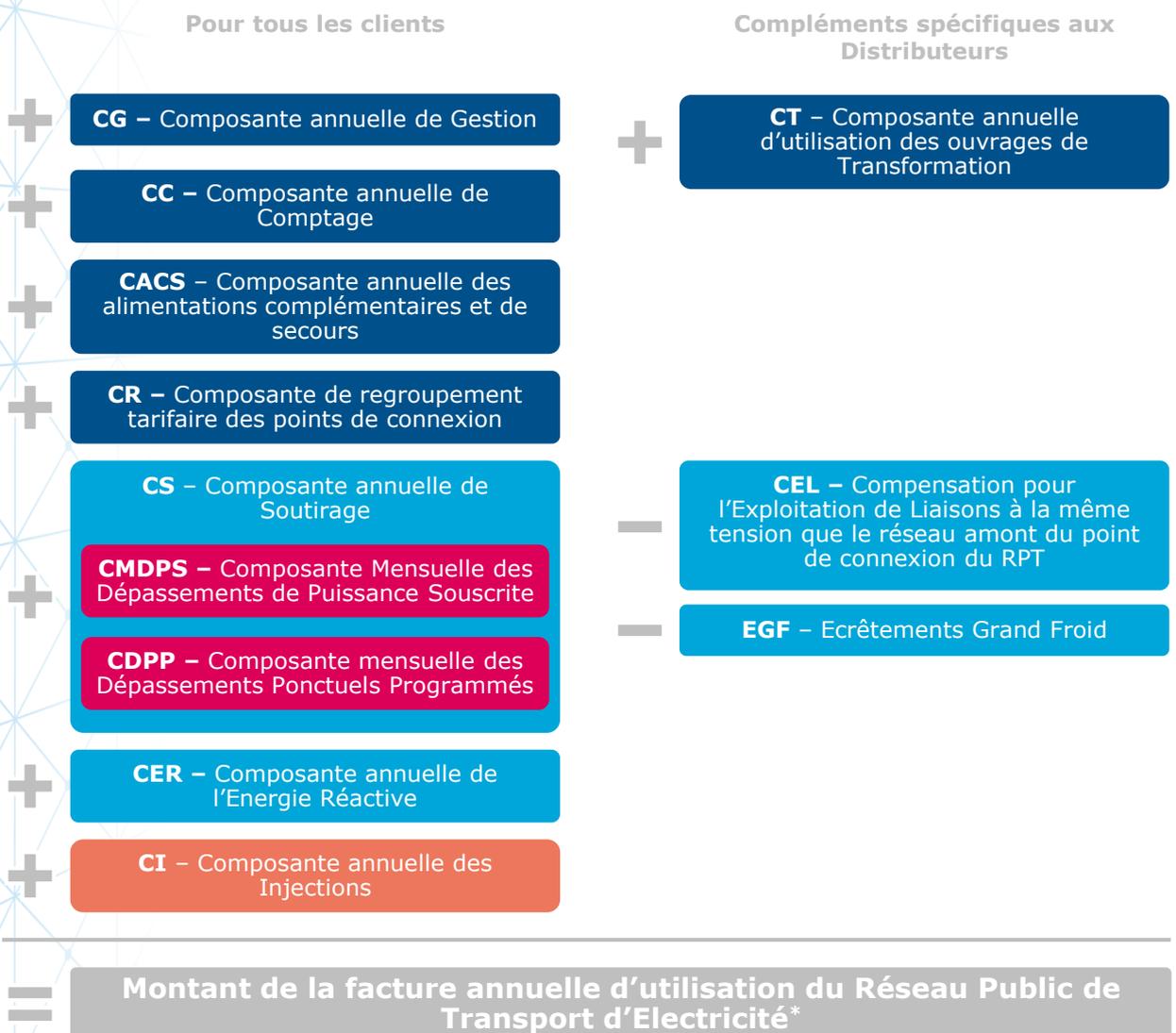
### L'indemnisation des coupures longues évolue

En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au Réseau Public de Transport, situé en amont de ceux que vous gérez, le montant des indemnités que vous serez amenés à verser aux consommateurs finaux concernés vous sera remboursé par RTE.

# Les éléments du tarif, les formules et barèmes

## Présentation du tarif

En chaque point de connexion ou point de regroupement, le prix annuel d'utilisation du Réseau Public de Transport d'Electricité est la somme de :



\* Hors taxes et contributions

L'énergie prise en compte pour calculer ces différentes composantes (hors CG, CC, frais fixes CACS et CT) correspond au flux physique mesuré au point de connexion concerné.

## Descriptif des composantes du tarif

Les composantes annuelles du tarif d'accès au Réseau Public de Transport d'Électricité par point de connexion ou par point de regroupement sont décrites ci-dessous.

Les formules et coefficients présentés ci-après sont issus de :

- La délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics

d'électricité au 1er août 2017 dans le domaine de tension HTB, parue au Journal Officiel du 28 janvier 2017 ;

- La délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1er août 2017 dans les domaines de tension HTA et BT, parue au Journal Officiel du 28 janvier 2017.

### La composante annuelle de gestion (CG)

La composante annuelle de gestion couvre les coûts de la gestion des dossiers des clients, à savoir l'accueil, la contractualisation, la facturation et le recouvrement. Cette composante est établie par point de connexion d'alimentation principale. Son montant dépend du domaine de tension (HTB ou HTA).

Domaine de tension	$a_1$ € / an
HTB	8 508,05
HTA*	$200 + C_{\text{CARD HTA}}$

\* En l'absence de délibération de la CRE au 1<sup>er</sup> août 2017, la CG est temporairement égale à 429,96 €/an.

### La composante annuelle des injections (CI)

Si vous injectez de l'électricité sur le réseau public de transport, la composante annuelle des injections peut vous être facturée. Elle est établie par point de connexion, en fonction de l'énergie active injectée et du domaine de tension.

Domaine de tension	c€ / MWh
HTB 3	20
HTB 2	20
HTB 1	0
HTA	0

### La composante annuelle de comptage (CC)

La composante annuelle de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de comptage et, le cas échéant, de location et d'entretien. Elle est établie en fonction du régime de propriété du dispositif de comptage.

*Dispositif de comptage propriété de RTE*

Domaine de tension	Composante annuelle € / an / dispositif
HTB	2 941,71
HTA	534,48

*Dispositif de comptage propriété du client*

Domaine de tension	Composante annuelle € / an / dispositif
HTB	528,12
HTA	161,64

## La composante annuelle des soutirages (CS) et les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

### Les tarifs en HTB 3 non horosaisonnalisés

Pour le domaine de tension HTB 3, en chacun des points de connexion, la composante de soutirage est calculée en fonction de l'énergie soutirée, à un tarif unique. La notion de dépassement de puissance souscrite n'est plus applicable pour ce domaine de tension.

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

$$CS = c \times E$$

### Les tarifs en HTB 2, HTB 1 et HTA 1 horosaisonnalisés

#### L'interclassement des puissances souscrites

Pour chacun de vos points de connexion, vous choisissez une puissance souscrite par plage temporelle et une version tarifaire. Ces souscriptions sont fixées pour 12 mois. Les cinq puissances souscrites doivent être interclassées dans l'ordre ci-contre :

#### Les versions tarifaires

Pour les domaines HTB 1 et HTB 2, trois versions tarifaires sont proposées en fonction de votre profil d'utilisation du réseau : courte utilisation, moyenne utilisation ou longue utilisation.

#### La formule de calcul

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie comme suit :

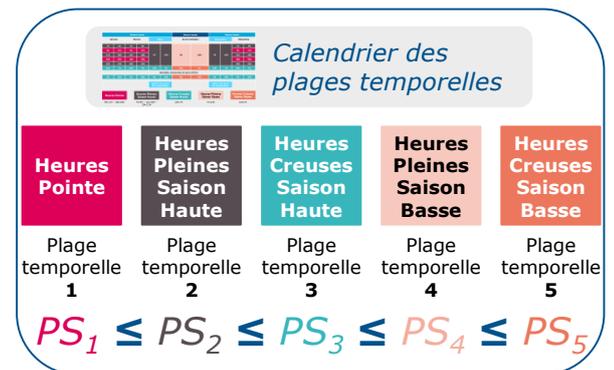
$$CS = \underbrace{b_1 \times PS_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \times (PS_i - PS_{i-1})}_{\text{Part fixe = Part puissance}} + \underbrace{\sum_{i=1}^5 c_i \times E_i}_{\text{Part Energie}} + \underbrace{\sum_{12 \text{ mois}} \sum_{i=1}^5 0,04 \times b_i \times \sqrt{\sum_j (P_j - PS_i)^2}}_{\text{Dépassements}}$$

Où :

- $i$  désigne la plage temporelle ;
- $b_i$  est le coefficient pondérateur de la puissance défini par plage temporelle  $i$  selon le domaine de tension et la version tarifaire considérée ;
- $PS_i$  est la puissance souscrite de la plage temporelle  $i$  ;
- $c_i$  est le coefficient pondérateur de l'énergie pour la plage temporelle  $i$  selon le domaine de tension et par la version tarifaire considérée ;

Le facteur applicable  $c$  est :

Domaine de tension	c€ / kWh
HTB 3	0,31



Pour le domaine HTA 1, vous disposez de deux options (pointe fixe ou pointe mobile). Pour chaque option, deux versions tarifaires sont proposées en fonction de votre profil d'utilisation du réseau : courte utilisation ou longue utilisation.

Les points de connexion raccordés au domaine de tension HTA 2 sont tarifés au domaine de tension HTB 1.

La part fixe représente le coût pour le réseau, de la mise à disposition de la puissance souscrite à l'alimentation principale.

La part variable correspond à la somme de la part énergie (l'énergie soutirée sur l'année) et des dépassements de puissance souscrite des 12 mois de l'année (les 12 CMDPS de l'année).

Exemple de calcul de la CS hors dépassements

Puissances Souscrites		b <sub>i</sub> (C/MW)	A	Puissances
Un client HTB 2, en version tarifaire à échelon dégressif, reçoit sa facture HTB de mois de janvier 2018.	PS <sub>1</sub> = 16 000 kW PS <sub>2</sub> = 18 000 kW PS <sub>3</sub> = 18 000 kW PS <sub>4</sub> = 22 000 kW PS <sub>5</sub> = 22 000 kW	11,78 15,28 9,40 7,82 3,62	15 000 18 000 18 000 22 000 22 000	= 236 560 C/m = 19 718,83 C/m
Pour son usage administratif principal, ce client a annoncé au 15/01/18 à 22 000 kW, dans la prévision, respectant le principe d'abonnement.	Energie soustraite (Janvier 2018) E1 = 5 000 000 kWh E2 = 5 460 132 kWh E3 = 2 252 478 kWh E4 = 0 kWh E5 = 0 kWh	C (C/kWh) 0,81 0,81 0,42	Energie soustraite 1 000 000 5 460 132 2 252 478	= 61 564,96 C = 4 469 132 C = 952 478 C
Le mois de janvier ne faisant pas partie de la saison hiver, toutes les plages horaires de la saison hivernale ont été prises en compte, uniquement pour facturer la part énergie.	Total CS <sub>Janvier 2018</sub> = 81 278,29 C (hors dépassements)			

Focus sur la composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

La composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite, ou CMDPS, représente le coût que vous devrez payer si vous sollicitez le réseau au-delà de vos puissances souscrites.

Ces dépassements sont comptabilisés par mois et par plage temporelle. Pour chaque plage temporelle, le relevé des puissances soutirées s'effectue par pas de 10 minutes.

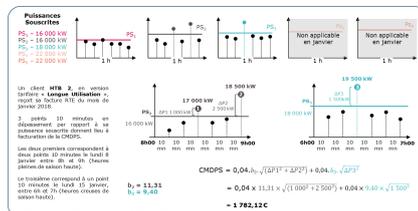
Sur un même mois, les coefficients b<sub>i</sub> pouvant être amenés à varier, en raison d'un changement de version tarifaire, RTE a choisi d'intégrer ce coefficient dans la racine carrée, afin de minimiser la valorisation de vos dépassements. La formule devient alors :

$$CMDPS = \sum_{i=1}^5 0,04 \times \sqrt{b_i^2 \times \sum_j (P_j - PS_i)^2 + b'_i{}^2 \times \sum_{j'} (P_{j'} - PS_i)^2}$$

Où :

- i désigne la plage temporelle ;
- b<sub>i</sub> est le coefficient pondérateur de la puissance défini par plage temporelle i selon le domaine de tension et la version tarifaire considérée, pour la version tarifaire avant changement ;
- b'<sub>i</sub> est le coefficient pondérateur de la puissance défini par plage temporelle i selon le domaine de tension et la version tarifaire considérée, pour la version tarifaire après changement ;
- PS<sub>i</sub> est la puissance souscrite de la plage temporelle i ;
- P<sub>j</sub> est la puissance moyenne 10 minutes en dépassement en kW avant le changement de version tarifaire ;
- j est l'ensemble des points 10 minutes en dépassement pour la plage temporelle i avant le changement de version tarifaire ;
- P<sub>j'</sub> est la puissance moyenne 10 minutes en dépassement en kW après le changement de version tarifaire ;
- j' est l'ensemble des points 10 minutes en dépassement pour la plage temporelle i après le changement de version tarifaire ;
- Pour le tarif HTA 1, le coefficient des dépassements est 0,11 (au lieu de 0,04 en HTB 1 et HTB 2).

Exemple de calcul de la CMDPS





Les coefficients  $b_i$  et  $c_i$  employés applicables au domaine de tension HTB 2 sont :

Plages temporelles

#### Pour la Version Tarifaire Courte Utilisation (CU)

	Heures de Pointe (i=1)	Heures Pleines de Saison Haute (i=2)	Heures Creuses de Saison Haute (i=3)	Heures Pleines de Saison Basse (i=4)	Heures Creuses de Saison Basse (i=5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	0,84	0,76	0,73	0,66	0,36
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	1,34	0,84	0,84	0,66	0,52

#### Pour la Version Tarifaire Moyenne Utilisation (MU)

	Heures de Pointe (i=1)	Heures Pleines de Saison Haute (i=2)	Heures Creuses de Saison Haute (i=3)	Heures Pleines de Saison Basse (i=4)	Heures Creuses de Saison Basse (i=5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	4,34	4,15	4,12	3,27	2,05
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	1,13	0,84	0,60	0,47	0,29

#### Pour la Version Tarifaire Longue Utilisation (LU)

	Heures de Pointe (i=1)	Heures Pleines de Saison Haute (i=2)	Heures Creuses de Saison Haute (i=3)	Heures Pleines de Saison Basse (i=4)	Heures Creuses de Saison Basse (i=5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	11,78	11,31	9,40	7,32	3,62
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	0,81	0,59	0,42	0,27	0,20

Les coefficients  $b_i$  et  $c_i$  employés applicables au domaine de tension HTB 1 sont :

#### Pour la Version Tarifaire Courte Utilisation (CU)

	Heures de Pointe (i=1)	Heures Pleines de Saison Haute (i=2)	Heures Creuses de Saison Haute (i=3)	Heures Pleines de Saison Basse (i=4)	Heures Creuses de Saison Basse (i=5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	2,33	1,94	1,79	1,07	0,58
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	2,27	1,84	1,53	1,20	0,86

#### Pour la Version Tarifaire Moyenne Utilisation (MU)

	Heures de Pointe (i=1)	Heures Pleines de Saison Haute (i=2)	Heures Creuses de Saison Haute (i=3)	Heures Pleines de Saison Basse (i=4)	Heures Creuses de Saison Basse (i=5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	17,50	16,79	13,90	9,41	4,41
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	1,66	1,32	0,77	0,56	0,38



## Plages temporelles

HTB 1

**Pour la Version Tarifaire Longue Utilisation (LU)**

	Heures de Pointe (i=1)	Heures Pleines de Saison Haute (i=2)	Heures Creuses de Saison Haute (i=3)	Heures Pleines de Saison Basse (i=4)	Heures Creuses de Saison Basse (i=5)
<b>Coefficient pondérateur de puissance <math>b_i</math> (€/kW/an)</b>	29,81	28,84	23,24	16,58	8,54
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie <math>c_i</math> (c€/kWh)</b>	1,36	1,00	0,59	0,38	0,14

Les coefficients  $b_i$  et  $c_i$  employés applicables au domaine de tension HTA 1 sont :

HTA 1

**Pour le tarif à Pointe Fixe et la Version Tarifaire Courte Utilisation (CU)**

	Heures de Pointe Fixe (i=1)	Heures Pleines de Saison Haute (i=2)	Heures Creuses de Saison Haute (i=3)	Heures Pleines de Saison Basse (i=4)	Heures Creuses de Saison Basse (i=5)
<b>Coefficient pondérateur de puissance <math>b_i</math> (€/kW/an)</b>	2,59	2,32	1,96	1,78	0,93
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie <math>c_i</math> (c€/kWh)</b>	3,03	2,85	2,05	1,90	1,15

**Pour le tarif à Pointe Fixe et la Version Tarifaire Longue Utilisation (LU)**

	Heures de Pointe Fixe (i=1)	Heures Pleines de Saison Haute (i=2)	Heures Creuses de Saison Haute (i=3)	Heures Pleines de Saison Basse (i=4)	Heures Creuses de Saison Basse (i=5)
<b>Coefficient pondérateur de puissance <math>b_i</math> (€/kW/an)</b>	15,88	15,34	12,94	8,52	1,63
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie <math>c_i</math> (c€/kWh)</b>	2,77	2,08	1,30	0,96	0,85

**Pour le tarif à Pointe Mobile et la Version Tarifaire Courte Utilisation (CU)**

	Heures de Pointe Mobile (i=1)	Heures Pleines de Saison Haute (i=2)	Heures Creuses de Saison Haute (i=3)	Heures Pleines de Saison Basse (i=4)	Heures Creuses de Saison Basse (i=5)
<b>Coefficient pondérateur de puissance <math>b_i</math> (€/kW/an)</b>	3,17	2,23	1,96	1,78	0,93
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie <math>c_i</math> (c€/kWh)</b>	4,04	2,73	2,05	1,90	1,15

**Pour le tarif à Pointe Mobile et la Version Tarifaire Longue Utilisation HTA 1 (LU)**

	Heures de Pointe Mobile (i=1)	Heures Pleines de Saison Haute (i=2)	Heures Creuses de Saison Haute (i=3)	Heures Pleines de Saison Basse (i=4)	Heures Creuses de Saison Basse (i=5)
<b>Coefficient pondérateur de puissance <math>b_i</math> (€/kW/an)</b>	18,25	16,97	12,94	8,52	1,63
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie <math>c_i</math> (c€/kWh)</b>	3,17	1,91	1,30	0,96	0,85

### La composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACs)

Les alimentations complémentaires et les alimentations de secours font l'objet d'une facturation fixe. Celle-ci est établie sur les parties qui vous sont dédiées, en fonction du nombre de cellules ainsi que de la longueur et du type (aérien ou souterrain) des liaisons.

Si l'alimentation de secours est raccordée au même domaine de tension que celui de l'alimentation principale, et qu'à votre demande, elle est raccordée à un transformateur du réseau public différent de celui utilisé pour l'alimentation principale, elle fait l'objet d'un complément de frais fixes pour réservation de puissance.

Les soutirages réalisés sur un secours au même domaine de tension que celui de l'alimentation principale sont facturés dans le cadre de la composante de soutirage (CS) et des composantes mensuelles de

dépassement des puissances souscrites (CMDPS) de l'alimentation principale.

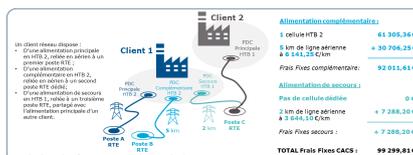
Par ailleurs, les alimentations de secours relevant d'un domaine de tension inférieur à ceux des alimentations principales font l'objet de frais spécifiques sur les parties qui vous sont dédiées. Les soutirages et les dépassements de puissance souscrite réalisés sur l'alimentation de secours sont alors facturés suivant une tarification spécifique.

Il est à noter que, si plusieurs clients sont raccordés sur une même ligne de secours qui alimente exclusivement des alimentations de secours, les frais fixes sont facturés au prorata des puissances souscrites de chaque client connecté sur cette liaison.

#### Frais fixes pour les alimentations complémentaires et de secours

Domaine de tension	Cellules (€ / cellule / an)	Liaisons (€ / km / an)
HTB 3	101 653,33	9 632,87
HTB 2	61 305,36	Liaisons aériennes : 6 141,25 Liaisons souterraines : 30 705,16
HTB 1	31 843,25	Liaisons aériennes : 3 644,10 Liaisons souterraines : 7 288,18
HTA	3 236,72	Liaisons aériennes : 882,94 Liaisons souterraines : 1 324,40

#### Exemple de calcul des frais fixes CACS



Autres frais des alimentations de secours pour réservation de puissance

Domaine de tension	€ / kW / an ou € / kVA / an
HTB 2	1,47
HTB 1	2,83
HTA	6,32

Frais spécifiques des alimentations de secours relevant d'un autre domaine de tension que les alimentations principales

Si les alimentations de secours sont d'un autre domaine de tension que les alimentations principales et sont équipées d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active, la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite est calculée selon la formule suivante :

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

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Prime fixe € / kW / an	Part énergie c€ / kWh	α c€ / kW
HTB 3	HTB 2	7,04	0,73	29,83
	HTB 1	5,18	1,25	22,10
HTB 2	HTB 1	1,51	1,25	6,63
	HTA	8,20	1,77	65,80
HTB 1	HTA	2,85	1,77	23,36

Exemple de calcul de soutirage et de dépassement de PS sur une alimentation de secours

Un client HTB 3, dispose :

- D'une alimentation principale en HTB 2, reliée en centre à son propre point HTB 1.
- D'une alimentation secondaire en HTB 2, pour HTB 3, reliée en centre à un second point HTB 3 dédié.
- D'une alimentation de secours en HTB 1, reliée à un troisième point HTB 1, relié au premier point HTB 1.

Sur le mois de janvier 2018, il consomme 9 000 kWh sur son alimentation HTB 1, mesure et dépasse de 200 kWh sa puissance souscrite sur son point HTB 3.

Domaine de tension Alimentation Principale	HTB 2	Domaine de tension Alimentation de secours	HTB 1
Prime Fixe (€/kW/an)	1,51	1,25	6,63
Part Énergie (c€/kWh)	1,25	1,25	6,63

Coût Prime Fixe : 1,51 x 9 000 = 7 559 C/an = 629,17 C/mois

Coût Part Énergie : 0,5125 x 9 000 = 4 612,5 C

Coût Dépassement de PS : 0,2663 x 200 = 53,26 C

TOTAL Soutirage CACS du mois : 754,93 C

### La composante de regroupement (CR)

Si, sur votre périmètre de concession, vous disposez de points de connexion au Réseau Public de Transport distincts, à la même tension et équipés de compteurs télérelevables, vous pouvez bénéficier du regroupement conventionnel de tout ou partie de ces points de connexion.

La composante de regroupement est fonction du jeu de puissances souscrites au point de regroupement, ainsi que de la longueur totale du réseau et du type de liaison (aérienne ou souterraine) entre chaque point de connexion regroupé.

Ce dispositif peut vous permettre d'optimiser votre facture en foisonnant vos différents soutirages.

La composante est calculée annuellement selon la formule suivante :

$$CR = (L_a \times k_a + L_s \times k_s) \times PS_{regroupée}$$

Où :

- $(L_a + L_s)$  est la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du RPT permettant physiquement le regroupement, avec  $L_a$  longueur des liaisons aériennes et  $L_s$  longueur des liaisons souterraines,
- $k_a$  et  $k_s$  les coefficients de regroupement respectivement en aérien et en souterrain,
- $PS_{regroupée}$  est égale à la puissance souscrite regroupée du point de regroupement, sauf dans le cas du domaine HTB 3 où elle est égale à la puissance maximale horaire de soutirage du point de regroupement constatée sur les 12 derniers mois.

Excepté en HTB 3, la puissance souscrite regroupée est calculée selon la formule suivante :

$$PS_{regroupée} = PS_1 + \sum_{i=2}^5 \frac{b_i}{b_1} \times (PS_i - PS_{i-1})$$

Où :

- $i$  désigne la plage temporelle,
- $PS_i$  est la puissance souscrite pour la plage temporelle  $i$ ,
- $b_i$  est le coefficient pondérateur de la puissance défini par plage temporelle  $i$  et par version tarifaire.

Les coefficients  $k$  employés sont :

Domaine de tension	k (c€ / kW / km / an)
HTB 3	5,52
HTB 2	Liaisons aériennes : 14,37 Liaisons souterraines : 55,23
HTB 1	Liaisons aériennes : 72,92 Liaisons souterraines : 128,17
HTA	Liaisons aériennes : 49,00 Liaisons souterraines : 71,00

### Exemple de calcul de la Composante de Regroupement de 2 points de connexion

**1. Point de regroupement : HTB 1 Moyenne Utilisation**  
 Jeu de PS optimum (MW) : 36,5 30,0 30,5 37,0 100 90 79 54 25  
 Coefficients  $\beta$  (en %) : 10 20 30 40 50 60 70 80 90

**2. Calcul de la PS<sub>optimum</sub>**  
 $PS_{optimum} = P_0 + 20 \cdot (PS_1 - PS_0) = 36,5 + 20 \cdot (30,0 - 36,5) = 25,5$   
 $PS_{optimum} = P_0 + 30 \cdot (PS_2 - PS_0) = 36,5 + 30 \cdot (30,5 - 36,5) = 25,0$   
 $PS_{optimum} = P_0 + 40 \cdot (PS_3 - PS_0) = 36,5 + 40 \cdot (37,0 - 36,5) = 25,5$   
 Avec  $\beta = 40\%$

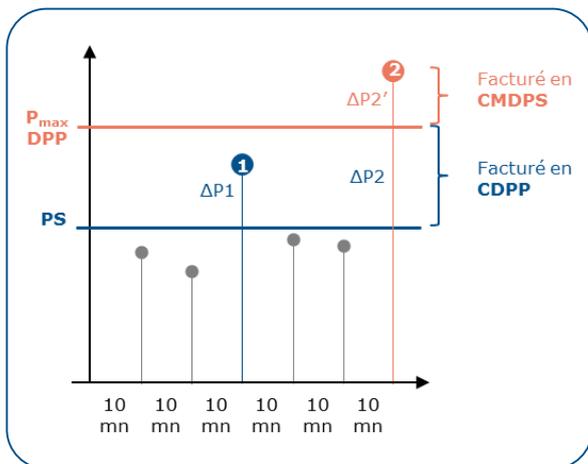
**3. Composante de regroupement**  
 à HTB 1 :  $CR = 14 \cdot 25,5 = 357$   
 à HTB 2 :  $CR = 14 \cdot 25,0 = 350$   
 CR = 14 (en MW)  $\cdot (0,5 + 0,7292) = 26,770$   
 = **22 222,98 €/an**

### Composante des dépassements ponctuels programmés (CDPP)

Pour vos points de connexion en HTB 1 et en HTB 2, lorsque vous réalisez des travaux sur vos installations électriques, vous pouvez demander à RTE de bénéficier, dans les formes et délais prévus au Contrat d'Accès au Réseau de Transport, de dépassements ponctuels programmés à n'importe quel moment de l'année.

Si la capacité du réseau le permet, votre demande, accompagnée des éléments justifiant les travaux à réaliser sur vos installations électriques, est acceptée par RTE.

Votre demande doit comporter une puissance maximale demandée, applicable pour toutes les plages temporelles de la période souhaitée.



Pendant cette période, les dépassements de puissance souscrite réalisés en deçà de la puissance maximale de dépassements ponctuels programmés accordée sont facturés à un tarif spécifique.

Cette disposition est activable pour chaque point de connexion, une fois par année calendaire et jusqu'à 14 jours consécutifs non fractionnables, à l'exception des demandes émanant d'un utilisateur raccordé à votre réseau. Elle ne s'applique ni à une alimentation de secours, ni aux points de connexion aux domaines HTB 3 et HTA.

La composante est calculée selon la formule :

$$CDPP = \alpha \cdot b_i \cdot \sum \Delta P$$

Où :

- $i$  désigne la plage temporelle ;
- $b_i$  est le coefficient pondérateur de la puissance défini par plage temporelle  $i$  selon le domaine de tension et la version tarifaire considérée.

Le coefficient  $\alpha$  employé est :

Domaine de tension	$\alpha$
HTB 2	0,000143
HTB 1	0,000090

### Exemple de calcul de CDPP

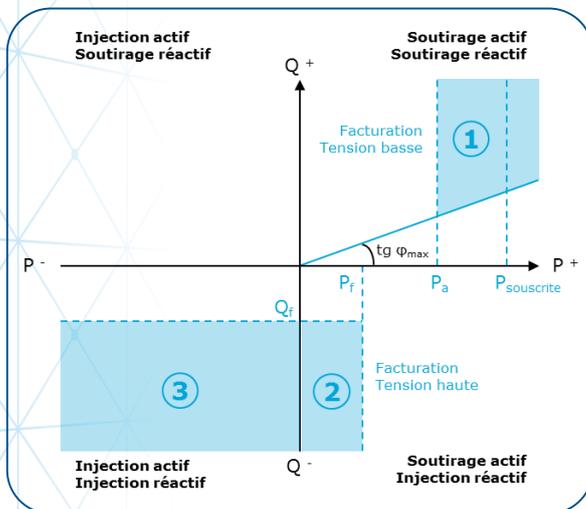
**Coefficient pondérateur**  $b_i$  : 11,31  
**Coefficient  $\alpha$**  : 0,000143

**Facturation CDPP du dépassement**  
 $CDPP = 0,000143 \times 11,31 \times 2000 = 3,23 \text{ €}$

**Facturation CMDPS du dépassement**  
 $CDPS = 0,04 \times 11,31 \times 4000 = 226,26 \text{ €}$

### La composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

Il existe désormais trois zones de facturation de l'énergie réactive, suivant les flux considérés et les seuils applicables.



\* Les seuils  $P_a$ ,  $P_f$  et  $Q_f$  sont explicités dans la documentation technique de référence de RTE.

**Zone 1 :** D'avril à octobre inclus, l'énergie réactive soutirée n'est pas facturée. Si, de novembre à mars inclus, la quantité d'énergie réactive soutirée de 6h à 22h, du lundi au samedi, est supérieure au rapport  $\text{Tan } \varphi_{\text{max}}$  contractuel et que la puissance réactive est supérieure à un seuil  $P_a^*$ , cet excédent d'énergie réactive soutirée vous est facturé en fonction du domaine de tension.

**Zone 2 :** Si vous soutirez de l'énergie active et que vous injectez de l'énergie réactive, l'énergie réactive est facturée lorsque la puissance réactive injectée est supérieure à un seuil  $Q_f^*$  et que la puissance active est inférieure à un seuil  $P_f^*$ . Cette facturation a lieu toute l'année sans distinction temporelle.

**Zone 3 :** Si vous injectez de l'énergie active et de l'énergie réactive, l'énergie réactive est facturée lorsque la puissance réactive injectée est supérieure à un seuil  $Q_f^*$ . Cette facturation a lieu toute l'année sans distinction temporelle.

De novembre à mars inclus			
Tension basse Soutirage actif et soutirage réactif	Facturation	Du lundi au samedi	6h à 22h
	Hors facturation	Du lundi au samedi	22h à 6h
		Dimanche	0h à 24h
Toute l'année			
Tension haute Soutirage actif et injection réactif	Facturation	Tous les jours	0h à 24h
Tension haute Injection actif et injection réactif	Facturation	Tous les jours	0h à 24h

La composante d'énergie réactive **soutirée** est facturée lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- la tangente Phi max contractualisée est dépassée, **et**
- vos flux de soutirage d'énergie active sont supérieurs à un seuil  $P_a$  (pourcentage de la puissance souscrite contractualisée).

Les dépassements unitaires de chaque zone de facturation sont facturés au pas horaire selon le barème ci-contre :

La composante d'énergie réactive **injectée** est facturée lorsque :

- vous injectez de l'énergie active et l'énergie réactive injectée est supérieure à un seuil  $Q_f$ , **ou**
- vos flux de soutirage d'énergie active sont inférieurs à un seuil  $P_f$  (pourcentage de la puissance souscrite contractualisée) et l'énergie réactive injectée est supérieure à un seuil  $Q_f$ .

Coût unitaire du dépassement	€ / Mvar.h
Zone de facturation pour l'énergie réactive soutirée (Zone 1)	2,90
Zone de facturation pour l'énergie réactive injectée (Zones 2 et 3)	0,50

### La composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Si vous exploitez, en aval de votre point de connexion, une liaison au même domaine de tension que celle en aval du transformateur RTE auquel vous êtes relié directement, vous pouvez bénéficier du tarif à la tension amont moyennant le paiement de la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, en fonction du jeu de puissances souscrites.

La composante est calculée selon la formule suivante :

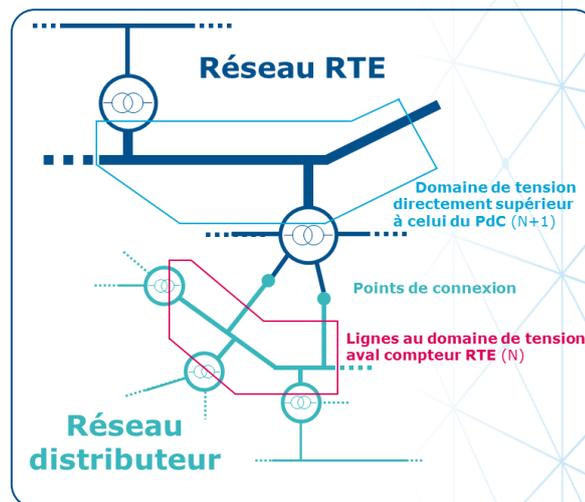
$$CT_{N/N+1} = k \times P_{souscrite}$$

Où :

$$P_{souscrite} = PS_1 + \sum_{i=2}^5 \frac{b_i}{b_1} \times (PS_i - PS_{i-1})$$

Où :

- $i$  désigne la Plage Temporelle ;
- $PS_i$  est la Puissance Souscrite pour la plage temporelle  $i$  ;
- $b_i$  est le coefficient pondérateur de la puissance défini par plage temporelle  $i$  et par Version Tarifaire.



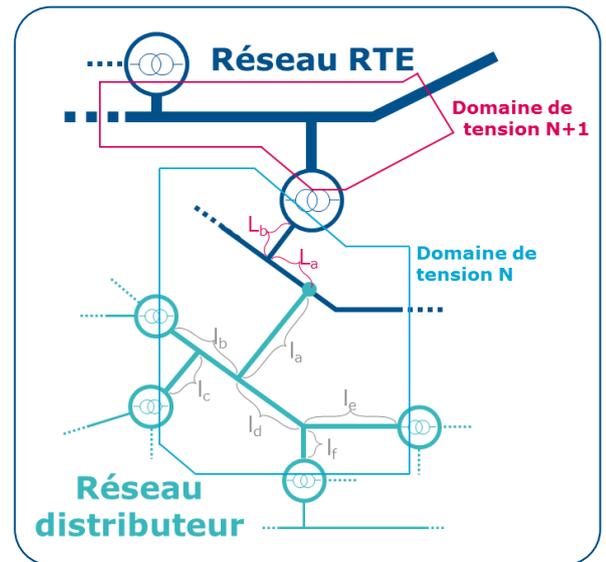
Le coefficient k employé est :

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€ / kW / an)
HTB 2	HTB 3	1,73
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	3,72
HTA 1	HTB 1	6,57

#### La compensation pour exploitation de liaisons à la même tension qu'au point de connexion du Réseau Public de Transport (CEL)

Si vous exploitez des liaisons à la même tension que celle de votre point de connexion au Réseau Public de Transport, vous bénéficiez de cette compensation. Celle-ci prend en compte deux longueurs spécifiques :

- la somme des longueurs des liaisons dont vous êtes le propriétaire sur le domaine de tension N de votre point de connexion,
- la somme des longueurs des liaisons dont RTE est le propriétaire au même domaine de tension N, nécessaires pour relier votre point de connexion au transformateur RTE permettant de garantir la puissance souscrite en schéma normal d'exploitation.



La composante annuelle des soutirages (CS) de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante :

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

Où :

- l<sub>1</sub> est la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le distributeur ;
- l<sub>2</sub> est la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par RTE, qui est (sont) strictement nécessaire(s) pour relier son point de connexion au(x) transformateur(s) RTE pour garantir la puissance souscrite en schéma normal d'exploitation défini dans la documentation technique de référence de RTE ;
- CT<sub>N/N+1</sub> est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension N+1 et N.

## Les écrêtements grand froid (EGF)

Lors d'une période de froid rigoureux, vous pouvez bénéficier d'une réduction du coût de vos dépassements de puissance souscrite.

Ces dispositions s'appliquent uniquement pour les heures de froid rigoureux et les 24 heures suivant chacune de ces périodes.

Une période de froid rigoureux correspond à la durée, en heures, où la température minimale constatée au point de connexion est inférieure à la température minimale locale de référence pour ce point de connexion.

En période de froid rigoureux, les dépassements de puissance souscrite survenus sur le poste source

concerné sont écrêtés : leur part dans la CMDPS est multipliée par un coefficient k.

Le coefficient k est égal à 1 lorsque la température minimale constatée au point de connexion est supérieure ou égale à la température minimale de référence. En revanche, lorsque la température minimale constatée devient inférieure à la température minimale de référence, k décroît (éventuellement jusqu'à 0).

Les modalités de calcul du coefficient k sont précisées dans le CART Distributeurs.

### Un écrêtement des dépassements de puissance souscrite déclenché par une période de froid rigoureux

**L'écrêtement intervient quand :**



T° min constatée

<



T° min référence

**Avec T° min constatée et T° min référence mesurées :**



T° min de référence du PdC



Station météorologique locale



Poste source client



T° min constatée au PdC

**Ecrêtement Grand Froid = k x Dépassement(s) facturable(s)**

$0 \leq k < 1$



T° min constatée

<



T° min référence

$k = 1$



T° min constatée

>=



T° min référence

**Un écrêtement prolongé sur les 24 heures consécutives aux périodes de froid rigoureux :**

	Jour 1								Jour 2											
	10	12	14	16	18	20	22	00	02	04	06	08	10	12	14	16	18	20	22	00
Heures de froid	▶ 4h								▶ 4h											
Période d'écrêtement	▶ 4h								▶ +24h											

# Les modalités de facturation

## La facturation du soutirage en HTB 3 non horosaisonnalisé

Sur le domaine HTB3, cette composante se calcule uniquement à partir de l'énergie E soutirée durant le mois M, suivant la formule :

$$CS = c \times E$$

Son montant mensuel pour le mois M est facturé au début du mois M + 1 (terme échu).

## La facturation du soutirage en HTB 2, HTB 1 et HTA 1 horosaisonnalisés

Pour les domaines de tension horosaisonnalisés, le montant annuel de la composante de soutirage est construit selon la formule :

$$CS = \text{Part fixe} + \text{Part variable}$$

Avec :

$$\text{Part fixe} = b_1 \times PS_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \times (PS_i - PS_{i-1})$$

Et :

$$\text{Part variable} = \sum_{i=1}^5 c_i \times E_i + \sum_{12 \text{ mois}} \text{CMDPS}$$

Où :

- i désigne la Plage Temporelle ;
- $b_i$  est le coefficient pondérateur de la puissance défini par Plage Temporelle i et par Version Tarifaire ;
- $PS_i$  est la Puissance Souscrite pour la Plage Temporelle i ;
- $c_i$  est le coefficient pondérateur de l'énergie pour la Plage Temporelle i et la Version Tarifaire considérée ;
- $E_i$  est l'énergie active soutirée sur l'année pendant la Plage Temporelle i, exprimée en kWh.

Il convient de noter qu'en cas de changement(s) de puissances souscrites et/ou de version tarifaire durant l'année :

- La part fixe annuelle correspond au prorata temporis au pas journalier des parts fixes annuelles correspondant à chaque configuration unique de jeu de puissances souscrites et de Version Tarifaire ;
- La CMDPS mensuelle distingue les dépassements associés à chaque version tarifaire en vigueur sur le mois concerné.

### Facturation de la part fixe

Le montant mensuel de la part fixe pour le mois M est facturé au début du mois M (terme à échoir). Il correspond au 12<sup>ème</sup> de la part fixe annuelle.

### Facturation de la part variable

Le montant de chacun des éléments de facturation pour le mois M, hors part fixe, est facturé au début du mois M+1 (terme échu).

## Conditions de paiement

Vous pouvez régler votre facture par chèque, virement ou prélèvement.

RTE vous propose le service gratuit de facturation par voie électronique.

# Annexes

## Définitions

### Alimentation Principale

Ensemble d'ouvrages de raccordement assurant un transit d'énergie et permettant d'assurer la mise à disposition de la puissance de soutirage que l'Utilisateur a souscrite et/ou de la puissance maximale d'Injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'Utilisateur.

### Alimentation Complémentaire

Ensemble d'ouvrages de raccordement assurant un transit d'énergie, établis au même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale et non nécessaires à l'alimentation du Site. Les Alimentations d'un Utilisateur qui ne sont ni des Alimentations Principales, ni des Alimentations de Secours sont les Alimentations Complémentaires de cet Utilisateur.

Tension de connexion ( $U_n$ )	Domaine de tension		
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	BT		
$1 \text{ kV} < U_n \leq 40 \text{ kV}$	HTA 1	Domaine HTA	
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	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		
			Domaine basse tension
			Domaine haute tension

Les tarifs applicables aux Utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1.

### Energie active

Intégrale de la puissance active  $P$  pendant une période de temps déterminée.

### Energie réactive

Intégrale de la puissance réactive  $Q$  pendant une période de temps déterminée.

### Période de Souscription

Durée de validité d'une souscription de Puissance Souscrite. Celle-ci est normalement de 12 mois mais peut être de durée inférieure, notamment en cas de modification de Puissance Souscrite. A chaque

### Alimentation de Secours

Ensemble d'ouvrages de raccordement maintenu sous tension, mais n'étant utilisé pour le transfert d'énergie entre le Réseau Public de Transport ou de Distribution et les installations d'un ou plusieurs Utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs Alimentations Principales et Complémentaires.

### 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 :

modification de Puissance Souscrite la Période de Souscription est reconduite pour 12 mois. A défaut de modification d'une Puissance Souscrite celle-ci est tacitement reconduite pour une nouvelle Période de Souscription.

### Plage Temporelle

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, ensemble des heures de l'année durant lesquelles le même coefficient tarifaire s'applique.

### Point de Comptage

Point physique où sont placés les transformateurs de mesures destinés au comptage des flux d'énergie.

**Point de connexion :**

Le (ou les) Point(s) de Connexion d'un Utilisateur au réseau public d'électricité 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.

**Puissance(s) souscrite(s) :**

Puissance(s) que le Client détermine au Point de Connexion, en fonction de ses besoins vis-à-vis du RPT. La puissance appelée en excédent de la Puissance Souscrite correspond à un dépassement.

**Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité :**

Les Tarifs d'Utilisation du Réseau Public de Transport et des Réseaux Publics de Distribution d'Electricité (TURPE) applicables aux utilisateurs. Ces tarifs sont calculés de manière non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public.

**Version Tarifaire :**

Pour les tarifs HTB 2 et HTB 1 horosaisonnalisés, il existe 3 versions tarifaires :

- courte utilisation (CU),
- moyenne utilisation (MU),
- longue utilisation (LU).

Pour le tarif HTA 1 horosaisonné, il existe 2 versions tarifaires :

- courte utilisation (CU),
- longue utilisation (LU).

## Les plages temporelles en HTB 2, HTB 1 et HTA 1

La saison haute inclut les mois de novembre à mars, la saison basse inclut les mois d'avril à octobre.

- Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, entre 9h et 11h et entre 18h et 20h.
- Les heures pleines sont fixées entre 7h et 23h les jours ouvrés, à concurrence des heures de pointe précédemment définies.
- Les heures creuses sont fixées entre 23h et 7h les jours ouvrés, ainsi que les samedis, dimanches et jours fériés.

Pour le tarif HTA à pointe mobile, les heures de pointe mobile sont les heures de la période PP1 du mécanisme de capacité (10 à 15 jours par an, de 7h à 15h et de 18h à 20h).

Pour le tarif HTA à pointe fixe, les heures de pointe sont les mêmes que pour les tarifs HTB 1 et HTB 2.

Saison haute				Saison basse				Saison haute			
Janvier	Février			Mars		Avril à Octobre		Novembre		Décembre	
7h	9h	7h	9h	7h	23h	7h	23h	7h	23h	7h	9h
9h	11h	9h	11h							9h	11h
11h	18h	11h	18h							11h	18h
18h	20h	18h	20h							18h	20h
20h	23h	20h	23h							20h	23h
23h	7h	23h	7h	23h	7h	23h	7h	23h	7h	23h	7h
Samedis, dimanches et jours fériés											
0h	24h	0h	24h	0h	24h	0h	24h	0h	24h	0h	24h
Option 31 jours SH modulables						Option 30 jours SH modulables					
Heures Pointe		Heures Pleines Saison Haute		Heures Creuses Saison Haute		Heures Pleines Saison Basse		Heures Creuses Saison Basse			

## 3 nouvelles versions tarifaires correspondant à 3 profils de consommation

Avec l'entrée en vigueur du TURPE 5, les « versions tarifaires » se substituent aux « options tarifaires » appliquées dans le TURPE 4. Il existe trois versions tarifaires dites Courte Utilisation (CU), Moyenne Utilisation (MU) et Longue Utilisation (LU).

Pour les domaines HTB 1, HTB 2, HTA 1 et HTA 2, elles s'appliquent par Point de Livraison Injection Consommation, et sont souscrites pour une période minimum de 12 mois. Au-delà de cette durée, un client peut désormais modifier sa version tarifaire n'importe quel jour du mois et sans délai de prévenance. La nouvelle version entre alors en vigueur dès le lendemain de la date de demande, pour une nouvelle durée de 12 mois minimum. En cas de regroupement tarifaire, une seule version tarifaire s'applique.

En revanche, ces versions tarifaires ne s'appliquent pas :

- Aux points de connexion au domaine de tension HTB 3 ;
- Aux points de connexion dédiés à une alimentation de secours à un domaine de tension inférieur à celui de l'alimentation principale.

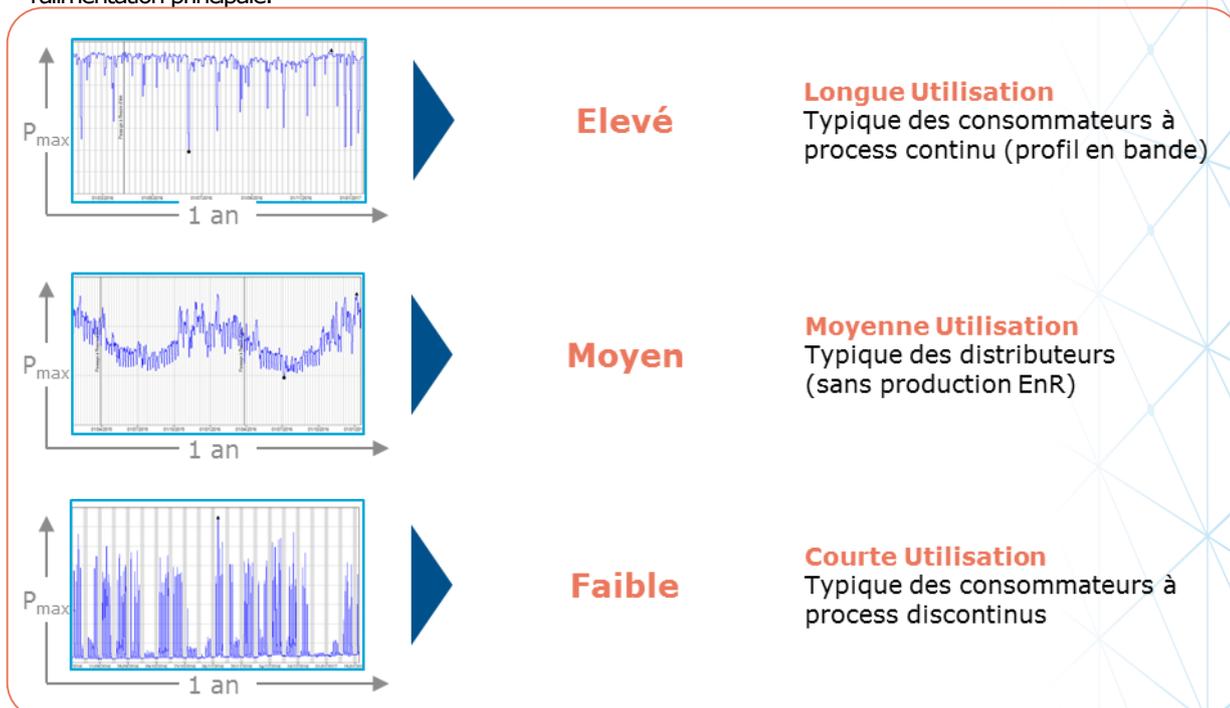
Pour le client, la version tarifaire optimale tend à refléter le rapport entre l'Energie consommée sur 1 an et la Puissance maximum appelée sur cette même période :

$$\frac{\text{Energie}_{12 \text{ mois}}}{P_{\text{max}}_{\text{soutirée}}}$$

Donné à titre indicatif uniquement, ce ratio permet d'aider le client dans son libre choix de version tarifaire.

Cependant, il n'existe pas de valeur seuil du rapport Energie sur Puissance permettant d'attribuer à coup sûr une version tarifaire à un profil de consommation. La détermination de la meilleure version tarifaire, pour un profil de consommation donné, doit donc se faire au cas par cas.

Elle passe nécessairement par la réalisation de simulations, sur la base de la courbe de charge du client, et l'optimisation simultanée de la version tarifaire et du jeu de puissances souscrites.



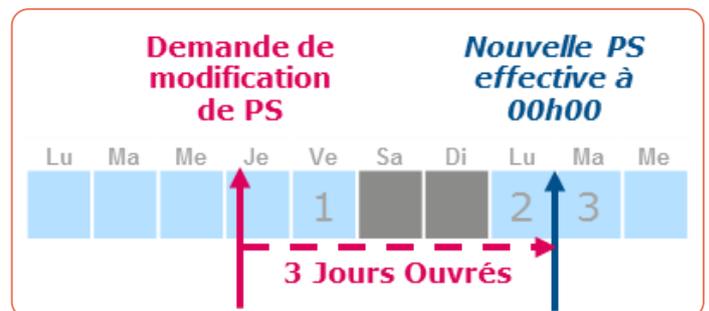
## Gérer vos puissances souscrites

La puissance souscrite est fixée pour 12 mois. Cependant, durant cette période, une modification à la hausse ou à la baisse peut être effectuée dans les termes prévus par le contrat. En tarif horosaisonnalisé HTB 2, HTB 1 et HTA, chaque puissance souscrite (PS) sur chaque plage temporelle est modifiée indépendamment des autres, dans le respect de la règle suivante :



Vous pouvez désormais modifier votre puissance souscrite plusieurs fois pendant un même mois de facturation, dans la limite d'une fois par jour.

La modification prend effet à la date que vous avez indiquée lors de votre demande, qui est obligatoirement au plus tôt 3 jours ouvrés après votre demande.



Lorsqu'un renforcement du réseau est nécessaire, elle s'applique le premier jour du mois suivant la date d'achèvement des travaux de renforcement.

Les principes de modification des puissances souscrites sont les suivants :

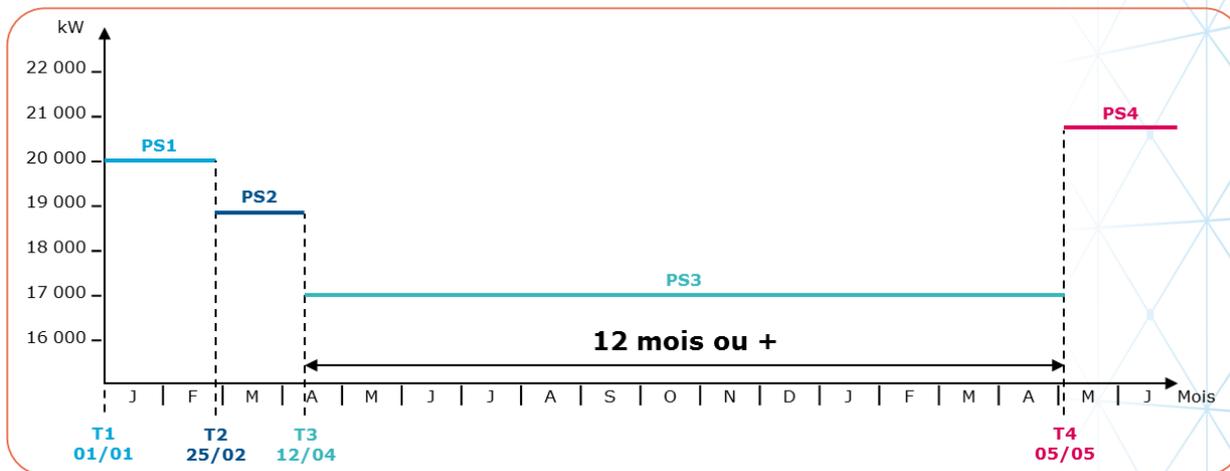
- Vous pouvez procéder librement à une suite de réductions successives si vous n'avez pas augmenté votre puissance souscrite au cours des 12 derniers mois glissants ;
- Vous pouvez augmenter à tout moment votre puissance souscrite **si la capacité du réseau le permet**. Cependant, si vous avez procédé à une réduction de puissance au cours des 12 derniers mois glissants, une régularisation financière vous sera demandée.

### Trois cas d'augmentation après une réduction de PS

Pour les tarifs horosaisonnalisés, les cas suivants s'appliquent indépendamment pour chaque plage temporelle.

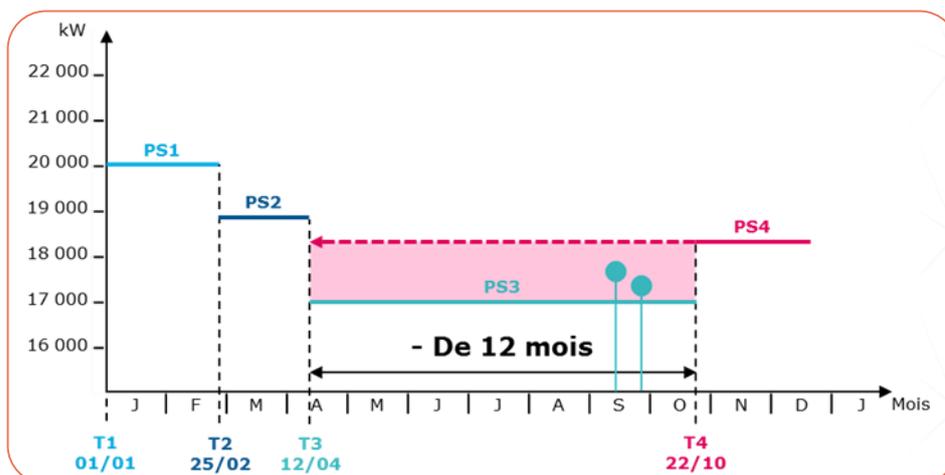
*Cas 1 : La nouvelle PS (PS4) est supérieure à la PS (PS3) restée inchangée depuis 12 mois*

- Au cours des 12 derniers mois glissants la PS (PS3) est restée inchangée.
- La PS (PS4) s'applique à la date d'effet de la demande T4.



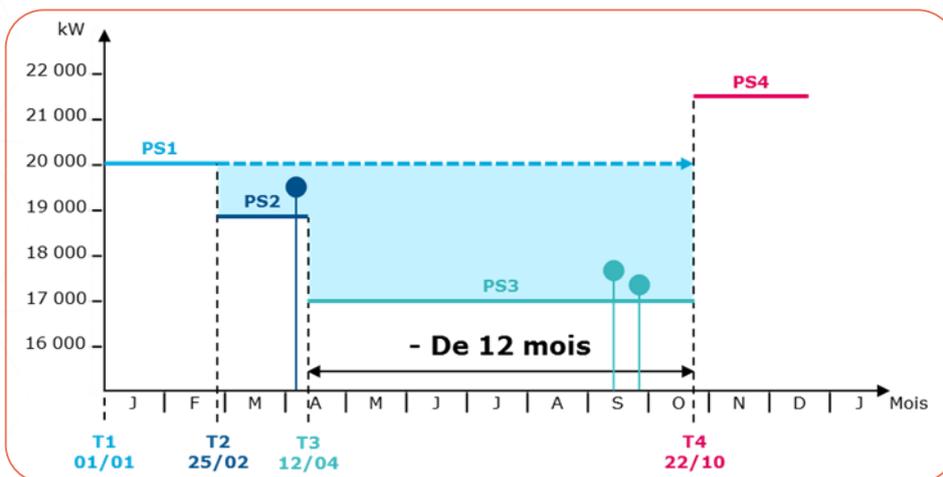
*Cas 2 : La nouvelle PS (PS4) est inférieure à la PS avant la dernière baisse (PS2) réalisée moins de 12 mois auparavant*

- PS4 s'applique à la date d'effet de la dernière baisse intervenue dans les 12 derniers mois qui a conduit à une puissance inférieure ou égale à la nouvelle puissance souscrite en T3.
- La régularisation de la part fixe de la CS vous est demandée pour le différentiel entre PS3 et PS4, pour toute la période comprise entre T3 et T4.
- Les dépassements de PS (PS3) intervenus entre T3 et T4 restent acquis à RTE.
- La période de souscription de PS4 débute en T4.



*Cas 3 : La nouvelle PS (PS4) est supérieure à la PS avant la première baisse (PS1) réalisée moins de 12 mois auparavant*

- PS4 s'applique à la date d'effet de la demande T4.
- Les réductions de PS (PS2 et PS3) sont annulées.
- La régularisation de la part fixe de la CS vous est demandée pour le différentiel entre PS1 et PS2 puis PS3, pour toute la période comprise entre T2 et T4.
- Les dépassements de PS (PS2 et PS3) intervenus entre T2 et T4 restent acquis à RTE.
- La période de souscription de PS4 débute en T4.



## Exemples de calculs de certaines composantes tarifaires

### Exemple de calcul de la CS hors dépassements

Un client **HTB 2**, en version tarifaire « **Longue Utilisation** », reçoit sa facture RTE du mois de janvier 2018.

Pour son unique alimentation principale, ce client a souscrit un ensemble de puissances allant de 16 000 à 22 000 kW, dont la distribution respecte le principe d'interclassement.

Le mois de janvier ne faisant pas partie de la saison basse, seules les plages horaires de la saison haute et des heures de pointe sont utilisées pour facturer la part énergie.

#### Puissances Souscrites

PS<sub>1</sub> - 16 000 kW  
PS<sub>2</sub> - 16 000 kW  
PS<sub>3</sub> - 18 000 kW  
PS<sub>4</sub> - 22 000 kW  
PS<sub>5</sub> - 22 000 kW

#### b<sub>i</sub> (€/kW)

11,78  
11,31  
9,40  
7,32  
3,62

#### Δ Puissances

16 000  
16 000 - 16 000  
18 000 - 16 000  
22 000 - 18 000  
22 000 - 22 000

Part Fixe =

×

= 236 560 €/an

= 19 713,33 €/mois

#### Energie soustraite (janvier 2018)

E1 - 1 930 454 kWh  
E2 - 5 469 132 kWh  
E3 - 3 252 478 kWh  
E4 - 0 kWh  
E5 - 0 kWh

#### c<sub>i</sub> (c€/kWh)

0,81  
0,59  
0,42

#### Energie soustraite

1 930 454  
5 469 132  
3 252 478

Part Energie =

×

= 61 564,96 €

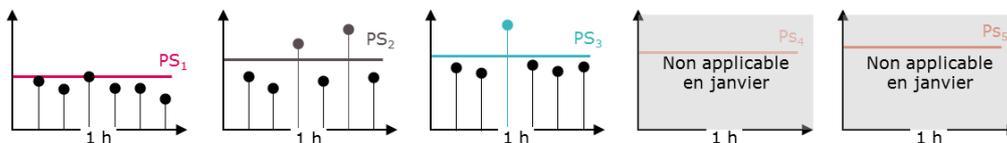
**Total CS<sub>janv.2018</sub> = 81 278,29 €** (Hors dépassements)

Exemple réalisé avec les tarifs au 1<sup>er</sup> août 2017. Leur valeur est réévaluée chaque année.

### Exemple de calcul de la CMDPS

#### Puissances Souscrites

PS<sub>1</sub> - 16 000 kW  
PS<sub>2</sub> - 16 000 kW  
PS<sub>3</sub> - 18 000 kW  
PS<sub>4</sub> - 22 000 kW  
PS<sub>5</sub> - 22 000 kW

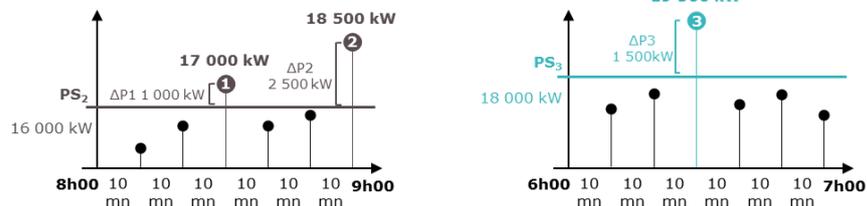


Un client **HTB 2**, en version tarifaire « **Longue Utilisation** », reçoit sa facture RTE du mois de janvier 2018.

3 points 10 minutes en dépassement par rapport à sa puissance souscrite donnent lieu à facturation de la CMDPS.

Les deux premiers correspondent à deux points 10 minutes le lundi 8 janvier entre 8h et 9h (heures pleines de saison haute).

Le troisième correspond à un point 10 minutes le lundi 15 janvier, entre 6h et 7h (heures creuses de saison haute).



$$CMDPS = 0,04 \cdot b_2 \cdot \sqrt{(\Delta P1^2 + \Delta P2^2)} + 0,04 \cdot b_3 \cdot \sqrt{\Delta P3^2}$$

$$= 0,04 \times 11,31 \times \sqrt{(1\ 000^2 + 2\ 500^2)} + 0,04 \times 9,40 \times \sqrt{1\ 500^2}$$

$$= 1\ 782,12 \text{ €}$$

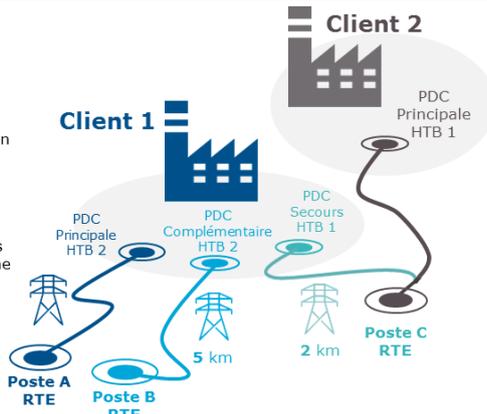
**b<sub>2</sub> = 11,31**  
**b<sub>3</sub> = 9,40**

Exemple réalisé avec les tarifs au 1<sup>er</sup> août 2017. Leur valeur est réévaluée chaque année.

### Exemple de calcul des frais fixes CACS

Un client réseau dispose :

- D'une alimentation principale en HTB 2, reliée en aérien à un premier poste RTE ;
- D'une alimentation complémentaire en HTB 2, reliée en aérien à un second poste RTE dédié;
- D'une alimentation de secours en HTB 1, reliée à un troisième poste RTE, partagé avec l'alimentation principale d'un autre client.



Exemple réalisé avec les tarifs au 1<sup>er</sup> août 2017. Leur valeur est réévaluée chaque année.

#### Alimentation complémentaire :

1 cellule HTB 2 **61 305,36 €**

5 km de ligne aérienne à **6 141,25 €/km**

Frais Fixes complémentaire: **92 011,61 €**

#### Alimentation de secours :

Pas de cellule dédiée **0 €**

2 km de ligne aérienne à **3 644,10 €/km**

Frais Fixes secours : **+ 7 288,20 €**

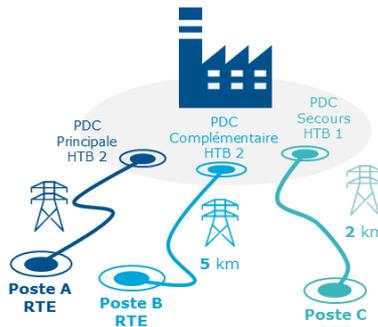
**TOTAL Frais Fixes CACS : 99 299,81 €**

### Exemple de calcul de soutirage et de dépassement de PS sur une alimentation de secours

Un client HTB 2, dispose :

- D'une alimentation principale en HTB 2, reliée en aérien à un premier poste RTE ;
- D'une alimentation complémentaire en HTB 2, reliée en aérien à un second poste RTE dédié;
- D'une alimentation de secours en HTB 1, reliée à un troisième poste RTE, partagé avec l'alimentation principale d'un autre client et pour laquelle, il souscrit une **PS de 5000 kW**.

Sur le mois de janvier 2018, il **consomme 9 000 kWh** sur son alimentation de secours et **dépasse de 200 kW** sa puissance souscrite sur un point 10 minutes.



Exemple réalisé avec les tarifs au 1<sup>er</sup> août 2017. Leur valeur est réévaluée chaque année.

Domaine de tension  
Alimentation Principale

**HTB 2**

Domaine de tension  
Alimentation de secours

**HTB 1**

Prime Fixe €/kW/an	Part Energie c€/kWh	Dépass. PS α.c€/kW
1,51	1,25	6,63

Coût Prime fixe  
 $1,51 \times 5\,000 = 7\,550 \text{ €/an} = 629,17 \text{ €/mois}$

Coût Part Energie  
 $0,0125 \times 9\,000 = 112,5 \text{ €}$

Coût Dépassements de PS  
 $0,0663 \times 200 = 13,26 \text{ €}$

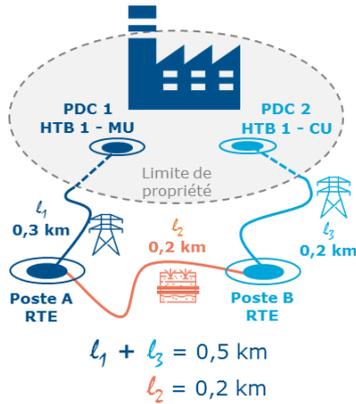
**TOTAL Soutirages CACS du mois : 754,93 €**

### Exemple de calcul de la Composante de Regroupement de 2 points de connexion

Un client regroupe deux Points de Connexion en HTB 1 : le premier en version tarifaire MU et le second en version tarifaire CU.

A partir des points de connexion, la plus petite distance du Réseau Public de Transport pour relier ces deux points vaut **0,7 km**, incluant 0,2 km de liaisons souterraines et 0,5 km de liaisons aériennes.

Pour le point de regroupement, le cumul des courbes de charge synchrones des PDC 1 et 2 donne une **courbe de charge théorique**, à partir de laquelle sont déterminés : le jeu de PS optimum et la version tarifaire la plus adéquate.



#### 1. Point de regroupement : HTB 1 Moyenne Utilisation

Jeu de PS optimum (MW)					Coefficients $\beta$ (en %)				
HPTE (i=1)	HPSH (i=2)	HCSH (i=3)	HPSB (i=4)	HCSB (i=5)	$\beta_1$	$\beta_2$	$\beta_3$	$\beta_4$	$\beta_5$
36,5	36,5	36,5	37	37	100	96	79	54	25

Avec  $\beta_i = b_i/b_1$

#### 2. Calcul de la PS<sub>regroupée</sub>

$$PS_{regroupée} = PS_1 + \sum_{i=2}^{n+5} \beta_i (PS_i - PS_{i-1})$$

$$= 36\,500 + 0,96 \times 0 + 0,79 \times 0 + 0,54 \times 500 + 0,25 \times 0$$

$$= 36\,770 \text{ kW}$$

#### 3. Composante de regroupement

k HTB 1	L. aériennes	L. souterraines
c€/kW/km/an	<b>72,92</b>	<b>128,17</b>

$$CR = \ell.k.PS_{regroupée}$$

$$= [(0,2 \times 1,2817) + (0,5 \times 0,7292)] \times 36\,770$$

$$= 22\,831,96 \text{ €/an}$$

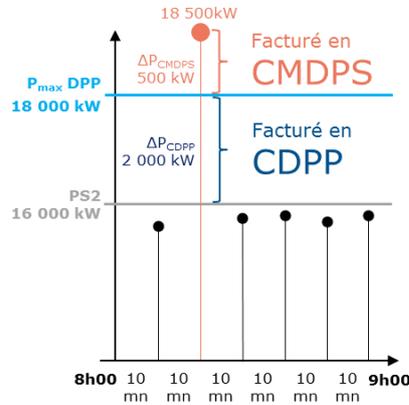
Exemple réalisé avec les tarifs au 1<sup>er</sup> août 2017. Leur valeur est réévaluée chaque année.

### Exemple de calcul de CDPP

Un client HTB 2, en version tarifaire « Longue Utilisation », bénéficie du tarif spécifique de dépassement ponctuel sur 3 jours de novembre.

En heures pleines de saison haute, pour lesquelles la puissance souscrite du client vaut **16 000 kW**, la puissance maximale pour travaux demandée dans le cadre de la **DPP est 18 000 kW**.

Durant ces 3 jours, il dépasse sa puissance souscrite sur 1 point 10 minutes en soutirant **18 500 kW**.



Coefficient pondérateur $b_2$	Coefficient $\alpha$ HTB 2
11,31	0,000143

#### Facturation CDPP du dépassement

$$CDPP = 0,000143 \times 11,31 \times 2000$$

$$= 3,23 \text{ €}$$

#### Facturation CMDPS du dépassement

$$CMDPS = 0,04 \cdot b_2 \cdot \sqrt{\Delta P_{CMDPS}^2}$$

$$= 0,04 \times 11,31 \times \sqrt{500^2}$$

$$= 226,20 \text{ €}$$

Exemple réalisé avec les tarifs au 1<sup>er</sup> août 2017. Leur valeur est réévaluée chaque année.

# Vos interlocuteurs commerciaux

**Laurent LAMY**  
Service Commercial de St Denis  
laurent.lamy@rte-france.com



**Christelle COPPENS-CHALHOUB**  
Service Grands Comptes  
christelle.coppens-chalhoub@rte-france.com



**Arthur AUDOUARD**  
Service Commercial de St-Quentin  
arthur.audouard@rte-france.com



**Alexandre PARISOT**  
Service Commercial de Lille  
alexandre.parisot@rte-france.com



**Benoît GIRAUDET**  
Service Commercial de  
Nantes  
benoit.giraudet@rte-  
france.com



**Virginie BERTIN**  
Service Commercial de  
Nancy  
virginie.bertin@rte-  
france.com



**Cyril GALABERT**  
Service Commercial de  
Toulouse  
cyril.galabert@rte-france.com



**Dominique CHERBLANC**  
Service Commercial de  
Lyon  
dominique.cherblanc@rte-  
france.com



**Véronique HUGNY**  
Service Commercial de Marseille  
Veronique.hugny@rte-france.com



**Rte**

Le réseau  
de transport  
d'électricité

**DIRECTION COMMERCIALE**

Tour Initiale – 1, terrasse Bellini – TSA 41 000  
92919 Paris la Défense cedex