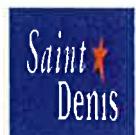




Syndicat Mixte des Réseaux d'Energie Calorifique



DELEGATION DE SERVICE PUBLIC DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION DE CHALEUR DU SYNDICAT MIXTE DES RESEAUX d'ENERGIE CALORIFIQUE



Règlement de Service

Conforme à l'Avenant n°4 à la Convention de délégation de service public de production et de distribution de chaleur.

AZ +

SOMMAIRE

CHAPITRE I.....	4
DISPOSITIONS GENERALES	4
ARTICLE 1 – OBJET DU REGLEMENT	4
ARTICLE 2 – PRINCIPES GENERAUX DU SERVICE ET DEFINITIONS	4
ARTICLE 3 – MODALITES DE FOURNITURE DE L'ENERGIE CALORIFIQUE	5
ARTICLE 4 – OBLIGATION DU DELEGATAIRE.....	5
CHAPITRE II.....	6
CONDITIONS DE LIVRAISON DE L'ENERGIE CALORIFIQUE	6
ARTICLE 5 – CONDITIONS TECHNIQUES DE LIVRAISON.....	6
ARTICLE 6 – CONDITIONS GENERALES DU SERVICE	6
ARTICLE 7 – CONDITIONS PARTICULIERES DU SERVICE.....	7
ARTICLE 8 – CONDITIONS D'ETABLISSEMENT DU BRANCHEMENT ET DU POSTE DE LIVRAISON.....	8
ARTICLE 9 - COMPTEURS.....	8
ARTICLE 10 – CHOIX DES PUISSANCES SOUSCRITES	9
ARTICLE 11 – MODIFICATION DES PUISSANCES SOUSCRITES	10
ARTICLE 12 – ESSAIS CONTRADICTOIRES	10
ARTICLE 13 – OBLIGATIONS ET RESPONSABILITES DES ABONNES.....	11
CHAPITRE III.....	13
ABONNEMENTS ET RACCORDEMENTS.....	13
ARTICLE 14 – DEMANDE D'ABONNEMENT	13
ARTICLE 15 – OBLIGATION DE RACCORDEMENT	13
ARTICLE 16 – REGLES GENERALES CONCERNANT LES USAGERS RACCORDES	13
ARTICLE 18 – DROIT DE RACCORDEMENT.....	21
ARTICLE 19 – PAIEMENT DES EXTENSIONS PARTICULIERES	21
CHAPITRE IV	23
CONDITIONS DE PAIEMENT	23
ARTICLE 20 – FACTURATION	23
ARTICLE 21 – CONDITIONS DE PAIEMENT DES DROITS DE RACCORDEMENT	52
ARTICLE 22 – FRAIS DE FERMETURE ET DE BRANCHEMENT	52
CHAPITRE V	53
DISPOSITIONS D'APPLICATION	53
ARTICLE 23 – DATE D'APPLICATION	53
ARTICLE 24 – MODIFICATION DU REGLEMENT	53
ARTICLE 25 – CLAUSE D'EXECUTION	53
ANNEXE 2 – ACTIVITE COMPLEMENTAIRE DE FROID.....	54
ARTICLE 1 : PRINCIPES GENERAUX	55
ARTICLE 2 : NATURE ET CARACTERISTIQUES DU FLUIDE PRIMAIRE	55
ARTICLE 3 : BRANCHEMENT ET POSTE DE LIVRAISON	55
ARTICLE 4 : LIMITES DE FOURNITURE	56
ARTICLE 5 : CONDITIONS GENERALES	56
ARTICLE 6 : CONDITIONS PARTICULIERES.....	57
ARTICLE 7 : PUissance SOUSCRITE	58
ARTICLE 8 : TARIF DE VENTE DE L'ENERGIE FRIGORIFIQUE ET INDEXATION.....	58



ARTICLE 9 : DROITS DE RACCORDEMENT	59
ARTICLE 10 : IMPOTS ET TAXES	59
ARTICLE 11 : FACTURATION DES FOURNITURES ET CONDITIONS DE PAIEMENT	59
ARTICLE 12 : DUREE DE L'OPTION FROID	59

A handwritten signature consisting of the letters "AL" underlined, followed by a stylized flourish.

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GENERALES

En vertu de la convention de Délégation de Service Public, notifiée le 21 mars 2014, entre le Syndicat Mixte des réseaux d'énergie calorifique et GDF SUEZ ENERGIE SERVICES, prise en son entité Plaine Commune Energie, ce dernier assure la distribution d'énergie calorifique et prend la qualité de « DELEGATAIRE » pour l'exécution du présent règlement qui a reçu son agrément.

ARTICLE 1 – OBJET DU REGLEMENT

Le présent règlement a pour objet de définir les rapports entre les abonnés et le service.

Il est établi en conformité avec les dispositions du contrat susvisé, dont les abonnés ont la faculté de prendre connaissance dans les locaux du Syndicat Mixte des réseaux d'énergie calorifique

ARTICLE 2 – PRINCIPES GENERAUX DU SERVICE ET DEFINITIONS

Le DELEGATAIRE est chargé d'exploiter, à ses risques et périls, le service de production, de transport et de distribution de chaleur. Il assure la gestion et l'exploitation des ouvrages y afférents et, en conséquence, la sécurité, le bon fonctionnement, l'entretien, la réparation et le renouvellement de ces ouvrages.

Les ouvrages du service, appelés aussi installations primaires comprennent :

- les ouvrages de production, de transport et de distribution comportant :
 - a) les locaux des chaufferies (définis dans l'inventaire en annexe 2) ainsi que les ouvrages de pompage, de traitement d'eau, électriques...
 - b) les équipements de production de chaleur, le comptage de l'énergie calorifique...
 - c) le réseau de distribution publique, (y compris génie civil)
 - d) les équipements en chambres de vannes, de compensateurs de purge et de vidange (y compris génie civil)
 - e) le branchement depuis le réseau jusqu'au poste d'échange
 - f) le poste d'échange
 - g) le dispositif de comptage de l'énergie calorifique livrée,

Les ouvrages f et g sont établis dans un local, appelé poste de livraison, et qui est mis gratuitement à la disposition du service par l'abonné.

Les installations d'utilisation ou de répartition de la chaleur, appelées aussi installations secondaires, ne font pas partie des ouvrages du service. Elles sont établies et entretenues par l'abonné et à sa charge. Le DELEGATAIRE peut contrôler sur plan et sur place, et sans que sa responsabilité soit engagée, la réalisation de tous les éléments en contact avec le fluide primaire. Il peut refuser le raccordement ou la mise en service en cas de non-conformité avec la réglementation, avec les règles et normes notamment de sécurité, préalablement portées à la connaissance de l'abonné.

AJ 

ARTICLE 3 – MODALITES DE FOURNITURE DE L'ENERGIE CALORIFIQUE

Tout abonné éventuel désireux d'être alimenté en énergie calorifique doit souscrire auprès du DELEGATAIRE de distribution d'énergie calorifique une demande d'abonnement, et est, de ce fait, soumis aux dispositions du présent règlement et aux modifications ultérieures qui pourraient lui être apportées selon la procédure prévue à l'article 24.

Le présent règlement de service est annexé à la demande d'abonnement.

ARTICLE 4 – OBLIGATION DU DELEGATAIRE

Le DELEGATAIRE est tenu de fournir aux conditions du présent règlement de service l'énergie demandée dans la limite de la puissance souscrite.

A handwritten signature consisting of the letters "AL" followed by a stylized surname.

CHAPITRE II

CONDITIONS DE LIVRAISON DE L'ENERGIE CALORIFIQUE

ARTICLE 5 – CONDITIONS TECHNIQUES DE LIVRAISON

Le réseau de chaleur se présente soit

- sous la forme d'une distribution d'eau surchauffée à une température variant de 105°C en été à 180°C en hiver sur une partie du réseau (réseau principal)
- sous forme d'eau chaude, avec une température de départ inférieure à 109°C sur l'autre partie du réseau (réseau Cornillon, Landy, Urbaparc et l'Île-Saint-Denis ainsi que les réseaux secondaires intégrant les ouvrages concédés : Clos Saint Lazare et Floréal)
- sous forme d'eau chaude, avec une température de départ inférieure à 65 °C et une température maximale de retour de 45 °C sur une partie du réseau (réseau Pleyel / Village Olympique)
- sous forme de vapeur à une température de 200°C et à haute pression sur une partie du réseau (réseau Pleyel historique).

L'énergie nécessaire au fonctionnement de l'installation de chauffage est à la disposition de l'ABONNE à une température qui évolue en fonction de la température extérieure tout en garantissant la satisfaction des besoins de l'ABONNE. Le secondaire de l'échangeur est normalement prévu pour une pression totale de 6 bars.

La limite physique du primaire est ainsi constituée par les brides de sortie des échangeurs (les soupapes des échangeurs et le compteur de chaleur sont compris dans la partie primaire).

Nota : Lorsque des fournitures différentes ou d'autres natures sont envisagées, elles sont précisées aux "CONDITIONS PARTICULIERES" figurant dans la police d'abonnement, qui mentionnent également les prix nouveaux résultant des dispositions adoptées.

ARTICLE 6 – CONDITIONS GENERALES DU SERVICE

I. Périodes de fournitures

1.1. *Fournitures au sein de la saison de chauffage*

Les dates de début et de la fin de saison de chauffage (période au cours de laquelle le DELEGATAIRE doit être en mesure de fournir la chaleur nécessaire dans les 24 heures suivant la demande de l'abonné) sont les suivantes :

- Début de la saison de chauffage : 1er octobre
- Fin de la saison de chauffage 31 mai de l'année suivante.

AB ✓

1.2. Fournitures en dehors de la saison de chauffage

Si l'abonné demande des garanties de fournitures en dehors de la saison de chauffage, le DELEGATAIRE sera tenu de les accorder aux conditions fixées par sa demande d'abonnement.

II. Travaux d'entretien courant

Ces travaux sont exécutés en dehors de la saison de chauffage ou pendant cette période à la condition qu'il n'en résulte aucune perturbation pour le service des abonnés.

Les travaux d'entretien programmables des appareils en postes de livraison sont exécutés pendant un arrêt annuel normal d'une durée maximale de 5 jours sur l'année avec un maximum de 72 (soixante douze) heures consécutives en été et 12 (douze) heures consécutives pendant la saison de chauffe, hors dimanche et jours fériés. La durée et la date sont fixées par le DELEGATAIRE ; elles sont communiquées à chaque abonné et, par avis collectifs, aux usagers concernés et au DELEGANT avec un préavis minimal de 10 (dix) jours.

III. Travaux de gros entretien, de renouvellement et d'extension

Tous travaux programmables exigeant la mise hors service des ouvrages sont exécutés en dehors de la saison de chauffage, et en une seule fois si possible, sauf dérogation accordée par le Syndicat.

La période et la durée d'exécution de ces travaux sont fixées par le Syndicat après avis du DELEGATAIRE. Les dates sont communiquées aux abonnés et, par avis collectifs, aux usagers concernés.

ARTICLE 7 – CONDITIONS PARTICULIERES DU SERVICE

I. Arrêts d'urgence

Dans les circonstances exigeant une interruption immédiate, le DELEGATAIRE doit prendre d'urgence les mesures nécessaires. Il en avise sans délai le Syndicat, les abonnés concernés et, par avis collectifs, les usagers concernés.

II. Autres cas d'interruption de fourniture

Le DELEGATAIRE a le droit, après en avoir avisé le Syndicat, de suspendre la fourniture de chaleur à tout abonné dont les installations seraient une cause de perturbation pour les ouvrages du service. En cas de danger, il intervient sans délai pour prendre toutes les mesures de sauvegarde mais doit prévenir immédiatement l'abonné et, par avis collectifs, les usagers concernés. Il rend compte au Syndicat dans les vingt quatre heures avec les justifications nécessaires.

AJ
b

ARTICLE 8 – CONDITIONS D'ETABLISSEMENT DU BRANCHEMENT ET DU POSTE DE LIVRAISON

Branchement : Le branchement est l'ouvrage par lequel les installations de chauffage d'un abonné sont raccordées à une canalisation de distribution publique. Il est délimité, côté abonné à la bride aval de la première vanne d'isolement rencontrée par le fluide qui l'alimente, et à la bride amont de la dernière vanne d'isolement rencontrée par le fluide qu'il renvoie au réseau.

Postes de livraison: Les ouvrages du circuit primaire situés en aval du branchement et dans la propriété de l'abonné (tuyauterie de liaison intérieure, régulation primaire, comptage, échangeur avec ses accessoires de contrôle et de régulation automatique de la température du circuit secondaire) sont établis, entretenus et renouvelés par le DELEGATAIRE dans les mêmes conditions que les branchements.

Un schéma des limites de prestations entre l'abonné et le DELEGATAIRE sera joint à la police d'abonnement.

ARTICLE 9 - COMPTEURS

Les compteurs sont fournis, posés entretenus et renouvelés par le DELEGATAIRE.

Les compteurs d'énergie sont posés sur les canalisations de retour de chauffage au plus près des échangeurs du circuit primaire

Les compteurs sont relevés mensuellement, les deux derniers jours ouvrables du mois ou les deux premiers jours ouvrables du mois suivant.

En cas d'accident indépendant de la prestation du DELEGATAIRE, dégradant les conditions métrologiques de la mesure, le renouvellement du compteur sera à la charge de l'Abonné.

Par ailleurs, en cas de modification de la puissance souscrite, les compteurs devront, si nécessaire, être modifiés ou remplacés par d'autres compteurs de calibre et de type convenables. Ces travaux et fournitures seront à la charge de l'Abonné.

Le DELEGATAIRE procédera à la vérification des compteurs aussi souvent qu'il le jugera utile, sans frais pour l'Abonné. L'Abonné aura toujours le droit de demander la vérification des compteurs.

Le contrôle des compteurs d'énergie sera effectué suivant la norme NF EN 1434 pour les compteurs pour laquelle le fournisseur fournira au DELEGATAIRE le certificat de contrôle initial.

Les frais de la vérification sont à la charge de l'Abonné, si le compteur est reconnu comme fonctionnant dans les limites de la tolérance indiquées par le Constructeur. Ils sont à la charge du DELEGATAIRE dans le cas contraire.

S'il était révélé que le compteur donnait des indications erronées, en dehors d'une tolérance de + ou - 5% par rapport à la consommation de référence, le DELEGATAIRE remplacera ces indications par la valeur calculée suivant la formule ci-après :

Compteur d'énergie chauffage :

$$Ce = Cr \times \frac{Dju}{Djur}$$

AJ

Formule dans laquelle :

Ce = Consommation estimée pour la période où les consommations n'auront pu être retenues.

Cr = Consommation de référence précédente où les indications du compteur ont été reconnues exactes. Cette référence sera la saison de chauffage dans le cas où le compteur n'aurait pas été reconnu défaillant ou le même mois de la saison de chauffage précédente si la saison de chauffage ne peut être prise en compte. S'il n'y a pas de référence précédente, le premier mois entier suivant la remise en état du compteur sera pris en compte.

Djur = Nombre de degrés jour unifié publiés par Météoclim à la station du Bourget pour la période de référence ci-dessus.

Dju = Nombre de degrés jour unifié publiés par Météoclim à la station du Bourget pour la période estimée.

Cette formule de mesure de consommation sera appliquée jusqu'à la remise en état du compteur.

ARTICLE 10 – CHOIX DES PUISSANCES SOUSCRITES

La puissance souscrite dans la demande d'abonnement exprimée en kW est la somme des puissances souscrites chauffage et eau chaude sanitaire.

La puissance souscrite dans la demande d'abonnement est la puissance calorifique maximale que le DELEGATAIRE est tenu de mettre à la disposition de l'abonné.

Elle est égale ou supérieure à la somme :

- de la puissance calorifique maximale en service continu, somme des besoins calorifiques de chauffage des bâtiments de l'abonné, des pertes internes de distribution et des pertes particulières éventuellement liées au mode de chauffage choisi, ⁽¹⁾
Cette somme est affecté d'un coefficient de surpuissance pour remise en température après baisse ou arrêt du chauffage de 1,10 pour les bâtiments d'habitation et de 1,20 pour les autres bâtiments.
- des besoins de l'abonné pour sa production éventuelle d'eau chaude sanitaire. La puissance nécessaire à la production d'eau chaude sanitaire est fixée dans la demande d'abonnement en fonction des besoins de l'abonné et des caractéristiques des installations du poste de livraison.
Cette puissance est affectée d'un coefficient de surpuissance de 1,20.
Chaque abonné reste libre de choisir une puissance souscrite supérieure si le niveau de confort désiré dépasse la puissance souscrite ci-dessus. Dans ce cas, la puissance souscrite est précisée dans la police d'abonnement.

La puissance souscrite ne peut pas être supérieure à la puissance du poste de livraison de l'abonné, calculée suivant les normes en vigueur, le poste de livraison fonctionnant dans les conditions retenues lors de la demande d'abonnement.

(1) Les besoins calorifiques tiennent notamment compte de la température minimale de base pour laquelle a été calculée l'installation. Ils seront fixés par application des normes françaises en vigueur, disponibles en particulier au centre scientifique et technique du bâtiment (C.S.T.B.).

La puissance souscrite ne peut pas être inférieure à 30 kW (excepté dans le cas de URBAPARC et de la ZAC Saint Léger).

L'abonné peut limiter pendant un an la puissance souscrite à celle des locaux en service pour tenir compte de l'échelonnement dans l'édification et la mise en service des bâtiments.

Si la puissance réelle est inférieure à la valeur calculée ci-dessus, la puissance souscrite chauffage sera égale à cette valeur majorée du coefficient de surpuissance.

Autre fourniture d'énergie calorifique

La puissance souscrite « autre fourniture d'énergie calorifique » est fixée dans la demande d'abonnement.

Dépassement de puissance souscrite

En cas de dépassement de la puissance souscrite l'abonné subira une pénalité de dépassement de puissance égale à 5 fois la valeur de dépassement enregistrée sur la base de la redevance R2.

La pénalité s'applique sur la base de la puissance souscrite.

Le dépassement de la puissance souscrite est constaté pour à un dépassement consécutif de deux heures répété trois fois pendant la saison de chauffe, dans les conditions générales de base.

Dans le cas où les conditions extérieures de base de -7°C seraient dépassées le dépassement de puissance serait ramené aux conditions extérieures de -7°C. Le calcul prendra pour référence la température extérieure mesurée et publiée par la station du Bourget le jour du dépassement.

La pénalité serait effacée si l'Abonné opte pour le réajustement de la puissance souscrite à la valeur du dépassement le mois où celui-ci a été constaté.

ARTICLE 11 – MODIFICATION DES PUISSANCES SOUSCRITES

L'abonné a la faculté de demander la révision de son abonnement à la suite de la réalisation de travaux visant à économiser l'énergie à la date d'échéance de sa police d'abonnement.

Dans ce cas, il détermine sa demande de nouvelle puissance souscrite sur la base d'un calcul effectué conformément aux dispositions du *Décret n°2011-1984 du 28 décembre 2011 relatif au réajustement de la puissance souscrite dans les contrats d'abonnement aux réseaux de chaleur*. Le cas échéant, l'abonné peut demander qu'un essai contradictoire soit effectué selon les modalités définies à l'article 12 ci-après ; les frais de cet essai sont alors à la charge de l'abonné.

Si la puissance ainsi déterminée est inférieure de plus de 10 % à la puissance initialement souscrite, elle donne lieu à minoration de la puissance souscrite dès la facturation qui suit le mois au cours duquel l'essai a été réalisé.

ARTICLE 12 – ESSAIS CONTRADICTOIRES

Un essai contradictoire peut être demandé⁽¹⁾ :

(1) Pour cet essai effectué dans les conditions précisées au fascicule C.C.O. du C.C.T.G. de travaux applicables aux travaux de génie climatique, il est installé à titre provisoire sur le poste de livraison de l'abonné, un enregistreur continu des puissances délivrées par le fluide primaire. A défaut, on relèvera les indications du compteur d'énergie cumulées pendant des périodes de dix minutes, d'où l'on déduira la puissance moyenne délivrée pendant chacune de ces périodes. Ces relevés seront effectués pendant une durée qui ne pourra être inférieure à vingt quatre heures consécutives et détermineront la puissance maximale appelée dans les conditions de l'essai. Si un enregistreur peut être mis en place, la durée de vingt quatre heures doit être portée à sept jours. On calculera à partir de cette mesure, la puissance maximale en service continu appelée lorsque la température extérieure de base (-7°C) est atteinte et on la multipliera par le coefficient de surpuissance contractuel pour obtenir la puissance souscrite.

AJ ✓

-
- par l'abonné, s'il estime ne pas disposer de la puissance souscrite, ou s'il désire diminuer cette puissance,
 - par le DELEGATAIRE, s'il estime que l'abonné appelle davantage que la puissance souscrite.
- a) Pour les vérifications à la demande de l'abonné, si la puissance ainsi déterminée est conforme ou supérieure à celle fixée à la police d'abonnement, les frais entraînés sont à la charge de l'abonné et il lui appartient, s'il le désire, soit de modifier l'équipement de son poste de livraison soit de modifier sa puissance souscrite. Dans le cas contraire, les frais entraînés sont à la charge du DELEGATAIRE, qui doit rendre la livraison conforme.
- b) Pour les vérifications à la demande du DELEGATAIRE, si la puissance ainsi déterminée est supérieure à la puissance souscrite initiale ou révisée, le DELEGATAIRE peut demander :
- soit que l'abonné réduise sa puissance absorbée à la puissance souscrite, par des dispositions matérielles contrôlables soit qu'il ajuste sa puissance souscrite à la valeur effectivement constatée.

Dans ces deux cas, les frais de l'essai sont à la charge de l'abonné. Si la puissance ainsi déterminée est conforme, les frais de l'essai sont à la charge du DELEGATAIRE.

ARTICLE 13 – OBLIGATIONS ET RESPONSABILITES DES ABONNES

Chaque abonné a la charge et la responsabilité de ses propres installations, dites secondaires: robinetteries, appareils de contrôle, de régulation et de sécurité, vase d'expansion (selon le cas), appareillages d'émission calorifique, etc...

Le local du poste de livraison est mis gratuitement à la disposition du DELEGATAIRE par l'abonné qui en assure en permanence le clos et le couvert.

Ce local devra être conforme aux réglementations en vigueur, en particulier au DTU 65-3 et à l'arrêté du 23 juin 1978.

L'abonné permet également l'accès aux compteurs et vannes de branchement.

En outre, l'abonné assure à ses frais et sous sa responsabilité :

- le fonctionnement, l'entretien, le renouvellement et la mise en conformité des installations du service autres que les installations primaires,
- la maintenance de ses propres installations de production de chaleur en vue d'assurer, le cas échéant, l'appoint et le secours,
- la fourniture de l'électricité nécessaire au fonctionnement et à l'éclairage du poste de livraison et au fonctionnement des installations secondaires et primaires,
- la fourniture de l'eau froide nécessaire à l'alimentation des équipements de production d'eau chaude sanitaire et au fonctionnement des installations secondaires,
- la prévention de la corrosion et de l'entartrage dus aux fluides secondaires, conformément à l'avis technique C.S.T.B. n° 14/93-346 ;
- le traitement de l'eau chaude sanitaire éventuel suivant les prescriptions des additifs 4 et 5 du DTU GO.1,

AJ +

-
- le réglage, le contrôle, la sécurité ainsi que la conduite et l'entretien complet des installations secondaires.

Il assume les risques qui découlent des activités ci-dessus.

Toute utilisation directe ou puisage du fluide primaire est formellement interdite.

Lorsque les corrosions et/ou désordres, quelles qu'en soient la nature et les causes, sont constatés, plus particulièrement, les échangeurs, il est d'ores et déjà convenu que :

- S'il s'avère que l'origine de ces désordres provient des installations primaires, les réparations et/ou remplacements sont pris en charge par le DELEGATAIRE.
- S'il s'avère que l'origine de ces désordres provient des installations secondaires, les réparations et/ou remplacements sont pris en charge par l'Abonné.

AZ ✓

CHAPITRE III

ABONNEMENTS ET RACCORDEMENTS

ARTICLE 14 – DEMANDE D'ABONNEMENT

Les abonnements sont accordés aux propriétaires et usufruitiers de l'immeuble, ainsi qu'aux locataires et occupants de bonne foi, sous réserve que la demande de ces derniers soit contresignée par le propriétaire ou l'usufruitier qui s'en porte garant ou qu'à défaut de cette signature le demandeur constitue un dépôt de garantie⁽¹⁾.

Le DELEGATAIRE est tenu de fournir à tout candidat à l'abonnement remplissant les conditions énoncées au présent règlement, dans un délai qui sera porté à la connaissance du candidat lors de la signature de sa demande, la chaleur nécessaire pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire.

Le DELEGATAIRE peut se réservoir à accorder ou refuser un abonnement ou limiter la puissance souscrite si l'importance de celle-ci nécessite la réalisation d'un renforcement de l'alimentation.

Avant de raccorder définitivement un immeuble neuf, le DELEGATAIRE peut exiger du pétitionnaire la preuve qu'il est en règle avec les règlements d'urbanisme.

ARTICLE 15 – OBLIGATION DE RACCORDEMENT

Sans objet.

ARTICLE 16 – REGLES GENERALES CONCERNANT LES USAGERS RACCORDES

Les abonnements sont conclus pour une durée équivalente à la durée restante de la délégation de service public, l'abonné ayant toutefois la faculté de résilier, sans indemnité, son abonnement à l'issue d'une période expirant à la 13^{ème} année à compter de la date de signature de sa police.

L'abonné ne peut procéder à la résiliation de son abonnement avant l'expiration de cette période de 13 ans. A défaut, il sera redevable à l'encontre du DELEGATAIRE d'une indemnisation de dé-raccordement équivalente à la somme des montants R2 (en vigueur à la date de demande de dé-raccordement) restant dus jusqu'au terme de la durée initialement souscrite.

Lors de la cessation de l'abonnement, le branchement est fermé et le compteur peut être enlevé. Les frais de fermeture sont à la charge de l'abonné dans les conditions prévues à l'article 22.

Le DELEGATAIRE remet au nouvel abonné un exemplaire des tarifs en vigueur.

Tout abonné peut en outre consulter les délibérations fixant les tarifs dans les locaux du Syndicat Mixte des réseaux d'énergie calorifique.

Les abonnements peuvent être souscrits à toute époque de l'année,
Les abonnements sont cessibles à un tiers à toute époque de l'année, moyennant un préavis de 10 (dix) jours.

(1) Ce dépôt de garantie ne devra pas être supérieur à la valeur de la moitié de la facturation de la quantité annuelle d'énergie consommée correspondant à la puissance souscrite.

A l'issue du premier exercice, ce dépôt de garantie peut faire l'objet d'un réajustement en hausse ou en baisse pour tenir compte de la consommation réelle de l'abonné.

Le réajustement ne doit intervenir que s'il existe une différence significative entre les prévisions de consommation envisagées lors de la demande de l'abonnement et celle qui est réellement constatée.



L'ancien abonné ou, dans le cas de décès, ses héritiers ou ayants droits restent responsables vis à vis du DELEGATAIRE de toutes sommes dues en vertu de l'abonnement initial.

ARTICLE 17 – TARIFICATION

Les abonnements ordinaires sont soumis aux tarifs fixés ou approuvés par la CCSPL Ces tarifs auxquels pourront s'ajouter les divers droits et taxes additionnelles au prix de l'énergie calorifique, comprennent :

Les tarifs appliqués aux usagers sont fixés et approuvés par le DELEGANT et comprennent :

A. Un élément proportionnel (R1) représentant le coût de l'énergie (sauf l'électricité afférente aux usages visés en R2), réputée nécessaire pour assurer la fourniture d'un MWh de chaleur.

Cet élément proportionnel correspond au coût d'achat des combustibles ou sources d'énergies alimentant le réseau de chaleur du DELEGANT.

Les termes R1 tiennent compte de la mixité des combustibles utilisés telle que définie ci après :

$$R1 = mix_{Bois1} \times R1Bois1 + mix_{Bois2} \times R1Bois2 + mix_{FDE} \times R1FDE + \dots + mix_{Fabien} \times R1Fabien + \\ \dots + mix_{Landy} \times R1Landy + mix_{Urbaparc} \times R1Urbaparc + mix_{CPCU} \times R1CPCU + mix_{ISD} \\ \times R1ISD + mix_{CN} \times R1CN$$

AP ✓

Le terme R1 tient compte à partir du 1^{er} mai 2014 d'une mixité des combustibles fixe telle que définie ci-après :

MIX	Phase 1*		Phase 2*	
	Mixité hiver*	Mixité été*	Mixité hiver*	Mixité été*
MIX Bois₀	24,92%	80,00%	26,61%	47,83%
MIX Bois2₀	0,00%	0,00%	29,17%	52,17%
MIX FDE₀	39,66%	20,00%	19,45%	0,00%
MIX Fabien₀	14,66%	0,00%	4,22%	0,00%
MIX Landy₀	10,59%	0,00%	12,31%	0,00%
MIX Urbaparc₀	0,56%	0,00%	3,39%	0,00%
MIX CPCU₀	5,12%	0,00%	4,85%	0,00%
MIX ISD₀	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
MIX CN₀	4,49%	0,00%	0,00%	0,00%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

* Phase 1 : du 1^{er} mai 2014 au 31 août 2016

* Phase 2 : à partir du 1^{er} septembre 2016

* Mixité hiver : du 1^{er} octobre au 31 mai

* Mixité été : du 1^{er} juin au 30 septembre

En phases 3 et 4, le terme R1 est calculé en prenant compte de la mixité des combustibles selon les formules suivantes :

$$\begin{aligned}
 R1 = & mix_{Bois1}xR1_{Bois1} + mix_{Bois2}xR1_{Bois2} + mix_{FDE}xR1_{FDE} + mix_{Fabien}xR1_{Fabien} + mix_{Landy}xR1_{Landy} \\
 & + mix_{Urbaparc}xR1_{Urbaparc} + mix_{CPCU}xR1_{CPCU} + mix_{CN}xR1_{CN} + mix_{Géo Auber}xR1_{Géo Auber} \\
 & + mix_{Gaz Auber}xR1_{Gaz Auber}
 \end{aligned}$$

Selon les mixités définies ci-après :

AL
✓

MIX	Phase 3*		Phase 4*	
	Mixité hiver*	Mixité été*	Mixité hiver*	Mixité été*
MIX Bois1₀	25,34%	49,57%	23,83%	39,48%
MIX Bois2₀	27,93%	50,43%	26,08%	43,20%
MIX FDE₀	18,35%	0,00%	17,35%	0,00%
MIX Fabien₀	3,98%	0,00%	3,76%	0,00%
MIX Landy₀	11,45%	0,00%	10,83%	0,00%
MIX Urbaparc₀	3,20%	0,00%	3,03%	0,00%
MIX CPCU₀	4,87%	0,00%	4,61%	0,00%
MIX ISD₀	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
MIX CN₀	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
MIX GEO AUBER	0,00%	0,00%	10,45%	17,31%
MIX GAZ AUBER	4,87%	0,00%	0,06%	0,00%

- * Phase 3 : met fin à la phase 2, débute à compter de la date de mise à disposition de la nouvelle chaufferie gaz appoint secours par le délégant au DELEGATAIRE.
- * Phase 4 : met fin à la phase 3, débute à compter de la mise à disposition des ouvrages de géothermie (doublet géothermique et centrale géothermale) par le délégant au DELEGATAIRE.
- * Mixité hiver : du 1^{er} octobre au 31 mai.
- * Mixité été : du 1^{er} juin au 30 septembre.

En phase 5, le terme R1 est calculé en prenant compte de la mixité des combustibles selon la formule suivante :

$$R1 = \text{mix}_{\text{Bois}1} \times R1_{\text{Bois}1} + \text{mix}_{\text{Bois}2} \times R1_{\text{Bois}2} + \text{mix}_{\text{FDE}} \times R1_{\text{FDE}} + \text{mix}_{\text{Fabien}} \times R1_{\text{Fabien}} + \text{mix}_{\text{Landy}} \times R1_{\text{Landy}} \\ + \text{mix}_{\text{Urbaparc}} \times R1_{\text{Urbaparc}} + \text{mix}_{\text{CPCU}} \times R1_{\text{CPCU}} + \text{mix}_{\text{CN}} \times R1_{\text{CN}} + \text{mix}_{\text{Géo auber}} \times R1_{\text{Géo Auber}} \\ + \text{mix}_{\text{Gaz Auber}} \times R1_{\text{Gaz Auber}} + \text{mix}_{\text{TFP Chaud}} \times R1_{\text{TFP Chaud}}$$

Selon les mixités définies ci-après :

AZ b

Phase 5*		
MIX	Mixité hiver*	Mixité été*
MIX Bois1₀	22,65%	36,91%
MIX Bois2₀	24,78%	40,39%
MIX FDE₀	16,49%	0
MIX Fabien₀	3,58%	0
MIX Landy₀	10,29%	0
MIX Urbaparc₀	2,88%	0
MIX CPCU₀	5,35%	0
MIX ISD₀	0,00%	0
MIX CN₀	0,00%	0
MIX GEO AUBER	9,93%	16,18%
MIX GAZ AUBER	0,06%	0,00%
MIX TFP Chaud	4,00%	6,52%

* Phase 5 : met fin à la phase 4 et débute à compter de la date de mise en service industrielle des ouvrages de géothermie superficielle du Projet Pleyel

Dans le cas où le fait génératrice déclenchant la phase 5 venait à intervenir avant celui des phases précédentes, les Parties conviennent de se revoir afin de réviser les tarifs en conséquence.

- * Mixité hiver : du 1^{er} octobre au 31 mai.
- * Mixité été : du 1^{er} juin au 30 septembre.

B. Un élément fixe (R2), représentant la somme des coûts suivants, ramenée au kW souscrit :

- Le coût des prestations de conduite, de petit et gros entretien nécessaire pour assurer le fonctionnement des installations primaires,
Le coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations primaires (en chaufferie, en sous station « abonnés »),
Le coût des prestations et transmission des informations entre certains postes abonnés (ou chambres) et la sous station d'échange,
Le coût du renouvellement des installations,
Les impôts et taxes divers établis par l'Etat, le département, les établissements publics de coopération intercommunale ou la commune, y compris les impôts relatifs aux immeubles du service,
- Les charges liées à l'amortissement des investissements réalisés par le DELEGATAIRE pour financer les ouvrages utiles à l'ensemble des usagers, et toutes charges financières liées.
- Les frais de contrôle définis à l'article 39 et la redevance d'occupation du domaine public définie à l'article 35.
- Les charges liées à la reprise des montants correspondant aux dépenses que le DELEGANT et le précédent DELEGATAIRE ont exposées pour les travaux réalisés dans l'intérêt du service préalablement à la date de prise d'effet de la présente convention et définis à l'article 8.



- C. Un élément fixe (R2') applicable à l'abonné ou aux abonnés desservis au sein de l'ensemble immobilier du clos Saint Lazare desservi par les sous-stations n° 73, 75 et 85, représentant les charges liées à l'amortissement des investissements réalisés par le DELEGATAIRE pour la remise en état du réseau desservant l'ensemble immobilier du clos Saint Lazare (géré par l'OPH93) non comprises dans le cadre de l'élément R2 ainsi que la séparation hydraulique (et travaux relatifs à cette séparation hydraulique) entre les réseaux desservant les postes de livraison et les réseaux circulant à l'intérieur des immeubles. Cet élément est fixe et non révisable sur une durée de 8 ans à compter de la prise d'effet de la présente convention, à puissance souscrite inchangée au regard du seuil de 11 499 kW applicable au jour de la signature de la présente convention.

Dans l'hypothèse d'une modification de la puissance souscrite du ou des abonnés concernés, le terme R2' sera révisé de telle sorte que le DELEGATAIRE bénéficie du même montant pluriannuel au titre du terme R2' que celui prévu au compte d'exploitation prévisionnel.

Dans l'hypothèse d'une résiliation de la police d'abonnement du ou des abonnés concernés, celui-ci ou ceux-ci devront, en sus de toute indemnité prévue au règlement de service, et conformément audit règlement, verser au DELEGATAIRE le terme R2' qu'ils auraient dû lui verser sur toute la durée restant due en l'absence de résiliation.

- D. Un élément fixe ($R2_{Redevance}$), ramené au kW souscrit, applicable à tous les abonnés, représentant :
- En Phase 3 : le montant de la redevance due par le DELEGATAIRE au Délégant au titre de la mise à disposition de chaudière gaz et d'une partie du réseau
 - En Phase 4 et 5: le montant de la redevance due par le DELEGATAIRE au Délégant au titre de la mise à disposition de la chaudière gaz, des ouvrages de la géothermie et d'une partie du réseau
- E. Un élément fixe ($R2'_{Redevance}$), ramené au kW souscrit, applicable en phases 3,4 et 5 aux abonnés d'Aubervilliers, représentant le montant de la redevance due par le DELEGATAIRE au Délégant au titre de la mise à disposition d'une partie du réseau
- F. Un élément fixe (R2''), ramené au kW souscrit, applicable en phases 3, 4et 5 aux abonnés d'Aubervilliers, représentant une partie du coût des prestations de conduite, de petit et gros entretien nécessaire pour assurer le fonctionnement de la chaudière gaz, des ouvrages de la géothermie, de la sous-station d'échange HP/BP et du réseau permettant d'alimenter les abonnés d'Aubervilliers
- G. Deux éléments fixes négatifs (R3 et R3 Pleyel) représentant le montant des subventions et/ou aides perçues, ramenée au kW souscrit déterminé conformément aux dispositions de l'article 34.6.
- H. Un élément proportionnel (R1CEE) représentant le coût des certificats d'économie d'énergie, ramené au MWh de chaleur.

Dans l'hypothèse où le réseau de chaleur du DELEGANT dépasserait le seuil de l'obligation des certificats d'économie d'énergie (soit 400 GWh de ventes annuelles, seuil réglementaire en vigueur à la date de signature de la présente convention), un terme R1CEE sera facturé à chaque abonné éligible de la manière suivante :

$$R1CEE = 0.103 \times \text{consommations de l'abonné} \times P0$$

Avec $P0 = 3.5 \text{ €/MWhc}$ en date de valeur juillet 2013 selon le référentiel du registre national des CEE (EMMY) soit 0.36 € HT / MWh ramené au MWh vendu.

- I. Un élément proportionnel ($R1CO_2$) représentant le coût des quotas de CO_2 , ramené au MWh de chaleur calculé comme suit :

un terme $R1CO_2$ de 0,215 € HT / MWh sur la base du cours actuel de 4,21 € / Tonne de CO_2 (valeur Juillet 2013).

Le $R1CO_2$ sera actualisé, en fonction du niveau de prix du marché des quotas, du niveau d'allocations gratuites pour chacun des sites de production, déterminé par le PNAQ4 en 2020 et des autres évolutions éventuelles du système.

A ce titre, un compte CO_2 spécifique sera créé dès la prise d'effet du contrat. Il identifiera les éléments suivants :

- Le bilan opérationnel présentant les tonnages alloués et les émissions,
- Les transactions effectuées, tant en achat qu'en vente, soumis à des frais de gestion suivant :
 - o 3k€HT/an par installation dont les émissions sont inférieures à 50kt/an
 - o 6k€HT/an par installation dont les émissions sont supérieures à 50kt/an
 - o 0,5% des transactions nettes.
- Le solde annuel et cumulé avec d'éventuels reports de quotas des années antérieures.

Le compte devra être toujours positif en euros et en quotas. Si nécessaire, le $R1CO_2$ sera actualisé à cet effet.

Un point de rencontre aura lieu chaque année pour valider la politique à mener en termes de CO_2 .

J. Un terme proportionnel $R1TICGN$ représentant, dans la facture mensuelle de chaleur des abonnés assujettis, la prise en compte de la TICGN ramenée au MWh de chaleur calculé comme suit :

Phase 1 :

$$R1TICGN = (1,372 \times A + 1,403 \times B) \times TICGN' + 1,342 \times C \times TICGN$$

Avec :

- TICGN : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel visée au 1 de l'article 265 quinque du code des douanes, soit 1,27 €/MWh pcs au 1er avril 2014
- TICGN' : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel pour les installations bénéficiant du régime privilégié et défini à l'article 265 nonies du code des douanes, soit 1,19 €/MWh pcs au 1er avril 2014
- A : mixité annuelle du combustible gazeux Fort de l'Est en phase 1 soit 36,65 %
- B : mixité annuelle du combustible gazeux Fabien en phase 1 soit 13,54 %
- C : mixité annuelle du combustible gazeux Urbaparc en phase 1 soit 0,52%

Phase 2 :

$$R1TICGN = (1,357 \times A' + 1,327 \times B') \times TICGN' + 1,327 \times C' \times TICGN$$

Avec :

- TICGN : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel visée au 1 de l'article 265 quinque du code des douanes, soit 1,27 €/MWh pcs au 1er avril 2014
- TICGN' : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel pour les installations bénéficiant du régime privilégié et défini à l'article 265 nonies du code des douanes, soit 1,19 €/MWh pcs au 1er avril 2014
- A' : mixité annuelle du combustible gazeux Fort de l'Est en phase 2 soit 19,32 %
- B' : mixité annuelle du combustible gazeux Centrale Nord en phase 2 soit 4,19 %
- C' : mixité annuelle du combustible gazeux Urbaparc en phase 2 soit 3,37 %

Phase 3 :

$$R1TICGN = (1,357 \times A'' + 1,327 \times B'' + 1,313 \times D'') \times TICGN' + 1,327 \times C'' \times TICGN$$

Avec :

- TICGN : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel visée au 1 de l'article 265 quinque du code des douanes, soit 1,27 €/MWh pcs au 1er avril 2014
- TICGN' : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel pour les installations bénéficiant du régime privilégié et défini à l'article 265 nonies du code des douanes, soit 1,19 €/MWh pcs au 1er avril 2014
- A'' : mixité annuelle du combustible gazeux Fort de l'Est (hors nouvelle chaudière « GAZ AUBER ») en phase 3 soit 16,95%
- B'' : mixité annuelle du combustible gazeux Fabien et Centrale Nord en phase 3 soit 3,68%
- C'' : mixité annuelle du combustible gazeux Urbaparc en phase 3 soit 2,96%
- D'' : mixité annuelle du combustible gazeux de la nouvelle chaudière « GAZ AUBER » en phase 3 soit 4,50%

Phase 4 :

$$R1TICGN = (1,357 \times A''' + 1,327 \times B''' + 1,313 \times D''') \times TICGN' + 1,327 \times C''' \times TICGN$$

Avec :

- TICGN : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel visée au 1 de l'article 265 quinque du code des douanes, soit 1,27 €/MWh pcs au 1er avril 2014
- TICGN' : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel pour les installations bénéficiant du régime privilégié et défini à l'article 265 nonies du code des douanes, soit 1,19 €/MWh pcs au 1er avril 2014
- A''' : mixité annuelle du combustible gazeux Fort de l'Est en phase 4 soit 16,03 %
- B''' : mixité annuelle du combustible gazeux Fabien et Centrale Nord en phase 4 soit 3,48 %
- C''' : mixité annuelle du combustible gazeux Urbaparc en phase 4 soit 2,80 %
- D''' : mixité annuelle du combustible gazeux de la nouvelle chaudière « GAZ AUBER » en phase 4 soit 0,6%

Phase 5 :

$$R1TICGN = (1,357 \times A'''' + 1,327 \times B'''' + 1,313 \times D''') \times TICGN' + 1,327 \times C'''' \times TICGN$$

Avec :

AP *DR*

- TICGN : Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel visée de l'article 265 quinques du code des douanes, soit 1,27€/MWh pcs au 1er avril 2014
- TICGN' : Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel visée de l'article 265 nonies du code des douanes, soit 1,19€/MWh pcs au 1er avril 2014
- A''' : mixité annuelle du combustible gazeux Fort de l'Est (hors nouvelle chaudière « GAZ AUBER ») en phase 5 soit 15,24%
- B''' : mixité annuelle du combustible gazeux Fabien et Centrale Nord en phase 5 soit 3,30 %
- C''' : mixité annuelle du combustible gazeux Urbaparc en phase 5 soit 2,66 %

D'' : mixité annuelle du combustible gazeux de la nouvelle chaudière « GAZ AUBER » en phase 5 soit 0,05 %

K. Un terme proportionnel R1 Landy TICGN représentant, dans la facture mensuelle de chaleur des abonnés assujettis, le montant de TICGN facturé au DELEGATAIRE par son fournisseur de chaleur sur la zone du Cornillon Landy, ramené au MWh de chaleur et calculé comme suit :

$$R1 \text{ Landy TICGN} = R1 \text{ Landy TICGN0} \times TICGN / TICGN0$$

Avec :

- $R1 \text{ Landy TICGN0} = 0,15 \text{ € / MWh}$ en phase 1 puis $0,19 \text{ € / MWh}$ en phase 2 puis $0,17 \text{ € / MWh}$ en phase 3 puis $0,16 \text{ € / MWh}$ en phase 4 puis $0,15 \text{ € / MWh}$ en phase 5 (valeur 1er juillet 2013)
- Avec TICGN = montant unitaire de la TICGN en vigueur au moment de la facturation

Avec $TICGN0 = 1,19 \text{ €HT/MWh}$ au 1er juillet 2013

ARTICLE 18 – DROIT DE RACCORDEMENT

Les droits de raccordement représentent la participation du nouvel abonné au coût des travaux nécessaires (branchements, postes de livraison et compteurs) à son raccordement au réseau de distribution de chaleur, dans la limite d'une sous station par lot. Ils sont fixés au prix de maximum de 100 € HT/kW (date de valeur juillet 2013) souscrit par l'abonné ou par le promoteur. Cette valeur est révisée annuellement selon la formule de révision du tarif R2.

Dans l'hypothèse où le promoteur souhaite disposer de plus d'une sous station par lot ou d'une sous-station pour une puissance souscrite inférieure à 100kW, celui-ci devra s'acquitter d'un montant de droit de raccordement supplémentaire déterminé sur la base d'un bordereau des prix unitaires (figurant en annexe 1 au présent Règlement de Service).

Par ailleurs, afin d'inscrire son action dans la démarche de transition énergétique et d'encourager la promotion du réseau de chaleur auprès des abonnés, le DELEGATAIRE est autorisé à appliquer des remises commerciales en fonction de la catégorie d'abonné dans le strict respect du principe d'égalité des abonnés.

ARTICLE 19 – PAIEMENT DES EXTENSIONS PARTICULIERES

1. Cas de simultanéité des demandes

Lorsque plusieurs riverains demandent simultanément à bénéficier d'une extension contre participation aux dépenses, le DELEGATAIRE répartira les frais de réalisation entre les futurs abonnés conformément à l'accord intervenu entre eux.

A défaut d'accord, la part des riverains sera calculée proportionnellement aux distances qui séparent l'origine de leur branchement de l'origine de l'extension et à la puissance souscrite par chacun d'eux.

2. Cas de demandes postérieures aux travaux

Pendant les dix premières années suivant la mise en service d'une extension particulière, un nouvel abonné ne pourra être branché sur l'extension que moyennant le versement d'une somme égale à celle qu'il aurait payée lors de l'établissement de la canalisation, diminuée de 1/10^{ème} par année de service de cette canalisation. Cette somme sera partagée et reversée aux abonnés déjà branchés, proportionnellement à leur participation.

Les droits de raccordement sont déterminés selon la règle générale définie à l'article 18 ci-dessus.

AL ✓

CHAPITRE IV

CONDITIONS DE PAIEMENT

ARTICLE 20 – FACTURATION

Le règlement du prix de vente de la chaleur donne lieu à des versements échelonnés, déterminés dans les conditions suivantes :

1. Redevances proportionnelles R1

L'unité de facturation des redevances proportionnelles est le MWh mesuré au compteur d'énergie.

Les tarifs perçus auprès des usagers sont fixés, dans les conditions et aux montants ci-après définis (valeur 1^{er} juillet 2013) :

- Elément fixe R2 :

- Eléments proportionnels R1 :

	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4	Phase 5
R1	R1 unitaire (€/MWh)				
R1 Bois₀	30,26€/MWh	30,26€/MWh	30,26€/MWh	30,26€/MWh	30,26€/MWh
R1 Bois2₀	0,00€/MWh	31,38€/MWh	31,38€/MWh	31,38€/MWh	31,38€/MWh
R1 FDE₀	41,90€/MWh	43,43€/MWh	43,43€/MWh	43,43€/MWh	43,43€/MWh
R1 Fabien₀	48,94€/MWh	53,13€/MWh	53,13€/MWh	53,13€/MWh	53,13€/MWh
R1 Landy₀	46,84€/MWh	45,19€/MWh	45,19€/MWh	45,19€/MWh	45,19€/MWh
R1 Urbaparc₀	65,87€/MWh	66,25€/MWh	66,25€/MWh	66,25€/MWh	66,25€/MWh
R1 CPCU₀	62,76€/MWh	62,75€/MWh	62,75€/MWh	62,75€/MWh	62,75€/MWh
R1 ISD₀	0,00€/MWh	0,00€/MWh	0,00€/MWh	0,00€/MWh	0,00€/MWh
R1 CN₀	72,34€/MWh	0,00€/MWh	0,00€/MWh	0,00€/MWh	0,00€/MWh
R1 GéoAuber₀	0,00€/MWh	0,00€/MWh	0,00€/MWh	19,36€/MWh	19,36€/MWh
R1 GazAuber₀	0,00€/MWh	0,00€/MWh	57,68€/MWh	56,28€/MWh	56,28€/MWh
R1 TFP Chaud₀	0,00€/MWh	0,00€/MWh	0,00€/MWh	0,00€/MWh	25,31€/MWh

	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4	Phase 5
R2₀	34,05€/kW	50,44€/kW	47,86€/kW	48,86€/kW	51,22€/kW
R2'₀	9,07€/kW	9,07€/kW	9,07€/kW	9,07€/kW	9,07€/kW
R2₀ Redevance	0,00€/kW	0,00€/kW	1,41€/kW	4,45€/kW	4,20€/kW
R2'₀ Redevance	0,00€/kW	0,00€/kW	7,25€/kW	7,25€/kW	7,25€/kW
R2''₀	0,00€/kW	0,00€/kW	0,60€/kW	0,60€/kW	0,60€/kW

Le terme R2'0 est facturé sur une durée maximale globale de 8 ans.

Les éléments tarifaires sont indexés élément par élément, selon les formules suivantes :

- Eléments tarifaires proportionnels R1 Phase 1

♦ Terme R1 bois 1

$$R1Bois1 = R1Bois1_0 \times (0,15 + 0,35 \frac{IT}{IT_0} \times \left(1 + \frac{ET}{100}\right) + A \times 0,5 \times \frac{ICEEB - PF}{ICEEB - PF_0} + B \times 0,5 \times \frac{ICEEB - CIA}{ICEEB - CIA_0})$$

Dans laquelle :

$$R1Bois1_0 = (A * R1Plaquette_0 + B * R1ClasseA_0)$$

- Avec A = part de plaquette dans le mélange soit 50%
- Avec B = part de bois de classe A dans le mélange soit 50%
- Avec R1 Plaquette₀ = 33,78 €/MWh
- Avec R1 ClasseA₀ = 26,74 €/MWh

Les coefficients A et B pourront être revus après accord exprès du Délégué sur la base de justifications. Dans cette hypothèse, l'accord devra intervenir au plus tard le 1^{er} septembre pour la saison de chauffe suivante.

- IT : Dernier indice connu, indice CNR du prix de revient du transport routier de marchandises en régional effectué au moyen de véhicules porteurs 40 tonnes régionaux
- E.T. : dernière valeur connue à la date de révision du taux de l'ECOTAXE de la région Ile de France, valeur en pourcentage comprise entre 0 et 100
- ICEEB-PF = dernière valeur connue à la date de révision de l'Indice du Centre d'Études de l'Économie du Bois, Plaquette forestière (hors bois bûches)
- ICEEB-CIA = Dernière valeur connue à la date de révision de l'Indice du Centre d'Études de l'Économie du Bois, Broyats de recyclage de classe A « Granulométries moyennes et grossières, Humidité <25% »
- R1Bois1₀ = Valeur initiale du R1Bois1 soit 30,26 €/MWh (valeur au 1er juillet 2013) hors coût eco-taxe.
- ICEEB-PF₀ = Valeur initiale de l'indice ICEEB-PF soit 110,5 (valeur au 1er juillet 2013).
- ICEEB-CIA₀ = Valeur initiale de l'indice ICEEB-CIA soit 111,6 (valeur au 1er juillet 2013).
- IT₀ : Dernière valeur connue de cet indice au 1er juillet 2013, soit 136,67

AP *b*

◆ Terme R1 CPCU

$R1_{CPCU} = R1_{CPCU0} \times (A \times I/I_0 + B \times G/G_0 + C \times CH/CH_0 + D \times FU/FU_0 + E \times EnR/EnR_0) + CO2n + TICn + Kn \times Cn \times TICCn + Kn \times Bn \times TICGNn$

$R1_{CPCU0}$: la valeur du terme R1 de la phase 1 au 1^{er} juillet 2013 soit 62,75 €/MWh

Avec :

A, B, C, D, et E : proportions prévisionnelles en volume pour l'année n des différentes sources d'énergie dans le bouquet énergétique annuel de la vapeur CPCU :

$$A + B + C + D + E = 1 \text{ (au 1^{er} juillet 2013 E=0),}$$

Les coefficients de mixité A, B, C, D, E seront définis en fin d'année n pour l'année n+1 sur la base des résultats des saisons antérieures et des prévisions d'évolution pour l'année à venir.

I est la valeur connue au dernier jour du mois facturé de l'indice du prix d'achat par CPCU de la vapeur au SYCTOM correspondant au mois de juillet, et I₀ valeur de cet indice au 1^{er} juillet 2013, soit 13,17 ;

G est la valeur connue au dernier jour du mois facturé de l'indice du prix de vente du gaz manufacturé hors vente aux ménages, marché français – prix départ usine, publié au Bulletin Mensuel de la Statistique (CPF 35.21), et G₀ la valeur de cet indice au 1^{er} juillet 2013, soit 252,2 ;

CH est la valeur connue au dernier jour du mois facturé de l'indice du prix à l'importation hors zone Euro des « houilles pour les autres industries », publié au Bulletin Mensuel de la Statistique (CPF 05.10), et CH₀ la valeur de cet indice au 1^{er} juillet 2013, soit 206,1 ;

FU est la valeur connue au dernier jour du mois facturé de l'indice basé sur les prix DIREM du fioul lourd TBTS, publié par le Syndicat National du Chauffage Urbain et de la climatisation urbaine, et FU₀ la valeur de cet indice au 1^{er} juillet 2013, soit 533,9 ;

EnR est le prix de revient complet moyen global annuel pour l'année n (exprimé en €HT par MWh produit) de la chaleur issue de la co-combustion bois-charbon du parc thermique CPCU, et EnR₀ le prix EnR au 1^{er} juillet 2013, soit 57,45 €HT/MWh ;

CO2n le coût du contenu CO2 du MWh CPCU (exprimé en €HT par MWh livré).

CO2n (€HT/MWh) = [(Emission n – Allocation n) x PCO2 + Solde n-1] / Qn.

Avec:

- Emissions n: prévisions d'émissions pour l'année n
- Allocation n : allocations pour l'année n
- PCO2 : prix d'achat des quotas de CO2
- Solde n-1 : solde de quotas de l'année n-1
- Qn : quantité de chaleur livrée en année n

Pour l'année 2013, le terme CO2 2013 est de 0,31 €HT/MWh.

Cours spot CO2 : Theice (<http://www.theice.com>)

ICn, le Terme Impact Cogénération pour l'année n, qui est égal à :

$$\text{Max [0 ; Min (5 ; (60-CSS)/V)]}$$

AB ✓

Avec :

- 60 = valeur du CSS (Clean Spark Spread) correspondant aux contrats cogénérations dits « 97-01 » pour les 5 mois d'hiver de 2012 (en M€HT)
- V = quantité d'énergie livrée par CPCU en TWh (V= 5 TWh en 2012).
- CSS = Prix de vente de l'électricité – Coût marginal de production (CMP)
- CMP = 1,55 [Prix d'achat du gaz + 0,185 x PsCO2]

Avec :

- PsCO2 : court spot de la tonne CO2
- 0,185 est le facteur de conversion entre 1 MWh de gaz et 1 tonne de CO2
- 1,55 est le Facteur Gaz des centrales de cogénération de CPCU, correspondant à la quantité marginale de gaz nécessaire (MWh PCS) pour produire 1 MWh électrique

La valeur du TIC sera définie, comme les coefficients de mixité A, B, C, D, E, en fin d'année n pour l'année n+1 sur la base des prévisions d'évolution pour l'année à venir.

Pour l'année 2013, la valeur de TIC2013= 5 €HT/MWh

Les indices de référence pour les prix de l'énergie relatifs au calcul du CSS sont :

- Électricité : EEX Power Derivatives (<http://www.eex.com>)
- Gaz : Powernext (<http://www.powernext.com>)
- Cours spot CO2 : Theice (<http://www.theice.com>)

$K_n \times C_n \times TICC_n$: Taxe intérieure sur le charbon

Avec :

- K_n , Indice K correspondant au coefficient d'assujettissement du réseau CPCU au regard de la taxe intérieure sur le charbon, ayant pour valeur 0,534 au 1er juillet 2013,
- C_n , proportion prévisionnelle de charbon dans le bouquet énergétique annuel de la vapeur CPCU, soit 0,23 pour l'année 2013,
- $TICC_n$, dernière valeur connue de la taxe intérieure sur la consommation de charbon, soit 1,19 €/MWh PCI au 1er juillet 2013.

Soit $K_n \times C_n \times TICC_n = 0,146$ €/MWh au 1er juillet 2013

$K_n \times C_n \times TICG_n$: Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel

- K_n , Indice K correspondant au coefficient d'assujettissement du réseau CPCU au regard de la taxe intérieure sur le gaz naturel, ayant pour valeur 0,534 au 1er juillet 2013,
- C_n , proportion prévisionnelle de gaz dans le bouquet énergétique annuel de la vapeur CPCU, soit 0,26 pour l'année 2013,
- $TICG_n$, dernière valeur connue de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel, soit 1,19 €/MWh PCS au 1er juillet 2013.

Soit $K_n \times C_n \times TICG_n = 0,165$ €/MWh au 1er juillet 2013

AP ✓

♦ Terme R1 gaz applicable au R1 Fabien et R1 Landy

$$R1_{Gaz} = R1_{Gaz0} * \left(\frac{G}{G_0} \right)$$

$G = G_0 + [S/Q + A \times (Stock - Stock_0)] + (Terme fixe - Terme fixe_0)/Q + (PEG_MA - PEG_MA_0) + (PVD - PVD_0) + ((\Sigma Taxes-contributions-redevances-Impôts) - (\Sigma Taxes-contributions-redevances-Impôts)_0)$.

Avec :

- Stock = coût de stockage de gaz naturel annuel annexé aux contrats d'approvisionnement afin d'assurer la continuité d'approvisionnement de l'installation.
 - Ce coût est exprimé en €/MWh pcs sur la base des volumes annexés aux contrats d'approvisionnement. Stock0 (chaufferie Fabien) : valeur du coût de stockage sur la chaufferie Fabien pour la période du 1^{er} Mai 2014 au 30 avril 2015 soit 1,97 €/MWh pcs
 - Stock0 (chaufferie Landy) : valeur du coût de stockage sur la chaufferie Landy pour la période du 1^{er} Mai 2014 au 30 avril 2015 soit 1,54 €/MWh pcs
- S = valeur représentant le montant annuel de stockage optimisé.
- A : coefficient d'optimisation
- Q = Quantité prévisionnelle de gaz consommée en MWh pcs par an
- Terme fixe = (TCS + TCR x NTR + TCL) x DJ+ AbtD x Nb_PCE + TSACJ* DJ+ CTA
- PEG_Nord_MA = valeur mensuelle de la moyenne arithmétique des cours quotidiens de clôture du contrat Front Month PEG Nord Month-ahead publiés sur le site Powernext et dans la rubrique Powernext Gas Futures Monthly Index.
- PVD ou part variable distribution représente les couts proportionnels d'acheminement
- Taxes-contributions-redevances-Impôts = l'ensemble des taxes, contributions, redevances et impôts applicables à la vente de gaz, hors TICGN et TVA.
 - Les éléments applicables sont :
 - CTSS : Contribution au Tarif Social de Solidarité
 - CSPG : Contribution aux charges de service public lié à l'achat de biométhane

Avec pour le barème acheminement transport de GRTgaz:

- TCS : Terme de capacité de sortie (€/MWh/jour/an)
- TCR : Terme de capacité régional (€/MWh/jour/an)
- TCL au PITD : Terme de capacité de livraison au Point Interface Transport Distribution (€/MWh/jour/an)

Avec pour le barème acheminement distribution GrDF :

- AbtD : Abonnement distribution de l'option tarifaire d'acheminement T4 €/an
- TSACJ : Terme de souscription annuelle de capacité journalière de l'option tarifaire d'acheminement T4 (€/MWh/jour)
- PVD : Part Variable Distribution de l'option tarifaire d'acheminement T4 €/MWh

AP

Avec pour la contribution tarifaire d'acheminement :

$CTA = \text{taux de CTA transport} \times (DJ \times (TCS + TCR \times NTR + TCL)) + \text{taux de CTA distribution} \times (AbtD \times Nb_PCE + TSACJ \times DJ)$

Données en date de valeur de : 01/07/2013

	Fabien	Landy
G_0 (€/MWh PCS)	33,10	33,11
S (€/an)	98 591	37 773
A	0,463	0,434
<i>Barème Transport</i>		
TCS (€/MWh/jour/an)	83,35	83,35
TCR (€/MWh/jour/an)	60,12	60,12
TCL au PITD (€/MWh/jour/an)	31,66	31,66
<i>Barème Distribution</i>		
Abt D (€/an)	14296,8	14296,8
TSACJ	186	186
PVD (€/MWh)	0,74	0,74
<i>Localisation réseau</i>		
code PITD	GD1057	GD1057
zone équilibrage	Nord	Nord
GRD	GrDF	GrDF
NTR	2	2
<i>Profil site</i>		
Quantité de gaz en MWh pcs/an (Q)	70 003	48 952
Part hiver du site	99%	78%
Profil	P019	P018
Nbre de Postes de Livraison	1	1
Capacité journalière (MWh PCS/jour) totale	700	480
PEG_MA JUILLET 2013	26,35	26,35

Les valeurs des R₁₀ de la phase 1 sont indiquées dans le tableau de l'article 31.1 de la Convention. »

♦ Terme R1 FDE

$$R1FDE = R1FDE0 * \left(\frac{G}{G_0} \right)$$

$$G = G_0 + (\text{Terme fixe} - \text{Terme fixe}_0)/Q + (PEG_MA - PEG_MA_0) + ((\Sigma \text{Taxes-contributions-redevances-Impôts}) - (\Sigma \text{Taxes-contributions-redevances-Impôts})_0)$$

Avec :

- Q = Quantité prévisionnelle de gaz consommée en MWh pcs par an

AB *b*

- Terme fixe = (TCS + TCR x NTR + TCL) x DJ + TF x Nb_PL + CTA
- PEG_Nord_MA = valeur mensuelle de la moyenne arithmétique des cours quotidiens de clôture du contrat Front Month PEG Nord Month-ahead publiés sur le site Powernext et dans la rubrique Powernext Gas Futures Monthly Index.
- Taxes-contributions-redevances-Impôts = l'ensemble des taxes, contributions, redevances et impôts applicables à la vente de gaz, hors TICGN et TVA.

Les éléments applicables sont :

- La CTSS (Contribution au Tarif Social de Solidarité)
- La CSPG (Contribution aux charges de service public lié à l'achat de biométhane)

Avec pour le barème acheminement transport de GRT gaz

- TCS : Terme de capacité de sortie (€/MWh/jour/an)
- TCR : Terme de capacité régional (€/MWh/jour/an)
- TCL au Point consommateur Industriel : Terme de capacité de livraison pour un site raccordé au réseau de Transport (€/MWh/jour/an)
- TF : Terme fixe applicable par poste de livraison €/an

Avec pour la contribution tarifaire d'acheminement :

- CTA= taux de CTA transport x ((TCS+TCR x NTR + TCL) x DJ + Nb_PL x TF)

Données en date de valeur de : 01/07/2013

	Fort de l'est
G ₀ (€/MWh PCS) [°]	28,98
Barème Transport	
TCS (€/MWh/jour/an)	83,35
TCR (€/MWh/jour/an)	60,12
TCL (€/MWh/jour/an)	24,66
TF (€/an par poste de livraison)	4759,09
Localisation réseau	
code PITD	
zone équilibrage	Nord
Nombre poste de livraison	1
NTR	3
Profil site	
Quantité de gaz en MWh pcs/an (Q)	194377
Capacité journalière (MWh PCS/jour) totale	1000
PEG_MA JUILLET 2013	26,35



♦ Terme R1 Urbaparc

$$R1urbaparc = R1urbaparc_0 * \left(\frac{G}{G_0} \right)$$

$G = G_0 + (\text{Terme fixe} - \text{Terme fixe}_0)/Q + (\text{PEG_MA} - \text{PEG_MA}_0) + (\text{PWD}-\text{PWD}_0) + ((\Sigma \text{Taxes-contributions-redevances-Impôts}) - (\Sigma \text{Taxes-contributions-redevances-Impôts})_0)$

Avec :

- Q = Quantité prévisionnelle de gaz consommée en MWh pos par an
- Terme fixe = (TCS + TCR x NTR + TCL) x CJN + AbtD + CTA
- PEG_Nord_MA = valeur mensuelle de la moyenne arithmétique des cours quotidiens de clôture du contrat Front Month PEG Nord Month-ahead publiés sur le site Powernext et dans la rubrique Powernext Gas Futures Monthly Index.
- PVD ou part variable distribution représente les couts proportionnels d'acheminement
- Taxes-contributions-redevances-Impôts = l'ensemble des taxes, contributions, redevances et impôts applicables à la vente de gaz, hors TICGN et TVA.

Les éléments applicables sont :

- La CTSS (Contribution au Tarif Social de Solidarité)
- La CSPG (Contribution aux charges de service public lié à l'achat de biométhane)

Avec pour le barème acheminement transport de Grt gaz :

- TCS : Terme de capacité de sortie (€/MWh/jour/an)
- TCR : Terme de capacité régional (€/MWh/jour/an)
- TCL au PITD : Terme de capacité de livraison au Point Interface Transport Distribution (€/MWh/jour/an)
- CJN = capacité journalière normalisée (MWh/jour)
 - $CJN = Q \times A \times Z_i$

Avec pour le barème acheminement distribution Grdf :

- AbtD : Abonnement distribution de l'option tarifaire d'acheminement T3 €/an
- PVD : Part Variable Distribution de l'option tarifaire d'acheminement T3 €/MWh

Avec pour la contribution tarifaire d'acheminement :

- CTA= taux de CTA transport x (TCS+TCR x NTR + TCL)) + taux de CTA distribution x AbtD

Données en date de valeur de : 01/07/2013

	Urbaparc
G_0 (€/MWh PCS) ^o	41,22
Barème Transport	

AP JS

TCS (€/MWh/jour/an)	83,35
TCR (€/MWh/jour/an)	60,12
TCL au PITD (€/MWh/jour/an)	31,66
Barème Distribution	
Abt D (€/an)	707,64
TSACJ	
PVD (€/MWh)	5,28
Localisation réseau	
code PITD	GD1057
zone équilibrage	Nord
GRD	GrDF
NTR	2
Profil site	
Quantité de gaz en MWh pcs/an (Q)	2 597
Part hiver du site	73%
profil	P017
Nbre de Postes de Livraison	1
Capacité journalière (MWh PCS/ jour) normalisée	33,82
PEG_MA JUILLET 2013	26,35

♦ **Terme R1 CN**

$$R1CN = R1CN_0 * \frac{F}{F_0} * \frac{PCI_0}{PCI}$$

Dans laquelle :

- $R1CN_0$:Prix de référence valeur 1^{er} juillet 2013 indiqué au tableau récapitulatif de l'article 31.1.
- F : Indice « prix DIREM » du fioul lourd <1%, exprimé en €/t HTVA et publié par le Ministère du développement durable
- PCI : Pouvoir calorifique inférieur pour la qualité de fioul considérée,
- F_0 : Valeur de cet indice au 1^{er} juillet 2013, soit 552,44 €HTVA/MWh,
- PCI_0 : Pouvoir calorifique de cette qualité de fioul, soit : 11,4 MWh/t.

- **Eléments tarifaires proportionnels R1 Phase 2**

♦ **Terme R1 bois 1**

$$R1Bois1 = R1Bois10 \times \left(0,15 + 0,35 \times \frac{IT}{IT_0} \times \left(1 + \frac{ET}{100} \right) + A \times 0,5 \times \frac{ICEEB - PF}{ICEEB - PF_0} + B \times 0,5 \times \frac{ICEEB - CLA}{ICEEB - CLA_0} \right)$$

Dans laquelle :

$$R1Bois_0 = (A * R1Plaquette_0 + B * R1ClasseA_0)$$

- Avec A= part de plaquette dans le mélange soit 50%
- Avec B = part de bois de classe A dans le mélange soit 50%
- Avec $R1\text{Plaquette}_0 = 33,78 \text{ €/MWh}$
- Avec $R1\text{ClasseA}_0 = 26,74 \text{ €/MWh}$

Les coefficients A et B pourront être revus après accord exprès du Délégué sur la base de justifications. Dans cette hypothèse, l'accord devra intervenir au plus tard le 1^{er} septembre pour la saison de chauffe suivante.

- IT : Dernier indice connu, indice CNR du prix de revient du transport routier de marchandises en régional effectué au moyen de véhicules porteurs 40 tonnes régionaux
- E.T. : dernière valeur connue à la date de révision du taux de l'ECOTAXE de la région Ile de France, valeur en pourcentage comprise entre 0 et 100
- ICEEB-PF = dernière valeur connue à la date de révision de l'Indice du Centre d'Études de l'Économie du Bois, Plaquette forestière (hors bois bûches)
- ICEEB-CIA = Dernière valeur connue à la date de révision de l'Indice du Centre d'Études de l'Économie du Bois, Broyats de recyclage de classe A « Granulométries moyennes et grossières, Humidité <25% »
- $R1Bois1_0$ = Valeur initiale du $R1Bois1$ soit 30,26 €/MWh (valeur au 1^{er} juillet 2013) hors écotaxe transport.
- $ICEEB-PF_0$ = Valeur initiale de l'indice ICEEB-PF soit 110,5 (valeur au 1^{er} juillet 2013).
- $ICEEB-CIA_0$ = Valeur initiale de l'indice ICEEB-CIA soit 111,6 (valeur au 1^{er} juillet 2013).
- IT_0 : Dernière valeur connue de cet indice au 1^{er} juillet 2013, soit 136,67

♦ Terme R1 bois 2

$$R1Bois2 = R1Bois20 \times (0,05 + 0,25 \frac{IT}{IT_0} \times \left(1 + \frac{ET}{100}\right) + A \times 0,7 \times \frac{ICEEB - PF}{ICEEB - PF_0} + B \times 0,7 \times \frac{ICEEB - CIA}{ICEEB - CIA_0})$$

Dans laquelle :

$$R1Bois2_0 = (A * R1Plaquette_0 + B * R1ClasseA_0)$$

- Avec A = part de plaquette dans le mélange soit 50%
- Avec B = part de bois de classe A dans le mélange soit 50%
- $R1\text{Plaquette}_0 = 37,35 \text{ €/MWh}$
- $R1\text{ClasseA}_0 = 25,27 \text{ €/MWh}$

Les coefficients A et B pourront être revus après accord exprès du Délégué sur la base de justifications. Dans cette hypothèse, l'accord devra intervenir au plus tard le 1^{er} septembre pour la saison de chauffe suivante.



- IT : Dernier indice connu, indice CNR du prix de revient du transport routier de marchandises en régional effectué au moyen de véhicules porteurs 40 tonnes régionaux
- E.T. : dernière valeur connue à la date de révision du taux de l'ECOTAXE de la région Ile de France, valeur en pourcentage comprise entre 0 et 100
- ICEEB-PF = dernière valeur connue à la date de révision de l'Indice du Centre d'Études de l'Économie du Bois, Plaquette forestière (hors bois bûches)
- ICEEB-CIA = Dernière valeur connue à la date de révision de l'Indice du Centre d'Études de l'Économie du Bois, Broyats de recyclage de classe A « Granulométries moyennes et grossières, Humidité <25% »
- R1Bois₂₀ = Valeur initiale du R1Bois2 soit 34,33 €/MWh (valeur au 1er juillet 2013) hors écotaxe transport.
- ICEEB-PF₀ = Valeur initiale de l'indice ICEEB-PF soit 110,5 (valeur au 1^{er} juillet 2013).
- ICEEB-CIA₀ = Valeur initiale de l'indice ICEEB-CIA soit 111,6 (valeur au 1^{er} juillet 2013).
- IT₀ : Dernière valeur connue de cet indice au 1er juillet 2013, soit 136,34

◆ Terme R1 CPCU

$$R1_{CPCU} = R1_{CPCU0} \times (A \times I/I_0 + B \times G/G_0 + C \times CH/CH_0 + D \times FU/FU_0 + E \times EnR/EnR_0) + CO2n + TICn + Kn \times Cn \times TICCn + Kn \times Bn \times TICGNn$$

R1_{CPCU0}: la valeur du terme R1 de la phase 1 au 1^{er} juillet 2013 indiqué dans le tableau de l'article 31.1.

Avec :

- A, B, C, D, et E : proportions prévisionnelles en volume pour l'année n des différentes sources d'énergie dans le bouquet énergétique annuel de la vapeur CPCU :

$$A + B + C + D + E = 1 \text{ (au 1^{er} juillet 2013 E=0),}$$

Les coefficients de mixité A, B, C, D, E seront définis en fin d'année n pour l'année n+1 sur la base des résultats des saisons antérieures et des prévisions d'évolution pour l'année à venir.

- I est la valeur connue au dernier jour du mois facturé de l'indice du prix d'achat par CPCU de la vapeur au SYCTOM correspondant au mois de juillet, et I₀ valeur de cet indice au 1er juillet 2013, soit 13,17 ;
- G est la valeur connue au dernier jour du mois facturé de l'indice du prix de vente du gaz manufacturé hors vente aux ménages, marché français – prix départ usine, publié au Bulletin Mensuel de la Statistique (CPF 35.21), et G₀ la valeur de cet indice au 1er juillet 2013, soit 252,2 ;
- CH est la valeur connue au dernier jour du mois facturé de l'indice du prix à l'importation hors zone Euro des « houilles pour les autres industries », publié au Bulletin Mensuel de la Statistique (CPF 05.10), et CH₀ la valeur de cet indice au 1er juillet 2013, soit 206,1 ;

- FU est la valeur connue au dernier jour du mois facturé de l'indice basé sur les prix DIREM du fioul lourd TBTS, publié par le Syndicat National du Chauffage Urbain et de la climatisation urbaine, et FU₀ la valeur de cet indice au 1er juillet 2013, soit 533,9 ;
- EnR est le prix de revient complet moyen global annuel pour l'année n (exprimé en €HT par MWh produit) de la chaleur issue de la co-combustion bois-charbon du parc thermique CPCU, et EnR₀ le prix EnR au 1er juillet 2013, soit 57,45 €HT/MWh ;
- CO2n le coût du contenu CO2 du MWh CPCU (exprimé en €HT par MWh livré).

$$\text{CO2n (€HT/MWh)} = [(\text{Emission n} - \text{Allocation n}) \times \text{PCO2} + \text{Solde n-1}] / Q_n$$

Avec :

- Emissions n: prévisions d'émissions pour l'année n
- Allocation n : allocations pour l'année n
- PCO2 : prix d'achat des quotas de CO2
- Solde n-1 : solde de quotas de l'année n-1
- Qn : quantité de chaleur livrée en année n

Pour l'année 2013, le terme CO2 2013 est de 0,31 €HT/MWh.

Cours spot CO2 : Theice (<http://www.theice.com>)

ICn, le Terme Impact Cogénération pour l'année n, qui est égal à :

$$\text{Max [0 ; Min (5 ; (60-CSS)/V)]}$$

Avec :

- 60 = valeur du CSS (Clean Spark Spread) correspondant aux contrats cogénérations dits « 97-01 » pour les 5 mois d'hiver de 2012 (en M€HT)
- V = quantité d'énergie livrée par CPCU en TWh (V= 5 TWh en 2012).
- CSS = Prix de vente de l'électricité – Coût marginal de production (CMP)
- CMP = 1,55 [Prix d'achat du gaz + 0,185 x PsCO2]

Avec :

- PsCO2 : court spot de la tonne CO2
- 0,185 est le facteur de conversion entre 1 MWh de gaz et 1 tonne de CO2
- 1,55 est le Facteur Gaz des centrales de cogénération de CPCU, correspondant à la quantité marginale de gaz nécessaire (MWh PCS) pour produire 1 MWh électrique

La valeur du TIC sera définie, comme les coefficients de mixité A, B, C, D, E, en fin d'année n pour l'année n+1 sur la base des prévisions d'évolution pour l'année à venir.

Pour l'année 2013, la valeur de TIC2013= 5 €HT/MWh

Les indices de référence pour les prix de l'énergie relatifs au calcul du CSS sont :

Electricité : EEX Power Derivatives (<http://www.eex.com>)

Gaz : Powernext (<http://www.powernext.com>)

Cours spot CO2 : Theice (<http://www.theice.com>)

Kn x Cn x TICCn: Taxe intérieure sur le charbon

Avec :

- Kn, Indice K correspondant au coefficient d'assujettissement du réseau CPCU au regard de la taxe intérieure sur le charbon, ayant pour valeur 0,534 au 1er juillet 2013,
- Cn, proportion prévisionnelle de charbon dans le bouquet énergétique annuel de la vapeur CPCU, soit 0,23 pour l'année 2013,
- TICCn, dernière valeur connue de la taxe intérieure sur la consommation de charbon, soit 1,19 €/MWh PCI au 1er juillet 2013.

Soit $Kn \times Cn \times TICCn = 0,146 \text{ €/MWh}$ au 1er juillet 2013

- Kn x Cn x TICGn : Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel
- Kn, Indice K correspondant au coefficient d'assujettissement du réseau CPCU au regard de la taxe intérieure sur le gaz naturel, ayant pour valeur 0,534 au 1er juillet 2013,
- Cn, proportion prévisionnelle de gaz dans le bouquet énergétique annuel de la vapeur CPCU, soit 0,26 pour l'année 2013,
- TICGn, dernière valeur connue de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel, soit 1,19 €/MWh PCS au 1er juillet 2013.

Soit $Kn \times Cn \times TICGn = 0,165 \text{ €/MWh}$ au 1er juillet 2013

AD
J

♦ Terme R1 Landy

$$R1_{Landy} = R1_{Landy_0} * \left(\frac{G}{G_0} \right)$$

$G = G_0 + (\text{Stock}-\text{Stock}_0) + (\text{Terme fixe} - \text{Terme fixe } 0)/Q + (\text{PEG_MA} - \text{PEG_MA}_0) + (\text{PVD}-\text{PVD}_0) + ((\sum \text{Taxes-contributions-redevances-Impôts}) - (\sum \text{Taxes-contributions-redevances-Impôts}_0))$

Avec :

- Q = Quantité prévisionnelle de gaz consommée en MWh pcs par an
- Stock : correspond au coût lié à l'obligation réglementaire de stockage du gaz naturel afin d'assurer la continuité d'approvisionnement de l'installation à la date de révision,
- Terme fixe = $(TCS + TCR \times NTR + TCL) \times DJ + MOD_{hiv} \times TS + TSACJ \times DJ + CTA + AbtD \times Nb_PCE$
- PEG_Nord_MA = valeur mensuelle de la moyenne arithmétique des cours quotidiens de clôture du contrat Front Month PEG Nord Month-ahead publiés sur le site Powernext et dans la rubrique Powernext Gas Futures Monthly Index.
- PVD ou part variable distribution représente les couts proportionnels d'acheminement
- Taxes-contributions-redevances-Impôts = l'ensemble des taxes, contributions, redevances et impôts applicables à la vente de gaz, hors TICGN et TVA. Les éléments applicables à la signature du contrat sont :
 - La CTSS (Contribution au Tarif Social de Solidarité)
 - La CSPG (Contribution aux charges de service public lié à l'achat de biométhane)

Avec:

- DJ : Débit Journalier souscrit
- NTR : Niveau Tarifaire Régional

Avec pour le barème acheminement transport de Grt gaz :

- TCS : Terme de capacité de sortie (€/MWh/jour/an)
- TCR : Terme de capacité régional (€/MWh/jour/an)
- TCL au PITD : Terme de capacité de livraison au Point Interface Transport Distribution (€/MWh/jour/an)
- TS : Terme de stockage en (€/MWh/an)
- MOD_{hiv} : modulation hivernale fixée par le gestionnaire du réseau en (MWh/jour/an)

Avec pour le barème acheminement distribution Grdf :

- AbtD : Abonnement distribution de l'option tarifaire d'acheminement T4 €/an
- TSACJ : Terme de souscription annuelle de capacité journalière de l'option tarifaire d'acheminement T4 (€/MWh/jour)
- PVD : Part Variable Distribution de l'option tarifaire d'acheminement T4 €/MWh

Avec pour la contribution tarifaire d'acheminement :

- CTA= taux de CTA transport x ($DJ \times (TCS+TCR \times NTR + TCL)$) + taux de CTA distribution x ($TSACJ \times DJ + AbtD \times Nb_PCE$)

J
AP

Données en date de valeur de : 01/07/2013

	Landy
G0 (€/MWh PCS)	31,95
Stock₀	0
Barème Transport	
TCS (€/MWh/jour/an)	83,35
TCR (€/MWh/jour/an)	60,12
TCL au PITD (€/MWh/jour/an)	31,66
TS (€/MWh/an)	0
MOD_{hiv} (MWh/jour/an)	0
Barème Distribution	
AbtD (€/an)	14296,8
TSACJ	186
PVD (€/MWh)	0,74
Localisation réseau	
Code PITD	GD1057
Zone équilibrage	Nord
GRD	GrDF
NTR	2
Profil site	
Quantité de gaz en MWh PCS / an (Q)	66327
Part hiver du site	88%
Profil	P019
Nbre de postes de livraison	1
Capacité journalière (MWh PCS / jour) totale	500
PEG_MA juillet 2013 (€/MWh pcs)	26,35

♦ Terme R1 Fabien – R1 CN - R1 Urbaparc

$$R1_{Fabien} = R1_{Fabien0} * \left(\frac{G}{G_0} \right)$$

$$G = (G_{0Fabien} \times 0,1\% + G_{0CN} \times 99,9\%) + (Stock_{Fabien} - Stock_{0Fabien}) + (Stock_{CN} - Stock_{0CN}) + (Terme fixe_{Fabien} - Terme fixe_{Fabien0})/Q_{Fabien} + (Terme fixe_{CN} - Terme fixe_{CN0})/Q_{CN} + (PEG_MA - PEG_MA0) + (PVD_{Fabien} - PVD_{Fabien0}) + (PVD_{CN} - PVD_{CN0}) + ((\sum Taxes-contributions-redevances-Impôts)_{Fabien} - (\sum Taxes-contributions-redevances-Impôts)_{0Fabien}) + ((\sum Taxes-contributions-redevances-Impôts)_{CN} - (\sum Taxes-contributions-redevances-Impôts)_{0CN})$$

$$R1_{urbaparc} = R1_{urbaparc0} * \left(\frac{G}{G_0} \right)$$

$$G = G_0 + (Stock - Stock_0) + (Terme fixe - Terme fixe 0)/Q + (PEG_MA - PEG_MA0) + (PVD - PVD0) + ((\sum Taxes-contributions-redevances-Impôts) - (\sum Taxes-contributions-redevances-Impôts)_0)$$

Avec :

- Q = Quantité prévisionnelle de gaz consommée en MWh pcs par an
- Stock : correspond au coût lié à l'obligation réglementaire de stockage du gaz naturel afin d'assurer la continuité d'approvisionnement de l'installation à la date de révision
- Terme fixe = $(TCS + TCR \times NTR + TCL) \times CJN + AbtD + CTA + MOD_{hiv} \times TS$
- PEG_Nord_MA = valeur mensuelle de la moyenne arithmétique des cours quotidiens de clôture du contrat Front Month PEG Nord Month-ahead publiés sur le site Powernext et dans la rubrique Powernext Gas Futures Monthly Index.
- PVD ou part variable distribution représente les couts proportionnels d'acheminement
- Taxes-contributions-redevances-Impôts = l'ensemble des taxes, contributions, redevances et impôts applicables à la vente de gaz, hors TICGN et TVA. Les éléments applicables à la signature du contrat sont :
 - La CTSS (Contribution au Tarif Social de Solidarité)
 - La CSPG (Contribution aux charges de service public lié à l'achat de biométhane)

Avec pour le barème acheminement transport de Grt gaz :

- TCS : Terme de capacité de sortie (€/MWh/jour/an)
- TCR : Terme de capacité régional (€/MWh/jour/an)
- TCL au PITD : Terme de capacité de livraison au Point Interface Transport Distribution (€/MWh/jour/an)
- CJN = capacité journalière normalisée (MWh/jour)
 - $CJN = Q \times A \times Zi$
- TS : Terme de stockage en (€/MWh/an)
- MOD_{hiv} : modulation hivernale fixée par le gestionnaire du réseau en (MWh/jour/an)

Avec pour le barème acheminement distribution Grdf :

- AbtD : Abonnement distribution de l'option tarifaire d'acheminement T3 €/an
- PVD : Part Variable Distribution de l'option tarifaire d'acheminement T3 €/MWh

Avec pour la contribution tarifaire d'acheminement :

- CTA= taux de CTA transport $\times (CJN \times (TCS+TCR \times NTR + TCL))$ + taux de CTA distribution $\times (AbtD)$

Données en date de valeur de : 01/07/2013

AB *✓*

	Fabien	CN	Urbaparc
G0 (€/MWh PCS)	118,83	37,52	40,93
Stock₀	0	0	0
Barème Transport			
TCS (€/MWh/jour/an)	83,35	83,35	83,35
TCR (€/MWh/jour/an)	60,12	60,12	60,12
TCL au PITD (€/MWh/jour/an)	31,66	31,66	31,66
TS (€/MWh/jour/an)	0	0	0
MOD_{hiv} (MWh/jour/an)	0	0	0
Barème Distribution			
AbtD (€/an)	707,64	707,64	707,64
TSACJ	0	0	0
PVD (€/MWh)	5,28	5,28	5,28
Localisation réseau			
Code PITD	GD1057	GD1057	GD1057
Zone équilibrage	Nord	Nord	Nord
GRD	GrDF	GrDF	GrDF
NTR	2	2	2
Profil site			
Quantité de gaz en MWh PCS / an (Q)	11	22714	18290
Part hiver du site	100%	100%	75%
Profil	P019	P019	P017
Nbre de postes de livraison	1	1	1
Capacité journalière (MWh PCS / jour) totale	0,2	443,01	238,2
PEG_MA (€/MWh pcs)	26,35	26,35	26,35

♦ Terme R1 FDE

$$R1FDE = R1FDE_0 * \left(\frac{G}{G_0} \right)$$

$G = G_0 + (\text{Terme fixe} - \text{Terme fixe}_0)/Q + (\text{PEG}_\text{MA} - \text{PEG}_\text{MA}_0) + ((\Sigma \text{Taxes-contributions-redevances-Impôts}) - (\square \Sigma \text{Taxes-contributions-redevances-Impôts})_0)$

Avec :

- Q = Quantité prévisionnelle de gaz consommée en MWh pcs par an
- Stock : correspond au coût lié à l'obligation réglementaire de stockage du gaz naturel afin d'assurer la continuité d'approvisionnement de l'installation à la date de révision
- Terme fixe = (TCS + TCR x NTR + TCL) x DJ + TF x Nb_PL + CTA

AD
J

- PEG_Nord_MA = valeur mensuelle de la moyenne arithmétique des cours quotidiens de clôture du contrat Front Month PEG Nord Month-ahead publiés sur le site Powernext et dans la rubrique Powernext Gas Futures Monthly Index.
- Taxes-contributions-redevances-impôts = l'ensemble des taxes, contributions, redevances et impôts applicables à la vente de gaz, hors TICGN et TVA.

Les éléments applicables sont :

- La CTSS (Contribution au Tarif Social de Solidarité)
- La CSPG (Contribution aux charges de service public lié à l'achat de biométhane)

Avec pour le barème acheminement transport de GRT gaz

- TCS : Terme de capacité de sortie (€/MWh/jour/an)
- TCR : Terme de capacité régional (€/MWh/jour/an)
- TCL au Point consommateur Industriel : Terme de capacité de livraison pour un site raccordé au réseau de Transport (€/MWh/jour/an)
- TF : Terme fixe applicable par poste de livraison €/an

Avec pour la contribution tarifaire d'acheminement :

- CTA= taux de CTA transport x ((TCS+TCR x NTR + TCL) x DJ + Nb_PL x TF)

Données en date de valeur de : 01/07/2013

	Fort de l'est
G ₀ (€/MWh PCS)	30,04
Stock ₀	0
Barème Transport	
TCS (€/MWh/jour/an)	83,35
TCR (€/MWh/jour/an)	60,12
TCL au point Consommateur (€/MWh/jour/an)	24,66
TF (€/an par poste de livraison)	4759,09
Profil site	
Quantité de gaz en MWh pcs/an (Q)	107128
Part hiver du site	
profil	
Nbre de Postes de Livraison	1
Capacité journalière (MWh PCS/ jour) totale/normalisée	920
PEG_MA JUILLET 2013	26,35

- ♦ Terme R1 ISD

$$R1ISD = R1ISD_0 * \left(\frac{El}{El_0} \right) \times \left(\frac{COP_0}{COP} \right)$$

Dans laquelle :

- El = Indice Electricité tarif Vert A5 option base - base 100 en 2010 - publié au moniteur sous le n°351107 (remplace indice 351107 base 100 en 2005 avec coeff raccordement 1,1936)
- El₀ = 146,57 indice du mois de juillet 2013 mis en ligne sur le site du Moniteur
- COP = COP global de la géothermie superficielle de l'Île Saint Denis ne pouvant pas être inférieur à 3,5
- COP₀= 4.5

R1ISD₀: la valeur du terme R1 de la phase 2 au 1er juillet 2013 indiqué dans le tableau de l'article 31.1.

- Eléments tarifaires proportionnels R1 Phase 3

Les formules d'indexation des éléments tarifaires proportionnels R1bois 1, R1bois 2, R1 CPCU, R1 Landy, R1 Fabien, R1 CN, R1 Urbaparc, R1 FDE et R1 ISD définis en phase 2 s'appliquent mutatis mutandis en phase 3.

◆ Terme R1 Gaz Auber

$$R1_{Gaz_Auber} = R1_{Gaz_Auber0} * \left(\frac{G}{G_0} \right)$$

G = G₀ + (Stock-Stock0) + (Terme fixe - Terme fixe 0)/Q + (PEG_MA – PEG_MA0) + (PWD-PVD0) + (\sum Taxes-contributions-redevances-Impôts)-(\sum Taxes-contributions-redevances-Impôts)₀)

Avec :

- G₀ est la moyenne pondérée des G₀ du gaz et du biogaz consommés en phase 3
Cette moyenne sera ajustée par le DELEGATAIRE, en fin de phase 3 afin de prendre en compte la consommation réelle de biogaz.
- Stock : correspond au coût lié à l'obligation réglementaire de stockage du gaz naturel afin d'assurer la continuité d'approvisionnement de l'installation à la date de révision
- Q = Quantité prévisionnelle de gaz consommée en MWh pcs par an
- Terme fixe = (TCS + TCR x NTR +TCL) x CJN + AbtD + CTA + MOD_{hiv} x TS
- PEG_Nord_MA = valeur mensuelle de la moyenne arithmétique des cours quotidiens de clôture du contrat Front Month PEG Nord Month-ahead publiés sur le site Powernext et dans la rubrique Powernext Gas Futures Monthly Index.
- PVD ou part variable distribution représente les couts proportionnels d'acheminement
- Taxes-contributions-redevances-Impôts = l'ensemble des taxes, contributions, redevances et impôts applicables à la vente de gaz, hors TICGN et TVA. Les éléments applicables à la signature du contrat sont :
 - La CTSS (Contribution au Tarif Social de Solidarité)
 - La CSPG (Contribution aux charges de service public lié à l'achat de biométhane)

Avec pour le barème acheminement transport de Grt gaz :

- TCS : Terme de capacité de sortie (€/MWh/jour/an)
- TCR : Terme de capacité régional (€/MWh/jour/an)
- TCL au PITD : Terme de capacité de livraison au Point Interface Transport Distribution (€/MWh/jour/an)
- CJN = capacité journalière normalisée (MWh/jour)
 - $CJN = Qx A \times Zi$
- TS : Terme de stockage en (€/MWh/an)
- MOD_{hiv} : modulation hivernale fixée par le gestionnaire du réseau en (MWh/jour/an)

Avec pour le barème acheminement distribution Grdf :

- AbtD : Abonnement distribution de l'option tarifaire d'acheminement T3 €/an
- PVD : Part Variable Distribution de l'option tarifaire d'acheminement T3 €/MWh

Avec pour la contribution tarifaire d'acheminement :

- CTA= taux de CTA transport x (CJN x (TCS+TCR x NTR + TCL)) + taux de CTA distribution x (AbtD)
-

Données en date de valeur de : 01/07/2013

	Gaz
G0 (€/MWh PCS)	41,96
Stock₀	0
Barème Transport	
TCS (€/MWh/jour/an)	83,35
TCR (€/MWh/jour/an)	60,12
TCL au PITD (€/MWh/jour/an)	31,66
TS (€/MWh/jour/an)	0
MOD_{hiv} (MWh/jour/an)	0
Barème Distribution	
AbtD (€/an)	14296,80
TSACJ	186
PVD (€/MWh)	0,74
Localisation réseau	
Code PITD	
Zone équilibrage	Nord
GRD	GrDF
NTR	2

AE
AS

Profil site	
Quantité de gaz en MWh PCS / an (Q)	27314,59
Part hiver du site	76,7%
Profil	
Nbre de postes de livraison	1
Capacité journalière (MWh PCS / jour) totale	346,76
PEG_MA (€/MWh pcs)	26,35

- Eléments tarifaires proportionnels R1 Phase 4

Les formules d'indexation des éléments tarifaires proportionnels R1bois 1, R1bois 2, R1 CPCU, R1 Landy, R1 Fabien, R1 CN, R1 Urbaparc, R1 FDE et R1 ISD définis en phase 2 s'appliquent *mutatis mutandis* en phase 4.

♦ Terme R1 Gaz Auber

$$R1_{Gaz_Auber} = R1_{Gaz_Auber0} * \left(\frac{G}{G_0} \right)$$

$G = G_0 + (\text{Terme fixe} - \text{Terme fixe } 0)/Q + (\text{PEG}_\text{MA} - \text{PEG}_\text{MA0}) + (\text{PVD}-\text{PVD0}) + ((\sum \text{Taxes-contributions-redevances-Impôts}) - (\sum \text{Taxes-contributions-redevances-Impôts} 0))$

Avec :

- Q = Quantité prévisionnelle de gaz consommée en MWh pcs par an
- Stock : correspond au coût lié à l'obligation réglementaire de stockage du gaz naturel afin d'assurer la continuité d'approvisionnement de l'installation à la date de révision
- Terme fixe = $(TCS + TCR \times NTR + TCL) \times CJN + AbtD + CTA + MOD_{hiv} \times TS$
- PEG_Nord_MA = valeur mensuelle de la moyenne arithmétique des cours quotidiens de clôture du contrat Front Month PEG Nord Month-ahead publiés sur le site Powernext et dans la rubrique Powernext Gas Futures Monthly Index.
- PVD ou part variable distribution représente les couts proportionnels d'acheminement
- Taxes-contributions-redevances-Impôts = l'ensemble des taxes, contributions, redevances et impôts applicables à la vente de gaz, hors TICGN et TVA. Les éléments applicables à la signature du contrat sont :
 - La CTSS (Contribution au Tarif Social de Solidarité)
 - La CSPG (Contribution aux charges de service public lié à l'achat de biométhane)

Avec pour le barème acheminement transport de Grt gaz :

- TCS : Terme de capacité de sortie (€/MWh/jour/an)
- TCR : Terme de capacité régional (€/MWh/jour/an)
- TCL au PITD : Terme de capacité de livraison au Point Interface Transport Distribution (€/MWh/jour/an)
- CJN = capacité journalière normalisée (MWh/jour)

- $CJN = Qx A x Zi$
- TS : Terme de stockage en (€/MWh/an)
- MOD_{hiv} : modulation hivernale fixée par le gestionnaire du réseau en (MWh/jour/an)

Avec pour le barème acheminement distribution Grdf :

- AbtD : Abonnement distribution de l'option tarifaire d'acheminement T3 €/an
- PVD : Part Variable Distribution de l'option tarifaire d'acheminement T3 €/MWh

Avec pour la contribution tarifaire d'acheminement :

- CTA= taux de CTA transport x (CJN x (TCS+TCR x NTR + TCL)) + taux de CTA distribution x (AbtD)

Données en date de valeur de : 01/07/2013

	Gaz
G₀ (€/MWh PCS)	40,94
Stock₀	0
Barème Transport	
TCS (€/MWh/jour/an)	83,35
TCR (€/MWh/jour/an)	60,12
TCL au PITD (€/MWh/jour/an)	31,66
TS (€/MWh/jour/an)	0
MOD_{hiv} (MWh/jour/an)	0
Barème Distribution	
AbtD (€/an)	707,64
TSACJ	
PVD (€/MWh)	5,28
Localisation réseau	
Code PITD	
Zone équilibrage	Nord
GRD	GrDF
NTR	2
Profil site	
Quantité de gaz en MWh PCS / an (Q)	409,32
Part hiver du site	100%
Profil	
Nbre de postes de livraison	1
Capacité journalière (MWh PCS / jour) totale	7,98
PEG_MA (€/MWh pcs)	26,35

AP

◆ Terme R1 Géo Auber

$$R1Géo_Auber = R1Géo_Auber_0 * \left(\frac{El}{El_0} \right)$$

El est l'indice « Electricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat de capacité >36kVA » publié par Le Moniteur sous la référence 010534766.

El₀ = valeur de l'indice « Electricité tarif vert A5 option base » publié par Le Moniteur sous la référence 351107 (remplacé à compter de janvier 2016 par l'indice « Electricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat de capacité >36kVA » publié par Le Moniteur sous la référence 35111403 puis remplacé par l'indice « Electricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat de capacité >36kVA » publié par Le Moniteur sous la référence 010534766 à compter de septembre 2017), soit 123,1 en date du 1er Juillet 2013.

Ainsi l'indice El 010534766 doit être multiplié par le coefficient de raccordement 1,13 à partir de l'indice 35111403 ainsi que par le coefficient de raccordement 1,1762 sur l'indice 351107.

- Éléments tarifaires proportionnels R1 Phase 5

Les formules d'indexation des éléments tarifaires proportionnels R1bois 1, R1bois 2, R1 CPCU, R1 Landy, R1 Fabien, R1 CN, R1 Urbaparc, R1 FDE et R1 ISD définis en phase 2 s'appliquent mutatis mutandis en phase 5.

◆ Terme R1 TFP Chaud

$$RTFPchaud = R1TFPchaud_0 * \left(\frac{El}{El_0} \right)$$

El est l'indice « Electricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat de capacité >36kVA » publié par Le Moniteur sous la référence 010534766.

El₀ = valeur de l'indice « Electricité tarif vert A5 option base » publié par Le Moniteur sous la référence 351107 (remplacé à compter de janvier 2016 par l'indice « Electricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat de capacité >36kVA » publié par Le Moniteur sous la référence 35111403 puis remplacé par l'indice « Electricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat de capacité >36kVA » publié par Le Moniteur sous la référence 010534766 à compter de septembre 2017), soit 123,1 en date du 1er Juillet 2013.

Ainsi l'indice El 010534766 doit être multiplié par le coefficient de raccordement 1,13 à partir de l'indice 35111403 ainsi que par le coefficient de raccordement 1,1762 sur l'indice 351107.

Élément tarifaire fixe R2

$$R2 = R2_0 * \left(0,30 + 0,35 \times \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0,35 \times \frac{BT40}{BT40_0} \right)$$

Formule dans laquelle :

ICHT-IME est la dernière valeur connue au dernier jour du mois facturé de l'indice synthétique « Salaires, revenus et charges sociales - Coût de la main d'œuvre et du travail - Indices du coût horaire du travail révisé - Tous salariés - Indices



mensuels - Industries mécaniques et électriques (NAF 25-30 32-33) hors effet CICE

L'indice ICHTIME pourra être substitué par un indice ICHTIME hors effet CICE lors de la 1^{ère} émission de factures. Cette substitution devra se faire sans impact sur le tarif ainsi indexé. Un coefficient de raccordement sera calculé, qui permettra de réajuster l'ICHTIME₀.

ICHT-IME₀ est la valeur connue au 1^{er} Juillet 2013 de l'indice synthétique « Salaires, revenus et charges sociales - Coût de la main d'œuvre et du travail - Indices du coût horaire du travail révisé - Tous salariés - Indices mensuels - Industries mécaniques et électriques (NAF 25-30 32-33) hors CICE

- BT40 est la valeur connue au dernier jour du mois facturé de l'Indice relatif au Chauffage central (sauf chauffage électrique)
- BT40₀ est la valeur connue au 1^{er} Juillet 2013 de Indice relatif au Chauffage central (sauf chauffage électrique)
- R2₀ est la valeur originale du terme R2 au 1^{er} Juillet 2013

Les valeurs connues de ces indices, au 1^{er} Juillet 2013, sont les suivantes:

$$\begin{aligned} \text{ICHT-IME}_0 &= 111,6 \\ \text{BT40}_0 &= 1021,4 \end{aligned}$$

Le calcul des variations de prix sera communiqué au Concédant lors de chaque facturation définitive, sur la base des derniers indices publiés, les différents termes étant calculés avec quatre décimales et arrondis par défaut si la décimale à négliger est inférieure à cinq.

A la fin de chaque mois, le DELEGATAIRE présentera une facture correspondant au 1/12^{ème} du montant de la redevance fixe annuelle ; l'élément R2 étant révisé mensuellement.
L'unité de facturation de la redevance fixe est le nombre de kW souscrit par l'abonné.

Les polices d'abonnement à souscrire dans le cadre de la présente convention de Délégation de Service Public définissent le nombre de kW sur la base desquels le tarif R2 est appliqué.

Elément tarifaire fixe R2'

$$R\ 2' = R\ 2'_0$$

En date du 1^{er} juillet 2013, R2'_0 = 9,07 € HT/kW. Cette valeur est fixe. Toute modification de son montant sera préalablement portée à la connaissance des abonnés concernés conformément aux dispositions de l'article 24 de la convention.

Le terme R2' est facturé mensuellement sur la base de 1/12 du tarif fixé à l'article 30.1 multiplié par la puissance qu'il souscrira à l'abonné OPH93 désigné sous le numéro de sous-stations n° 73, 75 et 85.

Elément tarifaire fixe R2_{Redevance}

Le terme R2_{Redevance}, qui se décompose en R2_{Redevance_gaz}, R2_{Redevance_réseau}, et R2_{Redevance_géo}, est actualisé annuellement en fonction de la redevance réellement facturée par le délégant et les puissances souscrites comme défini ci-après :

$$(R2_{\text{Redevance_}i})_n = \frac{(Redevance_i)_n - \sum_{2020}^{n-1} CA_{\text{Redevance_}i}}{\sum_n^{2039} Ps}$$

AL *OK*

- i est le type de redevance considérée : redevance gaz, redevance réseau, ou redevance géo telles que définies à l'article 15.6
- $(\text{Redevance}_i)_n$ est le montant total de redevance dû par le DELEGATAIRE sur la durée totale du contrat pour le poste i , ré-estimé en année n par le délégué
- $\sum \text{CA}_\text{Redevance}_i$ est le cumul du chiffre d'affaire perçu par le DELEGATAIRE au titre du $R2_{\text{redevance}_i}$ du début de la phase 3 (2020) jusqu'à l'année $n-1$
- $\sum \text{Ps}$ est égale au cumul des Ps restantes sur l'ensemble de la DSP entre l'année n et la fin du contrat

		$R2_{\text{redevance gaz}}$ Phase 3 et 4	$R2_{\text{redevance réseau}}$ Phase 3 et 4	$R2_{\text{redevance géo}}$ Phase 4
$R2_{0 \text{ redevance}_i}$	€HT/kW	0,30	1,11	3,04
Redevance _{i0}	€HT	1 670 748	6 145 710	14 347 386
$\sum \text{CA}_\text{redevance}_i 0$	€HT	0	0	0
$\sum \text{Ps}0$	kW	5 541 183*	5 541 183*	4 724 808**

* Cumul des Ps prévisionnelles de l'ensemble des abonnés de la DSP de 2020 à 2039, comme défini dans le CEP

** Cumul des Ps prévisionnelles de l'ensemble des abonnés de la DSP de 2023 à 2039, comme défini dans le CEP

Les termes Redevance0 ont été calculés comme suit :

- $R2_{\text{redevance gaz}0}$ est le montant de redevance estimé initialement relatif aux charges d'investissement et de financement de la chaufferie gaz supplémentaire,
- $R2_{\text{redevance géo}0}$ est le montant de redevance estimé initialement relatif aux charges d'investissement et de financement du doublet géothermique et de la centrale géothermale avec PAC,
- $R2_{\text{redevance réseau}0}$ correspond à 60.7% du montant de redevance estimé initialement relatif aux charges d'investissement et de financement du réseau et de la sous-station d'échange HP/BP.

Le terme $R2_{\text{redevance}}$ est facturé mensuellement à l'ensemble des abonnés sur la base du 1/12 du tarif fixé par l'article 31.1.

Elément tarifaire fixe $R2'_{\text{Redevance}}$

Le terme $R2'_{\text{redevance}}$ est actualisé annuellement en fonction de la redevance réellement facturée par le délégué et les puissances souscrites comme défini ci-après :

$$(R2'_{\text{redevance}})_n = \frac{(Redevance')_n - \sum_{2020}^{n-1} \text{CA}_\text{Redevance}'}{\sum_n^{2039} \text{Ps}}$$

- $(\text{Redevance}')_n$ est le montant total de redevance dû par le DELEGATAIRE sur la durée totale du contrat pour une partie des investissements relatifs au réseau (39.3% comme défini ci-dessous), ré-estimé en année n par le délégué
- $\sum \text{CA}_\text{Redevance}'$ est le cumul du chiffre d'affaire perçu par le DELEGATAIRE au titre du $R2_{\text{redevance}'}$ du début de la phase 3 (2020) jusqu'à l'année $n-1$

AJ
d

- ΣPs est égale à au cumul des Ps restantes sur Aubervilliers seul entre l'année n et la fin du contrat

		R2'redevance Phase 3 et4
R2'0 redevance_i	€HT/kW	7,25
Redevance'_i0	€HT	3 971 876
Σ CA redevance'_i 0	€HT	0
Σ Ps0	kW	548 107***

*** Cumul des Ps prévisionnelles des abonnés d'Aubervilliers seuls de 2020 à 2039, comme défini dans le CEP

Le terme Redevance'0 a été calculé comme suit :

- R2'_redevance0 correspond à 39.3% du montant de redevance estimé initialement relatif aux charges d'investissement et de financement du réseau et de la sous-station d'échange HP/BP.

Le terme R2'redevance est facturé mensuellement aux abonnés d'Aubervilliers sur la base du 1/12 du tarif fixé par l'article 31.1.

Elément tarifaire fixe R2"

Le terme R2" est actualisé selon la même formule d'indexation que le terme R2 :

$$R2'' = R2''_0 \times (0,30 + 0,35 \times \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0,35 \times \frac{BT40}{BT40_0})$$

Le terme R2" est facturé mensuellement aux abonnés d'Aubervilliers selon les mêmes modalités que le terme R2 fixées par l'article 31.1.

Elément tarifaire fixe R3

Le montant définitif du terme négatif R3, sera calculé en fonction du montant réel des subventions et/ou aides publiques perçues.

Ce terme tarifaire est applicable dès la mise en service industrielle de la nouvelle chaufferie biomasse et sera calculée en fonction du montant réel des subventions perçues et de leur calendrier effectif de versement.

Au terme de cette actualisation, le terme R3 sera non révisable.

Ce terme tarifaire est applicable à l'ensemble des abonnés. En phases 3 et 4, le terme R3 est appliqué à l'ensemble des abonnés, en ce compris les abonnés situés sur Aubervilliers, comme défini ci-dessous.

En phase 5, le terme R3 est appliqué à l'ensemble des abonnés, en ce compris les abonnés situés sur Pleyel, comme défini ci-dessous,

AB

Il sera actualisé selon la formule suivante :

$$R3 = R3_0 \times \frac{\text{SubRéelles}}{\text{SubIndicatives}}$$

Dans lequel :

	Phase 2	Phases 3 et 4	Phase 5
R3 ₀ en €HT/kW	- 0,51	- 0,46	- 0,43

SubIndicatives : 1000 k€

- SubRéelles est le montant des subventions réellement perçues, actualisé en deux phases:
- (i) à la notification du montant de subventions, SubRéelles est déterminé sur la base de ce montant
 - (ii) à l'issue de l'attribution des subventions, SubRéelles est réajusté pour tenir compte du montant des subventions réellement perçues au titre des conventions ADEME n°1531C0035 et n°17IFC0027 ; et Région n°15010942, n°15011537 et n°1600774.

*Ces valeurs ont été déterminées sur la base du calendrier prévisionnel de versement desdites subventions suivant :

- 15% à la notification
- 45% à l'avancement
- 20% à la MSI
- 20% à la remise d'un rapport sur les 2 premières années d'exploitation

Elément tarifaire fixe R3 Pleyel

Le montant définitif du terme négatif R3 Pleyel, sera calculé en fonction du montant réel des subventions et/ou aides publiques perçues au titre du Projet Pleyel.

Ce terme tarifaire est applicable dès la mise en service industrielle de la géothermie superficielle du Projet Pleyel et sera calculé en fonction du montant réel des subventions perçues et de leur calendrier effectif de versement.

Au terme de cette actualisation, le terme R3 Pleyel sera non révisable.

Ce terme tarifaire est applicable à l'ensemble des abonnés. En phase 5, le terme R3 Pleyel est appliqué à l'ensemble des abonnés, en ce compris les abonnés situés sur Pleyel, comme défini ci-dessous,

Il sera actualisé selon la formule suivante :

$$R3 \text{ Pleyel} = R3 \text{ Pleyel A} + R3 \text{ Pleyel B}$$

$$R3 \text{ Pleyel A} = R3 \text{ Pleyel A}_0 \times \frac{\text{SubRéelles A}}{\text{SubIndicatives A}}$$

$$R3 \text{ Pleyel B} = R3 \text{ Pleyel B}_0 \times \frac{\text{SubRéelles B}}{\text{SubIndicatives B}}$$

Dans lequel :

	Phase 5
R3 Pleyel A ₀ en €HT/kW	-0,63
R3 Pleyel B ₀ en €HT/kW	-0,41

SubIndicatives A : 1000 k€

SubIndicatives B : 1000 k€

- SubRéelles A est le montant des subventions réellement perçues au titre des contributions SOLIDEO pour le projet Pleyel, actualisé en deux phases:
- (i) à la notification du montant de subventions, SubRéelles A est déterminé sur la base de ce montant ;
 - (ii) à l'issue de l'attribution des subventions, SubRéelles A est réajusté pour tenir compte du montant des subventions réellement perçues ».
- SubRéelles B est le montant des subventions réellement perçues au titre des contributions ADEME et Région Ile-de-France, pour le projet Pleyel, actualisé en deux phases:
- (iii) à la notification du montant de subventions, SubRéelles B est déterminé sur la base de ce montant ;
 - (iv) à l'issue de l'attribution des subventions, SubRéelles B est réajusté pour tenir compte du montant des subventions réellement perçues ».

2. Conditions de paiement

Le montant des factures est payable dans les 30 jours de leur présentation sauf pour les droits de raccordement prévus à l'article 21 ci-après.

Un abonné ne peut se prévaloir d'une réclamation sur le montant d'une facture pour justifier un retard au paiement de celle-ci. Si la réclamation est reconnue fondée, le DELEGATAIRE doit en tenir compte sur les factures ultérieures.

Dans le cas où les factures émises par le DELEGATAIRE seraient impayées dans le délai de 60 jours à compter de leur date d'envoi, le DELEGATAIRE peut procéder, après mise en demeure par lettre recommandée avec accusé de réception à l'abonné et avis collectif affiché à l'intention des usagers concernés, à une restriction de la fourniture de chaleur ; cette restriction s'entendant comme une limitation en sous-station de la fourniture aboutissant à une température de chauffage dans les locaux de 15°C.

A défaut de paiement dans les 90 jours qui suivent la présentation des factures, le DELEGATAIRE peut interrompre, après un nouveau délai de quinze jours, la fourniture de chaleur après mise en demeure par lettre recommandée avec accusé de réception à l'abonné et avis collectif affiché à l'intention des usagers concernés.

Le DELEGATAIRE doit toutefois notifier à nouveau cette décision de restriction ou d'interruption à l'abonné avec un préavis de 48 heures adressé dans les mêmes formes. Le DELEGATAIRE est dégagé de toute responsabilité par le seul fait d'avoir fait parvenir à l'abonné, dans les délais prévus, les deux lettres recommandées précitées.

Le DELEGATAIRE informe le DELEGANT de la mise en œuvre de la procédure d'interruption ou de restriction de fourniture ci-dessus.

Au cas où la fourniture aurait été interrompue, conformément au processus indiqué ci-dessus, les frais de cette opération, ainsi que ceux de la remise en service ultérieure de l'installation, sont à la charge de l'abonné.

Tout retard dans le règlement des factures donne lieu, à compter du délai de trente jours prévu au premier alinéa, de plein droit et sans mise en demeure, au paiement d'intérêts au taux d'intérêt légal.

AP *J*

Le DELEGATAIRE peut subordonner la reprise de la fourniture au paiement des sommes dues ainsi que des frais de remise en service.

La procédure, ci-dessus, est également applicable lors de la remise en route de la fourniture de chaleur en début de saison.

Tout changement d'abonné ou toute modification de sa situation juridique rend immédiatement exigible le montant des factures provisoires et de la facture définitive même non encore échus.

3. Réduction de la facturation

Tout retard, interruption ou insuffisance de fourniture donne lieu au profit des abonnés à une absence ou réduction de facturation correspondant à la fourniture non exécutée par le DELEGATAIRE.

A cet effet, les dispositions suivantes sont appliquées :

- a) sont considérés comme interruption de fourniture l'absence constatée pendant trois heures consécutives ou plus de la fourniture d'énergie calorifique ou les cas précisés sous c).
- b) Est considérée comme insuffisance de fourniture le fait de ne disposer en poste de livraison de chaleur, pendant trois heures consécutives ou plus, que d'une puissance comprise entre 50% et 95% de la puissance souscrite telle que celle-ci est fixée dans le contrat de cession de chaleur. Toutefois la fourniture ne sera pas considérée comme insuffisante si, compte tenu de la température extérieure, les besoins sont inférieurs aux puissances fournies, en particulier, si une règle de correspondance avec la température extérieure est fixée et si, cette règle est observée.
- c) Toute insuffisance dans la fourniture de chaleur ne permettant de satisfaire, pendant trois heures consécutives ou plus, que moins de 50% de la puissance nécessaire est considérée comme interruption totale de fourniture, à condition bien entendu que les besoins ne soient pas satisfaits.
- d) Réduction de facturation
 - e1) en cas d'insuffisance de fourniture, la facture aux abonnés sera réduite à due concurrence, à savoir :
 - réduction du poste R1 enregistré au compteur,
 - abattement de la facture du poste R2 de 50%, moyenne prorata temporis en fonction de la durée constatée de l'insuffisance.
 - e2) en cas d'insuffisance considéré comme interruption totale de fourniture, la facture à l'abonné sera réduite à due concurrence, à savoir :
 - suppression de la facturation de l'élément R2 au prorata d'insuffisance et/ou interruption augmentée de huit heures pour le redémarrage de la livraison d'énergie.

Les réductions de facturation arrêtées par le Syndicat sont notifiées au DELEGATAIRE ainsi qu'aux abonnés concernés, pour application sur la facture suivante.



ARTICLE 21 – CONDITIONS DE PAIEMENT DES DROITS DE RACCORDEMENT

Les droits de raccordement, sont exigibles auprès des abonnés dans les mêmes conditions que les sommes dues au titre de la fourniture d'énergie calorifique. Toutefois en ce qui concerne les droits de raccordement, les abonnés peuvent demander à régler les sommes dues en trois échéances annuelles égales, la première étant réglée comme indiqué ci-dessus. Les deux autres seront assorties d'intérêts calculés au taux d'intérêt légal.

A défaut de paiement des sommes dues, l'abonnement pourra être suspendu 15 jours après une mise en demeure par lettre recommandée.

L'abonnement peut être résilié à l'expiration de l'exercice en cours dans les conditions définies au règlement du service.

ARTICLE 22 – FRAIS DE FERMETURE ET DE BRANCHEMENT

Les frais de fermeture et de réouverture du branchement sont à la charge de l'abonné.

AB 

CHAPITRE V

DISPOSITIONS D'APPLICATION

ARTICLE 23 – DATE D'APPLICATION

Le présent règlement modifié est mis en vigueur à compter de la notification de l'avenant 2 à la convention de délégation de service public approuvée par le Comité du Syndicat du 13 mai 2016, tout règlement antérieur étant abrogé de ce fait.

ARTICLE 24 – MODIFICATION DU REGLEMENT

Des modifications au présent règlement peuvent être décidées par le Conseil Syndical et adoptées selon la même procédure que celle suivie pour le règlement initial.

Toutefois, ces modifications ne peuvent entrer en vigueur qu'à condition d'avoir été portées à la connaissance des abonnés.

Les dérogations aux principes généraux du service et définitions de l'article 2 et les conditions techniques de livraison de l'article 5 seront mentionnées dans l'abonnement.

ARTICLE 25 – CLAUSE D'EXECUTION

Le Président du Syndicat Mixte des réseaux d'énergie calorifique, les agents du DELEGANT habilités à cet effet, et le Receveur en tant que de besoin, sont chargés chacun en ce qui le concerne, de l'exécution du présent règlement.

Approuvé par le Comité du Syndicat du 21 juin 2018.

Le Président du Syndicat

Annexe 1 : Bordereau de prix unitaires chaud (pièce-jointe)

Annexe 2 : Activité complémentaire de froid

Annexe 2bis : Tarifs de vente de l'énergie frigorifique

Annexe 2ter : Bordereau de prix unitaires froid (pièce-jointe)



ANNEXE 2 – ACTIVITE COMPLEMENTAIRE DE FROID**SOMMAIRE**

Article 1	Principes généraux
Article 2	Nature et caractéristiques du fluide primaire
Article 3	Branchemet et poste de livraison
Article 4	Limites de fourniture
Article 5	Conditions générales
Article 6	Conditions particulières
Article 7	Puissance souscrite
Article 8	Tarif de vente de l'énergie frigorifique
Article 9	Droits de raccordement
Article 10	Impôts et taxes
Article 11	Facturation des fournitures et conditions de paiement
Article 12	Durée de l'option froid

A handwritten signature consisting of a stylized 'A' and 'L' followed by a checkmark.

ARTICLE 1 : PRINCIPES GENERAUX

L'activité complémentaire de froid est encadrée par les modalités technico-économiques définies par la présente annexe.

Le DELEGATAIRE s'engage à fournir l'énergie frigorifique nécessaire à l'alimentation des installations des abonnés concernés par l'activité accessoire de froid aux termes de l'avenant n°4 à la convention de Délégation de Service Public (ie : abonnés Pleyel hors logement).

Le DELEGATAIRE est responsable des installations de distribution d'énergie frigorifique installées dans les locaux de l'abonné, et en assure l'entretien et le maintien en bon état de marche pendant toute la durée du contrat.

ARTICLE 2 : NATURE ET CARACTERISTIQUES DU FLUIDE PRIMAIRE

L'énergie frigorifique est distribuée au moyen d'eau glacée. Elle est délivrée aux installations de l'abonné par l'intermédiaire d'échangeurs d'énergie frigorifique.

Le régime de température de fluide à la sortie de l'échangeur est précisé dans la police d'abonnement.

La température de retour du circuit abonné doit être, en permanence, aussi haute que possible la température de retour d'objectif est précisée dans la police d'abonnement. Le DELEGATAIRE et l'abonné rechercheront, le cas échéant et en commun, les solutions techniques à mettre en œuvre pour assurer une température de retour la plus élevée possible afin d'optimiser le fonctionnement du réseau.

Les températures aller et retour secondaires fixées dans la police d'abonnement sont entrées comme point de consigne de la boucle de régulation, avec les priorités suivantes :

- Si la température de retour Abonné est égale à cette consigne, la température aller est contrôlée constante.
- Si la température de retour baisse en dessous de sa consigne, la température aller n'est plus contrôlée constante. Elle dérive suivant une loi en relation avec la dérive de la température de retour afin d'éviter aux Abonnés une surconsommation en débit.

Le débit maximum que le Déléguer est tenu de mettre à la disposition des Abonnés (au primaire du poste de livraison) est celui correspondant à la puissance souscrite et aux températures primaires définies dans la police d'abonnement, à savoir :

Débit (m³/h) = (P x 0.86) / (Température sortie primaire – Température entrée primaire)

Avec P désignant la puissance souscrite définie dans la police d'abonnement.

ARTICLE 3 : BRANCHEMENT ET POSTE DE LIVRAISON

3.1 Le poste d'énergie frigorifique est installé dans un local mis gracieusement à la disposition du DELEGATAIRE par l'abonné, ce local doit être conforme aux prescriptions et règlements s'y rapportant et comporter un raccordement électrique adapté aux besoins du poste de livraison. Il doit être équipé d'une serrure d'un modèle agréé par le DELEGATAIRE. L'abonné assurera l'entretien de ce local (clos, couvert, assainissement, éclairage, ventilation).

Les dimensions de ce local et sa localisation seront agréées par le DELEGATAIRE. Le poste de livraison sera situé au plus près du branchement particulier au réseau (distance linéaire inférieure à 30 m).

3.2 Le poste de livraison comprend un ou plusieurs échangeurs d'énergie frigorifique.



3.3 Les équipements du poste de livraison jusqu'aux vannes de sectionnement du circuit secondaire situées en aval immédiatement du ou des échangeurs sont établis et entretenus par le DELEGATAIRE (pièces et main d'œuvre) pendant toute la durée du présent contrat.

3.4 Les installations secondaires installées dans les postes de livraison et au-delà sont la propriété de l'abonné qui les exploite et les entretient sous sa responsabilité. Elles ne doivent en aucune façon risquer d'être une cause de trouble ou de danger pour le fonctionnement du circuit primaire.

3.5 Les agents du DELEGATAIRE ont un libre accès permanent aux postes de livraison pour tous les relevés, vérifications, entretien, et s'il y a lieu, opérations de sauvegarde en cas de danger.

Le DELEGATAIRE sera seul autorisé à intervenir sur les installations primaires; il sera responsable des désordres qui pourraient être provoqués de son fait ou de celui de ses préposés dans les installations de l'abonné.

ARTICLE 4 : LIMITES DE FOURNITURE

Dans le poste de livraison, le DELEGATAIRE assure la fourniture, la mise en place et l'entretien des installations dites « primaires » dont les limites sont les suivantes :

Energie frigorifique

Les échangeurs, jusqu'aux deux brides des vannes de sectionnement d'entrée et de sortie côté secondaire incluses, ainsi que sur le circuit primaire, les postes de comptage volumétrique et énergétique d'eau glacée, les vannes d'isolement, les ensembles de régulation et de sécurité, sont compris dans les prestations du DELEGATAIRE.

Électricité

Le DELEGATAIRE assurera le raccordement électrique de ses installations à partir d'une amenée de courant située dans le local et mise à disposition par l'abonné ; les protections des circuits de l'armoire primaire seront indépendantes de celles des circuits de l'armoire secondaire. L'électricité nécessaire au fonctionnement des appareils du DELEGATAIRE est fournie gracieusement par l'abonné.

ARTICLE 5 : CONDITIONS GENERALES

5.1 Période de fourniture.

La fourniture d'énergie frigorifique sera assurée toute l'année sous réserve des interruptions nécessaires pour l'entretien comme précisé aux articles ci-après.

5.2. Travaux d'entretien courant.

5.2.1 Ouvrage de production et de transport d'énergie

Ces travaux sont exécutés, sauf dérogation de l'abonné, en dehors de la période estivale, ou pendant cette période à condition qu'il n'en résulte aucune perturbation pour le service de l'abonné.

5.2.2 Poste de livraison

Les travaux programmables d'entretien des appareils en poste de livraison sont exécutés pendant un arrêt d'une durée maximum de 48 heures consécutives hors été et 12 heures consécutives en été, hors dimanche et jours fériés et limitée à 10 jours cumulés sur l'année.

AP
B

Les dates d'intervention sont concertées avec l'abonné avec un préavis minimum de 15 jours ouvrables.

5.3 Travaux de gros entretien, réparation et d'extension des ouvrages

Tous travaux programmables nécessitant la mise hors service des ouvrages de production, de distribution et de livraison sont exécutés en dehors de la saison estivale, en une seule fois si possible. La période et la durée d'exécution de ces travaux sont fixées par le DELEGATAIRE en accord avec l'abonné pour les interruptions d'une durée supérieure à 12 heures avec un préavis minimum de 15 jours.

ARTICLE 6 : CONDITIONS PARTICULIERES

Les conditions particulières applicables en matière de définition des arrêts d'urgence et autres interruptions sont identiques à celles du réseau de chaleur et figurent l'Article 7 du Règlement de service.

En revanche, les modalités de sanction en cas de manquement sont spécifiques à l'activité accessoire de froid. Ainsi les retards et interruptions de fourniture donnent lieu au profit de l'abonné :

- ◆ à une absence ou à une réduction de facturation correspondant à la fourniture non exécutée par le DELEGATAIRE,
- ◆ au versement par le DELEGATAIRE d'une pénalité calculée par application de la formule suivante :

$$P = R11f \times N \times 1,5$$

p : Pénalité en Euros hors taxes,

R11f : Terme proportionnel en euro hors taxes /MWhf défini à l'article 10 ci-après,

N : Nombre de MWh qui auraient dû être consommés pendant la période de retard ou d'interruption de fourniture, déterminés par estimation par rapport aux consommations de l'immeuble dans des conditions climatiques similaires,

Il est précisé que ces pénalités constituent les seuls dommages et intérêts susceptibles d'être réclamés par l'abonné sur le fondement de l'article 1150 du Code Civil.

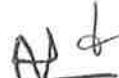
Toute interruption de durée inférieure à 24 heures consécutives ne donne pas lieu à la perception de pénalité.

Si l'interruption a une durée supérieure à 24 heures consécutives, la pénalité est calculée sur la durée totale de l'interruption, sans pouvoir excéder 30 jours/an. Au-delà de cette durée, le montant de la pénalité sera défini par le tribunal compétent.

En cas d'insuffisance de fourniture d'énergie frigorifique, la pénalité est égale à la moitié de celle prévue pour une interruption de même durée, sans pouvoir excéder 15 jours/an.

Le DELEGATAIRE ne sera tenu de réparer que les dommages directs et prévisibles qu'il cause par sa faute. Il peut s'exonérer en rapportant un cas de force majeure, le fait ou la faute d'un tiers, ou encore la faute de l'abonné. Le DELEGATAIRE n'est tenu à réparation que lorsque l'abonné a subi un préjudice.

En conséquence, l'abonné et ses assureurs renoncent à tout recours et toute mise en cause qu'il serait en droit d'exercer contre le DELEGATAIRE et ses assureurs au-delà des montants précités et constitutants la limite de responsabilité du DELEGATAIRE.



6.4. Force majeure

Le DELEGATAIRE est délié momentanément de ses engagements dans les cas de force majeure ou événements assimilés à un cas de force majeure, extérieur, qu'il n'aurait pu prévoir, empêcher ou pallier en tant que professionnel diligent, tels que notamment : incendie, inondations, perturbations atmosphériques extraordinaires, grèves entravant la libre circulation des biens et des personnes, interruption dans la fourniture des énergies telles que l'électricité, l'eau, et dont les conséquences ne puissent être compensées par des moyens dont il dispose normalement.

Le DELEGATAIRE qui entend se prévaloir d'un tel cas de force majeure ou d'un événement assimilé en informera l'abonné dans les plus courts délais possibles en indiquant notamment la durée prévisible de l'événement et de la suspension consécutive du contrat.

La partie fixe R2f reste due par l'abonné même en cas de survenance d'un cas de force majeure ou événement assimilé, quelle que soit la Partie qui en subit les effets.

ARTICLE 7 : PUISSANCE SOUSCRITE

7.1. Définition de la puissance souscrite

La puissance souscrite est la puissance frigorifique maximale que le DELEGATAIRE est tenu de mettre à la disposition de l'abonné.

Elle est évaluée par l'abonné en fonction de ces besoins et des caractéristiques de son poste de livraison. Cette puissance doit être fixée pour une température extérieure de + 32 °C et doit comporter le coefficient de surpuissance nécessaire à la remise en régime après une baisse ou un arrêt de la demande d'énergie qui ne sera pas inférieur à 20%.

7.2 Dépassement de la puissance souscrite

Le DELEGATAIRE s'engage à fournir la puissance souscrite tant que la limite de la température extérieure de + 32°C n'est pas atteinte. Au-delà de cette température, les températures de fourniture seront maintenues au mieux des possibilités techniques des appareils de production et du réseau.

7.3 Révision de la puissance souscrite

La puissance souscrite peut être augmentée pour satisfaire les nouveaux besoins de l'abonné, dans la limite de capacité de transfert hydraulique du branchement.

Les révisions en baisse ne sont accordés que par diminution de la surface rafraîchie sous réserve de présentation d'une étude justifiant la demande, par une amélioration de l'isolation du bâtiment ou par la mise en place d'équipements autorisés permettant la réalisation d'économies d'énergie, isolation ou équipements mis en place postérieurement à la date initiale de mise en service. Cette révision en baisse ne peut être effectuée qu'une fois pour chaque type de travaux, et est soumise à des contrôles postérieurs par le Concessionnaire. Si les contrôles font apparaître un dépassement de puissance, leur résultat détermine la nouvelle puissance souscrite (frais à la charge de l'abonné).

ARTICLE 8 : TARIF DE VENTE DE L'ENERGIE FRIGORIFIQUE ET INDEXATION

Le prix de vente de l'énergie frigorifique est composé des termes suivants :

- un terme fixe, dit abonnement annuel proportionnel à la puissance souscrite pour l'immeuble desservi (**terme R2f**) facturé en €/kW/an,

AS

- un terme proportionnel à la consommation d'énergie frigorifique (**terme R11f**) facturé en €/MWh,
- un terme proportionnel au volume d'eau glacée utilisée (**terme R12f**), facturé en €/m³

Les tarifs et formules d'indexations sont détaillées à l'annexe 1 des présentes.

ARTICLE 9 : DROITS DE RACCORDEMENT

Les droits de raccordement au réseau de distribution de froid sont fixés au prix de 472,01 € HT / kW (date de valeur Juillet 2013) souscrit par l'abonné. Cette valeur est révisée annuellement selon la formule de révision du tarif R2f.

Dans l'hypothèse où le promoteur souhaite disposer de plus d'une sous station par lot ou d'une sous-station pour une puissance souscrite inférieure à 100kW, celui-ci devra s'acquitter d'un montant de droit de raccordement supplémentaire déterminé sur la base d'un bordereau des prix unitaires (figurant en annexe 2).

ARTICLE 10 : IMPOTS ET TAXES

Les tarifs définis à l'article 8 comprennent tous impôts et taxes en vigueur à la date d'établissement des présentes établis par l'Etat et les collectivités territoriales.

Toute modification de la réglementation entraînera un réajustement soit en hausse, soit en baisse de ces tarifs.

Ces tarifs sont établis hors taxes à la valeur ajoutée ; ils seront majorés des taxes applicables à l'abonné, en exécution des prescriptions de la réglementation en vigueur à la date de la facturation.

ARTICLE 11 : FACTURATION DES FOURNITURES ET CONDITIONS DE PAIEMENT

Les modalités de facturation et conditions de paiement sont celles prévues par le Règlement de service.

ARTICLE 12 : DUREE DE L'OPTION FROID

L'option froid est conclue dans le cadre de la police d'abonnement au réseau de chaleur, pour la durée restante de la délégation de service public. Le DELEGATAIRE examinera au cas par cas les demandes de raccordement au réseau de froid non assorties d'un raccordement au réseau de chaleur.

L'abonné ne peut procéder à la résiliation de l'option froid avant l'expiration de délégation de service publique. A défaut, il sera redevable à l'encontre du DELEGATAIRE d'une indemnisation de déraccordement au froid équivalente à la somme des montants R2f (en vigueur à la date de demande de dé-raccordement) restant dus jusqu'au terme normal de la police d'abonnement.

AJ b

ANNEXE 2bis
TARIF DE VENTE DE L'ENERGIE FRIGORIFIQUE (H.T.V.A.)

1° - PRIX UNITAIRES ETABLIS AUX CONDITIONS ECONOMIQUES (EN DATE DE VALEUR JUILLET 2013)

Abonnement annuel R2f₀ = **87,19 €/kWf/an HT**
 Prix proportionnel R11f₀ = **38,88 €/MWhf HT**
 Prix proportionnel R12f₀ = **0,15 €/m³HT**

Le terme R11f₀ est calculé en prenant en compte la mixité des combustibles selon la formule suivante :

$$R11f = \text{mix}_{GF} \times R11f_{GF} + \text{mix}_{TFP \text{ Froid}} \times R11f_{TFP \text{ Froid}}$$

Selon les mixités définies ci-après :

	Mixité Annuelle	R11f ₀ *
MIX TFP Froid ₀	77,9%	38,42
MIX GF ₀	22,1%	40,50

*Valeur Juillet 2013

2° - INDEXATION DES PRIX

2.1 – Abonnement

Le terme R2f est actualisé selon la même formule d'indexation que le terme R2 (voir article 34.9) :

$$R2f = R2f_0 \times 0,30 + 0,35 \times \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0,35 \times \frac{BT40}{BT40_0}$$

2.2 – Prix proportionnels

Les termes R11f TFP Froid, R11f GF et R12f, définis au paragraphe 1 ci-avant, sont révisés, pour chaque facturation mensuelle, par application des formules suivantes :

♦ **Terme R11f TFP Froid**

$$R11f_{TFP \text{ Froid}} = R11f_{TFP \text{ Froid}} \times \left(\frac{El}{El_0} \right)$$

El est l'indice « Electricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat de capacité >36kVA » publié par Le Moniteur sous la référence 35111403, multiplié par le coefficient de raccordement 1,1762.

El₀ = valeur de l'indice « Electricité tarif A5 option base » publié par Le Moniteur sous la référence 351107 (remplacé depuis janvier 2016 par l'indice 35111403), soit 123,1 en date du 1er Juillet 2013.

♦ **Terme R11f GF**

AS

$$R11fGF = R11fGF_0 * \left(\frac{El}{El_0} \right)$$

El est l'indice « Electricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat de capacité >36kVA » publié par Le Moniteur sous la référence 35111403, multiplié par le coefficient de raccordement 1,1762.

El₀ = valeur de l'indice « Electricité tarif vert A5 option base » publié par Le Moniteur sous la référence 351107 (remplacé depuis janvier 2016 par l'indice 35111403), soit 123,1 en date du 1er Juillet 2013.

◆ **Terme R12f**

$$R12f = R12f_0 * \left(\frac{El}{El_0} \right)$$

El est l'indice « Electricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat de capacité >36kVA » publié par Le Moniteur sous la référence 35111403, multiplié par le coefficient de raccordement 1,1762.

El₀ = valeur de l'indice « Electricité tarif vert A5 option base » publié par Le Moniteur sous la référence 351107 (remplacé depuis janvier 2016 par l'indice 35111403), soit 123,1 en date du 1er Juillet 2013. »

2.4 – Ajustement des formules d'indexation

Si la définition ou la contexture de l'un des paramètres entrant dans les formules d'indexation vient à être modifiée ou si un paramètre cesse d'être publié, de nouveaux paramètres sont introduits d'un commun accord afin de maintenir la concordance souhaitée entre la tarification et les conditions économiques.

AL
d

