

IMMOBILIÈRE 3F

Analyse de la proposition SDCC



Immobilière 3F

Contact

2, boulevard Vauban
78182 Saint Quentin en Yvelines cedex
Tel. 01 30 60 61 00
Fax 01 30 57 47 96
www.poyry.com

Copyright © Pöyry SAS

Tous droits réservés. Tout ou partie de ce document ne peut être copié ou reprographié sans l'autorisation écrite de Pöyry SAS.

N° rév.	Date	Réf.	Rédigé par
1	25/08/2011	11-0469 / 9R1455-30	MB

SOMMAIRE

<i>1</i>	<i>Objet du document</i>	<i>3</i>
<i>2</i>	<i>Équilibre global de la tarification</i>	<i>3</i>
2.1	Tarification actuelle	3
2.2	Tarification future	5
<i>3</i>	<i>Analyse tarifaire terme à terme</i>	<i>6</i>
3.1	Mixité tarifaire des combustibles et TVA réduite	6
3.2	Terme R1V (Énergie vapeur)	8
3.3	Terme R1G (Énergie gaz)	8
3.4	Termes R1F (Énergie fioul)	10
3.5	Terme R1B (Énergie bois)	10
3.6	Terme R21 (Charges d'exploitation)	11
3.7	Terme R22 (Investissement)	11
<i>4</i>	<i>Solutions alternatives</i>	<i>13</i>
4.1	Dans le cadre du réseau de chaleur	13
4.2	Hors du réseau de chaleur	13
<i>5</i>	<i>Synthèse</i>	<i>19</i>
5.1	Tableau de recevabilité de la proposition SDCC	19
5.2	Liste des questions à poser à SDCC et des points à négocier	19

1 Objet du document

Le chauffage urbain de Clichy-la-Garenne est confié en délégation de service public à la société SDCC par un contrat qui arrive à échéance au 30 septembre 2015

Lors de la table ronde du 28 juin 2011, la SDCC a fait une proposition d'avenant de type « Grenelle II » à la délégation de service public, consistant en une baisse tarifaire sous condition de prolongation du contrat au motif de l'intégration d'énergies renouvelables, en l'occurrence une nouvelle chaufferie biomasse.

La Ville de Clichy-la-Garenne a transmis à Immobilière 3F les projets d'avenant correspondants.

Compte tenu des prochaines échéances rapprochées (Conseil Municipal le 30 août), 3F a sollicité PÖYRY, dans le cadre de sa mission d'appui relative au réseau de chaleur concerné, pour analyser ces nouveaux éléments et lister les points de négociation.

2 Équilibre global de la tarification

2.1 Tarification actuelle

La SDCC s'est engagée lors de la table ronde à mettre en place une baisse tarifaire de 20% à effet immédiat, suivie d'une baisse complémentaire de 5% lors de la mise en service de la nouvelle chaufferie bois.

Ces baisses étant calculées sur la facturation globale, elles peuvent se refléter différemment pour tel ou tel abonné. La première étape de l'analyse consiste donc, surtout dans un contexte de rééquilibrage tarifaire, à identifier les spécificités des résidences 3F par rapport à la moyenne des abonnés.

Le tableau ci-dessous présente le bilan de facturation, reconstitué à partir du rapport de délégation 2010. Il compare le total global la DSP, le total 3F en tant qu'abonné et pour chacune des résidences concernées, ainsi que le total de la résidence Valjean (ensemble de la copropriété) dans laquelle 3F possède plusieurs lots.

	Total 2010 Clichy	Total I3F hors copro	Buzenval 1556L	Berges 2664+2665L	Barbusse 3068+3069L	Cailloux 3609L	copro Valjean 4895+R021L
Conso (MWh)	165 230	4 523	161	2 262	1 696	404	1 577
PS (kW)	101 442	2 614	250	899	1 128	337	764
R1 €HT	11 384 627	308 326	11 872	140 906	125 712	29 835	97 866
R21 €HT	2 399 017	59 014	3 499	35 011	15 787	4 717	29 753
R22 €HT	372 796	20 987	2 007	7 218	9 056	2 706	-
R1 €HT/MWh	68,90	68,17	73,74	62,29	74,12	73,85	62,06
R21 €HT/MWh	14,52	13,05	21,73	15,48	9,31	11,67	18,87
R22 €HT/MWh	2,26	4,64	12,47	3,19	5,34	6,70	-
Coût HT MWh	85,68	85,86	107,94	80,96	88,77	92,22	80,93
Coût TTC MWh	100,10	100,19	124,28	94,20	104,10	107,71	94,13

On constate que le coût moyen du MWh pour 3F en direct (100,2 €TTC) est très proche du coût moyen du MWh de la délégation (100,1 €TTC). Cela pourrait suggérer que les implications pour 3F sont les mêmes que pour l'abonné « moyen » sur lesquels sont effectués les calculs du délégataire et de la Ville, mais ce serait une erreur.

La tarification actuelle de la SDCC présente en effet plusieurs différenciations.

Tout d'abord, il existe une tarification de base et une tarification dite « optionnelle », avec un R1 plus élevé et un R2 plus faible. Tous les logements 3F sont à ce tarif optionnel, sauf l'îlot des Berges de Seine. Ce dernier présente le coût par MWh le moins élevé, mais cela ne doit pas être imputé à l'option tarifaire choisie.

Les écarts entre les résidences 3F sont uniquement dus au niveau de puissance souscrite :

- ? L'îlot 14 ABC des Berges de Seine (sous-stations 154A et 154B correspondant aux ESI 2664L et 2665L) a une puissance souscrite faible par rapport à son niveau de consommation et est favorisé.
- ? Buzenval (sous-station 87, ESI 1556L) est au contraire très défavorisé par sa puissance souscrite, qui a été augmentée de 84 kW à 250 kW en 2008. La nouvelle valeur actuellement applicable apparaît surestimée.

Si on lissait les puissances souscrites au prorata des consommations 2010, le coût du MWh pour les résidences 3F deviendrait de 104,9 €TTC/MWh (soit 4,7% de plus que le coût moyen actuel), que ce soit en tarif base ou optionnel.

Pourquoi un tel rééquilibrage, qui devrait normalement conduire à uniformiser les prix des abonnés exprimés en €/MWh, ne conduirait pas 3F au prix moyen de la délégation ? C'est à cause de l'autre différenciation tarifaire de la DSP : le tarif R22, correspondant aux amortissements, n'est en effet pas applicable aux « abonnés raccordés depuis plus de 30 ans ».

Aucune résidence propre à 3F ne bénéficie de cette **exemption de tarif**, qui concerne presque la moitié des sous-stations. La copropriété Valjean est notamment dans ce cas. Les abonnés « récents » (dont 3F) payent donc pour leur part un terme tarifaire supplémentaire. Cette exemption est supprimée par le nouvel avenant (article 24 ter abrogé).

Pour les calculs présentés ci-après, nous avons fait l'hypothèse que les termes tarifaires étaient payés à l'identique par tous les abonnés. Nous les avons répartis en proportion des puissances souscrites actuelles.

2.2 Révision des puissances souscrites

Le nouvel avenant comporte une révision des formules souscrites. Le mode de calcul n'en est pas précisé.

Pour que le calcul des puissances souscrites puisse être valable, il faut qu'il tienne compte des intermittences des usages, bien moindres pour les logements (réduit de nuit uniquement) que pour les autres équipements qui tiennent compte de week-ends et congés et nécessitent donc des appels de puissance plus importantes. A priori, rien n'est indiqué en ce sens.

La conséquence de la révision des puissances souscrites pour 3F est la suivante :

	Total	Total I3F	Buzenval	Berges	Berges A	Barbusse	Cailloux	copro Valjean
	Clichy	hors copro	1556L	2664L	2665L	3068+3069L	3609L	4895+R021L
PS initiale (kW)	101 442	2 614	250	541	358	1 128	337	764
PS future (kW)	99 112	2 663	174	668	434	1 083	304	790

On constate que 3F est défavorisé pour ses bâtiments, aussi bien pour ses logements en propre qu'indirectement pour la copropriété Valjean.

2.3 Tarification future

Nous avons reconstitué le tableau des coûts futurs à partir des consommations 2010 et des tarifs annoncés par SDCC « avant travaux » et « après travaux », ces derniers s'appliquant à la mise en service industrielle de la chaufferie bois. Ces tarifs sont en date de valeur avril 2011 ; une comparaison avec les tarifs 2010 présentés en page précédente serait donc faussée puisque le gaz a augmenté de manière notable entre-temps.

Il ne nous est pas possible de comparer les tarifs à date de valeur identique car, d'une part nous ne disposons pas du mode de calcul des tarifs de SDCC pour les actualiser en avril 2011, d'autre part la révision des tarifs proposés n'est pas possible en l'état en raison de données manquantes (nous y reviendrons).

Avenant avant tvx	Total	Total I3F	Buzenval	Berges	Barbusse	Cailloux	copro Valjean
	Clichy	hors copro	1556L	2664+2665L	3068+3069L	3609L	4895+R021L
Conso (MWh)	165 230	4 523	161	2 262	1 696	404	1 577
PS (kW)	99 112	2 663	174	1 102	1 083	304	790
R1 €HT	8 872 851	242 885	8 646	121 469	91 075	21 695	84 685
R21 €HT	2 353 910	63 246	4 133	26 173	25 721	7 220	18 763
R22 €HT	1 382 612	37 149	2 427	15 373	15 108	4 241	11 021
R1 €HT/MWh	53,70	53,70	53,70	53,70	53,70	53,70	53,70
R21 €HT/MWh	14,25	13,98	25,67	11,57	15,17	17,87	11,90
R22 €HT/MWh	8,37	8,21	15,08	6,80	8,91	10,50	6,99
Coût HT MWh	76,31	75,90	94,44	72,07	77,77	82,07	72,59
Coût TTC MWh	88,08	87,64	107,21	83,60	89,62	94,15	84,15

Avenant après tvx	Total	Total I3F	Buzenval	Berges	Barbusse	Cailloux	copro Valjean
	Clichy	hors copro	1556L	2664+2665L	3068+3069L	3609L	4895+R021L
Conso (MWh)	165 230	4 523	161	2 262	1 696	404	1 577
PS (kW)	99 112	2 663	174	1 102	1 083	304	790
R1 €HT	8 636 572	236 417	8 415	118 235	88 650	21 117	82 430
R21 €HT	3 713 727	99 783	6 520	41 292	40 580	11 391	29 601
R22 €HT	474 746	12 756	833	5 279	5 188	1 456	3 784
R1 €HT/MWh	52,27	52,27	52,27	52,27	52,27	52,27	52,27
R21 €HT/MWh	22,48	22,06	40,50	18,25	23,93	28,20	18,77
R22 €HT/MWh	2,87	2,82	5,18	2,33	3,06	3,60	2,40
Coût HT MWh	77,62	77,15	97,94	72,86	79,26	84,07	73,44
Coût TTC MWh	81,89	81,39	103,33	76,87	83,61	88,69	77,48

Avec la réforme des puissances souscrites, les résidences 3F bénéficient d'une baisse de 12,5% en valeur avril 2011 par rapport à 2010, puis de 7,1% supplémentaires à la mise en service de la chaufferie bois.

3 Analyse tarifaire terme à terme

3.1 Mixité tarifaire des combustibles et TVA réduite

Jusqu'à mise en service industrielle de la chaufferie bois, les tarifs proposés dans le nouvel avenant suivent la formule 42,2% Gaz + 57% Vapeur + 0,8% Fioul lourd. Ces proportions ne sont pas garanties (révisables chaque année si accord Ville/Délégataire).

Cette mixité paraît relativement cohérente avec celle de 2010, que l'on peut calculer à partir des données de l'annexe 6 du rapport de délégation : 41,2% Gaz + 58,8% Vapeur.

Après mise en service industrielle de la chaufferie bois, le mix tarifaire devient 21,9% Bois + 6,5% Gaz + 71,4% Vapeur + 0,2% FOD.

On peut déduire par calcul du slide powerpoint du 28 juin 2011 que la mixité a été calculée avec une disponibilité de la chaufferie de 90% (hypothèse raisonnable) et pour une production en sortie chaufferie de 180 000 MWh.

Or, en 2010, année certes froide, la production en sortie chaufferie était de 193 908 MWh. La mixité bois ne serait plus alors que de 20,7% au lieu de 21,9%, ce qui fragiliserait le taux d'énergies renouvelables annoncé (51%), qui laisse bien peu de marge par rapport aux 50% nécessaires pour obtenir une TVA à taux réduit (5,5%).

Le taux d'énergies renouvelables de 51% pour SDCC a été calculé dans le cas où CPCU a une part d'énergie renouvelable de 40% (cas actuel). Pour mémoire, il s'est établi à 35% en 2010 (année froide), uniquement par récupération sur les usines d'incinération, mais CPCU a des projets de développement (géothermie et biomasse) qui doivent introduire 20% d'ENR dans le bouquet énergétique d'ici 2020. **Les prévisions actualisées de production renouvelable de CPCU avec échéance (en particulier l'année de la mise en service de la chaufferie biomasse) et les garanties minimales sont à apporter.**

Difficulté supplémentaire, **la prolongation envisagée par SDCC (2035) dépasse l'échéance de la concession CPCU (2024)**. Au-delà de cette date, les engagements de fourniture d'ENR ne pourront donc être pris que par l'Autorité Délégante (la Ville de Paris).

Il existe **quatre facteurs de risque** vis-à-vis du caractère majoritairement renouvelable de la production de chaleur, et donc des avantages fiscaux y afférant :

- ? Une disponibilité de la chaufferie bois inférieure à 90%, par exemple en cas de panne importante
- ? Une vente de chaleur plus élevée que prévu, que ce soit du fait de l'aléa climatique (cf ci-dessus) ou parce que le réseau s'est étendu. Certes les économies d'énergie peuvent compenser ce fait, mais il convient de s'en assurer par un **schéma directeur** qui vérifie

l'adéquation à moyen terme des productions et des consommations (**démarche de toute façon nécessaire pour l'obtention des subventions Fonds Chaleur**)

- ? Des importations de vapeur de CPCU plus faibles que prévu ; même si aucun investissement complémentaire n'est prévu par SDCC, l'avenant proposé impose d'augmenter l'acheminement de vapeur vers la zone Clichy/Levallois (à charge de CPCU ?). Quelles garanties ? Et quel délai sachant que l'engagement de fourniture à Levallois se poursuit jusqu'en 2015 ? **Le taux d'ENR de 50% ne serait-il atteint qu'en 2015, ce qui réduirait l'intérêt de l'avenant Grenelle ?**
- ? Un taux d'énergies renouvelables de CPCU plus faible que les 40% annoncés

Il est certes possible, en cas d'évènement qui conduirait à ne pas atteindre les 50% d'énergies renouvelables, de garder le bénéfice de la TVA à taux réduit en prouvant que le caractère exceptionnel de la cause et en attestant que le pourcentage visé est atteint en moyenne triennale. Cependant, **la marge de sécurité faible par rapport aux 50% conjuguée à l'existence de nombreux facteurs de risque ne semble pas donner toutes les assurances nécessaires.**

C'est d'autant plus vrai que deux des quatre facteurs de risque en question sont extérieurs à la délégation de service public, puisqu'ils dépendent de CPCU. Sans contrat extrêmement borné, il sera donc difficile pour la Ville et/ou les abonnés de se retourner contre le délégataire en cas de non-atteinte du seuil de 50%, car celui-ci pourrait rétorquer que la faute ne lui est pas imputable (même si CPCU est affiliée comme SDCC au groupe GDF Suez).

Or, **la perte de la TVA à taux réduit signifierait un surcoût de 9%** pour la facture primaire globale R1+R2 de l'abonné : l'enjeu lié à cet avantage fiscal est donc important.

Il est donc **indispensable d'introduire dans le contrat une clause de garantie vis-à-vis de l'effet de la TVA à taux réduit** (PÖYRY a déjà introduit et fait appliquer ce type de clause) : elle stipule que, si le taux de TVA à 5,5% ne peut pas être appliqué en raison d'une défaillance du taux de 50% d'énergies renouvelables, y compris du fait du fournisseur de chaleur externe (CPCU), les abonnés ne récupérant pas la TVA se verraient appliquer une réduction sur le tarif R1 hors taxes (réduction de $19,6\%/5,5\% = 13,6\%$ avec les taux actuels de TVA) afin que leur facture TTC soit équivalente à ce qu'elle aurait dû être avec la TVA à taux réduit.

L'engagement du Concessionnaire figurant à l'article 2.2 est insuffisant car il n'est assorti d'aucune pénalité et ne précise pas ce qu'il advient si le taux n'est pas atteint.

Plus généralement, on observe que, bien que le projet consiste en l'introduction d'un nouveau moyen propre de production renouvelable, **il a pour corollaire une dépendance accrue vis-à-vis de CPCU**, dont la fourniture de vapeur à la SDCC est prévue en augmentation. Paradoxalement, **le prix de vente du R1 vapeur est plus élevé que le prix vente du R1 gaz** : on peut donc s'interroger sur l'intérêt de l'import CPCU pour l'abonné de SDCC.

Cela doit donc conduire à une grande vigilance vis-à-vis des termes tarifaires liés à CPCU. C'est par ceux-ci que nous commencerons donc notre analyse détaillée terme à terme.

3.2 Terme R1V (Énergie vapeur)

Ce terme tarifaire correspond au prix de vente en sous-station de la chaleur produite à partir de la vapeur importée de CPCU.

Les proportions saisonnières d'importation sont les suivantes

	Hiver	Intermédiaire	Eté
Avant MES bois	32%	41%	27%
Après MES bois	46,6%	43,6%	9,8%

Pour comparaison, durant l'exercice 2010, la vapeur a été consommée à 31,5% en hiver, à 40,4% en période intermédiaire et à 28,2% en été. Comme l'importation CPCU n'a plus un rôle de fourniture en base après 2014, il est logique que la proportion de vapeur « été » (la moins chère) diminue à la mise en service de la chaufferie bois, alors que la proportion de vapeur « hiver » (la plus chère) augmente : ce point a été bien pris en compte dans l'avenant fourni, ce qui évite toute augmentation de prix dissimulée.

En utilisant les proportions réelles 2010 (qui ne sont valables que pour la phase transitoire pour la raison indiquée dans le paragraphe précédent), le prix moyen d'achat de la vapeur s'élève à 29,32 €/tv avant mise en service de la chaufferie bois puis 30,03 €/tv après mise en service de la chaufferie bois. En utilisant les ratios et rendements techniques utilisés par le délégataire dans son rapport 2010, cela signifie un prix brut de vapeur rendue sous-station de 48,72 €/HT/MWh avant mise en service de la chaufferie bois puis 49,90 €/H/MWh après mise en service de la chaufferie bois.

Or, SDCC propose de vendre ce MWh de vapeur CPCU à 57,96 €/HT/MWh, soit une **marge de 19% puis de 16%** (avant et après mise en service de la chaufferie bois) qui semble particulièrement élevée et que nous ne nous expliquons pas.

Cette marge ne paraît pas justifiable en l'état par les aléas (écart par rapport à la mixité prévisionnelle pris en charge par le délégataire).

3.3 Terme R1G (Énergie gaz)

Ce terme tarifaire correspond au prix de vente en sous-station de la chaleur produite par les chaudières au gaz naturel.

Le tarif R1G proposé est de 47,15 €/HT/MWh en phase transitoire, puis de 54,84 €/HT/MWh après mise en service de la chaufferie bois (ce second prix est plus élevé car le gaz n'est alors utilisé que pour les pointes de chauffage).

La révision de prix est indexée sur les tarifs régulés à partir d'un « Po » non précisé (il est donc **impossible d'appliquer la révision tarifaire en l'état** : information manquante). Les abonnés ne connaîtront ce Po inconnu qu'à la première facture : plus il sera faible, plus la formule de gaz dérivera !

Nous avons appliqué notre logiciel de simulation des tarifs de gaz en prenant comme base les consommations constatées en 2010 et le tarif régulé STS de Gaz de France d'avril 2011.

Nous aboutissons à un **prix d'achat de gaz régulé théorique** de 36,27 €/HT/MWh PCS.

En utilisant les rendements et ratios techniques utilisés par le délégataire dans son rapport 2010, cela signifie un prix de vente en sous-station de 53,52 €/HT/MWh hors marge. Or, SDCC se propose de le vendre 47,15 €/HT/MWh, soit un **rabais de 12%** sur le prix de revient non margé en tarif régulé.

Ce prix ne peut bien sûr être obtenu que grâce à une **offre de marché libre**, qui s'avère particulièrement intéressante en ce moment.

En effet, les effets de contraction de la demande liés à la crise économique en 2009, mais aussi la mise en production de champs de gaz de schiste aux États-Unis et de nouvelles usines de liquéfaction de GNL, ont fait émerger une **bulle gazière** au niveau mondial (excès d'offre par rapport à la demande), qui a abouti à un découplage des prix de marché de gros du gaz par rapport à ceux des produits pétroliers.

Les prix de gros sont donc beaucoup plus intéressants que les prix des contrats d'approvisionnement à long terme, sur lesquels sont indexés les tarifs Gaz de France : les prix au mois le mois sont systématiquement inférieurs aux prix long terme depuis le mois de février 2009. Depuis deux ans, il est par conséquent possible de se procurer du gaz à un tarif très inférieur aux tarifs publics. L'année 2010 a constitué la période la plus favorable.

Si l'avantage de cette bulle gazière est que les prix de gaz sont particulièrement avantageux en ce moment, l'inconvénient est que les réductions ainsi obtenues sont conjoncturelles et que le marché peut se retourner. Nombre d'experts prévoient ainsi que la bulle gazière s'achèvera d'ici quelques années.

Or, le courrier SDCC fait explicitement référence à un contrat gaz dérégulé qui s'achève au 31 octobre 2012. Si l'on suppose une durée assez typique de deux ans, il aurait donc été souscrit en 2010, période très favorable qui explique l'attractivité du prix proposé. Cependant, rien ne garantit que ces conditions puissent perdurer au-delà de cette date.

Il y a donc un **manque de visibilité important sur ce tarif**, puisqu'il est soumis aux variations du marché libre qui sont encore plus brutales que celles des tarifs régulés, déjà assez volatils ces dernières années. La situation se complique encore par le fait que le groupe GDF Suez (auquel SDCC est affilié) dispose d'une filiale – SOVEN – spécialisée dans l'approvisionnement en combustibles. Dans ces cas-là, il faut s'assurer que le tarif d'achat dérégulé à une société d'un même groupe soit bien le meilleur tarif possible sur le marché.

Nous proposons deux angles de négociation.

Première solution, obtenir l'**engagement du délégataire de ne pas dépasser un prix-plafond** de gaz, par exemple le prix régulé, **sur la durée du contrat**. Comme ses contrats d'approvisionnement en gaz ne couvrent pas des durées aussi longues, cela implique qu'il prenne un risque important.

Dans le cas où il s'y refuserait, on peut envisager une **seconde solution différenciée** qui tient compte de ce que le tarif de gaz a un impact décroissant sur les tarifs :

- ? Jusqu'à la mise en service de la chaufferie biomasse (le gaz pèse 42,2% du tarif R1), **obtenir du délégataire un prix gaz garanti** (ou au moins un prix-plafond) qui permet une meilleure sécurisation du prix en attendant le bois ;
- ? Après mise en service de la chaufferie biomasse (le gaz ne pèse plus que 6,5% du R1), demander à ce que soit inscrite une clause de transparence précisant que la **mise en concurrence de l'approvisionnement en gaz** se fera **sous contrôle** de l'Autorité Délégante (la Ville de Clichy-la-Garenne).

Le dernier point à soulever concernant le gaz est la TICGN, la Taxe Intérieure sur les Consommations de Gaz Naturel. Elle est proportionnelle au gaz consommé (1,19 €/MWh PCS), cependant elle fait l'objet d'une exonération pour les usages résidentiels. En conséquence, SDCC, qui délivre de la chaleur aux logements à 66%, ne paye cette taxe que sur 34% de sa facture de gaz.

L'annexe tarifaire de l'avenant, dans sa page 6, indique que la TICGN sera refacturée aux seuls clients non exonérés : c'est la méthode la plus équitable, et celle qui préserve le mieux les intérêts de 3F. Cependant, la formule de révision indiquée est un peu incohérente avec ce principe : elle fait mention du taux d'exonération alors que celui-ci devrait être transparent, et fait référence à un R1TICGN non indiqué. Comme ce tarif ne lui est pas applicable, ce détail ne concerne pas 3F. Cependant, la page 2 (tarifs transitoires) est un peu moins claire sur le sujet de la TICGN : il est donc prudent de **s'assurer auprès de SDCC que 3F ne paiera en aucune manière la TICGN**, et ce dès prise d'effet de l'avenant.

3.4 Termes R1F (Énergie fioul)

Le tarif R1F proposé est de 96,20 €/HT/MWh en phase transitoire pour du fioul lourd, puis de 95,67 €/HT/MWh pour du fioul domestique après mise en service de la chaufferie bois.

Ces tarifs paraissent élevés, surtout en ce qui concerne le fioul lourd qui est plus polluant mais moins cher. On peut toutefois arguer qu'ils comprennent une part d'aléa puisqu'il s'agit d'un combustible qui devrait être très peu ou pas utilisé.

Comme les tarifs de base ont été établis en avril 2011, soit au plus fort des prix des produits pétroliers, la présence de ce terme dans la tarification n'est pas gênante. Ces termes représentent une part mineure dans la tarification (0,8% puis 0,2%) et ne constituent donc pas l'enjeu de négociation principal.

3.5 Terme R1B (Énergie bois)

Le tarif R1B proposé est de 32,59 €/HT/MWh. Il est plutôt élevé à l'instant zéro (pour mieux le jauger, il faudrait savoir si les frais proportionnels aux quantités de bois tels que le traitement des cendres sont inclus dans ce terme ou dans le R2), en revanche la formule de révision avec 15% de partie fixe est favorable aux abonnés.

Comme ce terme ne s'applique pas de suite, il est plutôt convenable en l'état, à condition que le délégataire s'engage bien sur les prix et la formule de révision sur la durée de la délégation.

Si son engagement ne couvre qu'une durée limitée, l'intérêt de la formule de révision stable s'en trouve amoindri.

3.6 Terme R21 (Charges d'exploitation)

Le terme R21 proposé jusqu'à mise en service de la chaufferie bois est de 23,75 €/kW/an, soit un chiffre d'affaires de 2409 k€HT, quasiment identique à celui de 2010 (2399 k€HT).

L'avenant maintient donc ce terme sans proposer de réduction. Il est vrai que les comptes de la délégation de ces dernières années (annexe 8 du rapport 2010) font apparaître des marges situées essentiellement sur le R1, puisque, sur chacun des trois derniers exercices, les recettes de ce terme tarifaire sont supérieures de plus de 3 millions d'euros (!) aux coûts d'achats de combustibles. Comparativement, le terme R21 aurait été déficitaire et n'aurait pas permis de couvrir les frais opérationnels et les dépenses de GER annoncés (même si plusieurs des lignes du compte de résultat de SDCC posent question, notamment le poste sous-traitance très élevé).

Le terme R21 proposé après mise en service de la chaufferie bois est de 37,47 €/kW/an, soit un chiffre d'affaires de 3801 k€HT. Il s'agit d'une **augmentation considérable** : les 1,4 millions d'euros supplémentaires sont **disproportionnés avec le coût d'exploitation de la nouvelle chaufferie** bois de 5 MW.

Le compte d'exploitation proposé confirme ce fait : les augmentations de charges d'exploitation liées à la mise en service de la chaufferie bois sont marginales

Peut-être s'agit-il d'un rattrapage par rapport aux coûts d'exploitation des installations existantes, mais il faut tout d'abord que ceux-ci soient justifiés.

Or, la ligne « Convention d'Exploitation » (590 k€ soit 4 €/TTC/MWh à lui seul) n'est pas expliquée et mériterait des questions complémentaires.

3.7 Terme R22 (Investissement)

Le terme R22 proposé jusqu'à mise en service de la chaufferie bois est de 13,95 €/kW/an, soit un chiffre d'affaires de 1415 k€HT.

Cette valeur est surprenante car elle est plus élevée que les amortissements actuels de la délégation.

Paradoxalement, à la mise en service de la chaufferie bois, donc après un nouvel investissement, le R22 diminue à 4,79 €/kW/an, soit 486 k€HT.

L'explication possible est que SDCC solde tous les investissements (courant jusqu'en 2015 avec un solde non amorti de 2146 k€ en fin de concession) pendant la phase transitoire avant la mise en place de la chaufferie bois.

Or, ce n'est pas le cas d'après le compte d'exploitation proposé, qui ne couvre que les années 2012 et 2014 : les investissements actuels semblent rester en place, or ils ne courent que jusqu'en 2017. **Dès 2018, les charges diminuent donc de 750 k€, soit autant de marge**

supplémentaire pour le délégataire qui n'apparaît pas dans le compte d'exploitation « tronqué ».

L'**investissement biomasse**, tel qu'il apparaît dans les documents présentés à la table ronde, est de 4 913 k€HT, dont 2 383 k€HT pour le seul process biomasse. **Cette valeur est cohérente** avec des propositions de constructeurs pour ce type spécifique de générateur (rappelons qu'il doit s'agir d'une chaudière vapeur pour alimenter le réseau de Clichy).

Le terme R22 proposé (4,79 €/kWh) est supérieur au R22 nécessaire pour le seul remboursement de l'investissement bois (4,02 €/kWh). Les **autres frais** inclus dans ce terme sont à expliquer.

On notera au passage que **l'investissement semble faible pour justifier d'une prolongation de la concession de vingt ans** (moins de 4% du tarif global) : la faisabilité juridique de cet avenant « Grenelle » n'est donc pas évidente.

De plus, le délégataire ne s'engage pas sur le coût de l'investissement : voir article 2.1 de l'avenant. Il ne sera validé qu'à réception des travaux, la garantie de SDCC est donc très faible.

L'autre point d'étonnement est la formule de révision du R22. Elle ne comprend en effet qu'une partie fixe de 10%, alors que 90% est indexé sur des indices INSEE. S'agissant du remboursement d'un investissement initial, **ce terme devrait être fixe et non révisable**.

La formule de révision comprend également une **formule correctrice du taux d'intérêt** du contrat de financement. Par exemple, si le taux obtenu était de 6% au lieu du 5,4% annoncé, les intérêts subiraient un surcoût de 5% sur ce terme tarifaire.

Or, il existe deux raisons pour laquelle le taux est appelé à varier entre la proposition tarifaire et la souscription du contrat de financement : d'une part, les conditions conjoncturelles de financement qui s'imposent à tous, et d'autre part, le taux que les banques sont prêtes à accorder à SDCC (et GDF Suez) en particulier. Si une révision peut être légitime sur le premier point, elle ne l'est pas sur le second. Le défaut de ce système est que **SDCC ne s'engage en aucune manière sur le taux de financement** : il faudrait donc préférer une formule utilisant un taux d'intérêt de référence (EURIBOR ou autre).

3.8 Subventions

Les **modalités de reversement de subventions** sont également problématiques : les subventions devraient en effet diminuer non seulement le montant de l'amortissement, mais aussi le montant des charges financières liées à l'investissement. Or, seules les premières sont remboursées. Pour prendre un exemple caricatural, si les subventions couvraient 100% de l'investissement (rendant inutile le recours à l'emprunt), les abonnés paieraient quand même les intérêts !

Ce système peu intéressant pour les abonnés constitue un risque supplémentaire que le dossier soit recalé par l'ADEME pour le Fonds Chaleur, puisque les subventions publiques seraient moins profitables à l'abonné qu'avec une répercussion complète.

4 Solutions alternatives

4.1 Dans le cadre du réseau de chaleur

Dans l'hypothèse de la recherche d'un passage majoritaire aux énergies renouvelables, l'alternative pour le réseau de chaleur est relativement réduite. S'agissant d'un réseau vapeur, il est impossible sans investissement lourd de modification complète du réseau (et sans doute des installations secondaires des abonnés) de recourir à une énergie de récupération de chaleur à basse température, telle que la géothermie.

Restent alors les deux énergies envisagées dans l'avenant, à savoir la biomasse et l'import de vapeur renouvelable de CPCU.

D'après la présentation faite à la table ronde, la SDCC indique qu'il est possible d'alimenter le **réseau à 100% par CPCU**. Dans ce cas, la chaleur livrée à Clichy serait renouvelable en même temps que celle de CPCU. Cette échéance est-elle beaucoup plus tardive que celle de l'hypothèse bois+CPCU ? Ce n'est pas démontré, la date d'entrée en vigueur de la TVA à taux réduit (plus importante que la date de mise en service de la chaufferie bois) étant inconnue.

Cofely relève une impossibilité juridique à cette hypothèse (cas 1 dans la présentation table ronde) du fait de l'impossibilité de financer les investissements. Or, il nous semble que rien n'oblige à ce que la déconstruction et la dépollution de la centrale actuelle soit effectuées dans le cadre du contrat actuel. Elles peuvent attendre la remise en concurrence de la DSP. La chaufferie pourrait continuer à tenir le rôle de secours, et les travaux de remise à niveau de l'alimentation CPCU peuvent probablement être financés dans le cadre de la DSP actuelle (à titre d'exemple, rappelons que le solde de provisions GER s'élève à 1894 k€, soit plus que les travaux annoncés). Cette **impossibilité juridique n'est pas entièrement démontrée en l'état**.

En vérité, il faut surtout en conclure que **SDCC ne trouverait pas d'intérêt à cette solution** : si son contrat de concession n'était pas prolongé, elle aurait mauvaise grâce à appliquer une baisse tarifaire sur les dernières années du contrat. Les indemnités de résiliation étant potentiellement dissuasives pour la Ville, il y aurait donc le risque de conserver des prix très élevés pour les abonnés jusqu'en 2015. C'est aujourd'hui le **principal dilemme**.

4.2 Hors du réseau de chaleur

Dans le cas où aucune solution n'était trouvée dans le cadre du réseau de chaleur, il reste à 3F la **possibilité de déconnecter ses bâtiments** et de se fournir lui-même en énergie.

Pour certaines des résidences, un dé-raccordement serait plus compliqué :

- ? 1556L (Buzenval), parce qu'il s'agit d'un bâtiment de petite surface (894 m²) et de faibles besoins pour lequel le changement d'énergie est peu rentable ; il a donc plus intérêt à un coût d'énergie mutualisé moyenné (encore faut-il que la puissance souscrite soit convenable)
- ? 3609L (Cailloux), parce qu'elle vient de se raccorder au réseau et que ses consommations sont faibles

? Les résidences en copropriété, par complexité du processus décisionnel

En revanche, on peut identifier **quatre résidences qui peuvent se dé-raccorder** plus aisément. Il s'agit des plus importantes en volume, qui sont aussi les bâtiments pour lesquels nous disposons des polices d'abonnement :

- ? 2664L et 2665L (Berges de Seine), dont la police a été souscrite le 2 décembre 1996 pour une durée de 3 ans, reconductible d'année en année par tacite reconduction avec préavis de six mois : 3F peut donc choisir de se dé-raccorder avant le 2 juin 2012 avec prise d'effet au 2 décembre.
- ? 3068L et 3069L (Barbusse), dont la police a été souscrite le 4 juillet 2000 pour une durée de 10 ans, reconductible d'année en année par tacite reconduction avec préavis de six mois : 3F peut donc choisir de se dé-raccorder avant le 4 janvier 2012 avec prise d'effet au 2 juillet.

Ces bâtiments représentent en cumulé **2,4% des consommations du réseau de chaleur** : cela ne confère pas un pouvoir de négociation très fort à 3F, sans être non plus négligeable.

Pour ces bâtiments existants, les solutions énergétiquement performantes sont complexes à mettre en œuvre, et l'électricité et le fioul sont à des tarifs prohibitifs. L'alternative énergétique la plus aisée à saisir – et à prendre en compte comme référence tarifaire dans les négociations avec le délégataire – est le gaz naturel.

Les calculs effectués ci-après sont établis sous réserve de la faisabilité du raccordement en gaz et de la possibilité d'installer les chaudières gaz à la place dans les échangeurs dans les points de livraison actuels (à attester lors des visites de site, après validation par 3F des bâtiments sélectionnés pour l'audit dans le cadre de notre étude).

Nous calculons les coûts d'approvisionnement en gaz selon le tarif régulé le plus avantageux. Il n'est pas pris en compte de marge sur P1 (fourniture en direct), mais pas non plus de rabais dû à la fourniture en dérégulé, conjoncturel (voir chapitre 3.3) : hypothèse donnée peut cependant être aisément revue.

Le calcul est effectué sur les consommations 2010. L'hypothèse de rendement moyen annuel de la chaudière gaz installée est de 90% sur PCI (81% sur PCS).

Les tableaux ci-après calculent les coûts d'approvisionnement pour les résidences 2664L, 2665L et pour la paire 3068L/3069L (un seul point de livraison pour ces deux résidences).

Toutes ces résidences bénéficient du tarif B2S de Gaz de France compte tenu de leur niveau de consommation.

2664L - Berges de Seine - Îlot 14BC

TARIF B2S

Niveau

1

Prix unitaire du MWh de combustible gaz 48,950 €TTC/MWh PCS**Prix unitaire du MWh utile 60,432 €TTC/MWh**

Mois	Période	Consommation mensuelle utile en MWh	Consommation mensuelle en MWh PCS	Consommation mensuelle cumulée en MWh PCS	Date(s) de barème
Janvier	hiver	204	252	252	01/04/11
Février	hiver	193	238	490	01/04/11
Mars	hiver	198	244	735	01/04/11
Avril	été	85	105	840	01/04/11
Mai	été	58	72	911	01/04/11
Juin	été	26	32	943	01/04/11
Juillet	été	19	23	967	01/04/11
Août	été	18	22	989	01/04/11
Septembre	été	27	33	1 022	01/04/11
Octobre	été	96	119	1 141	01/04/11
Novembre	hiver	142	175	1 316	01/04/11
Décembre	hiver	301	372	1 688	01/04/11
Total		1 367	1 688		

Mois	Abonnement + CTA €HT	Montant du gaz hiver €HT	Montant du gaz été €HT	Montant du gaz combustible €HT	Montant du gaz total €HT
Janvier	91	11 051	-	11 051	11 142
Février	91	10 455	-	10 455	10 546
Mars	91	10 726	-	10 726	10 817
Avril	91	-	3 069	3 069	3 160
Mai	91	-	2 094	2 094	2 185
Juin	91	-	939	939	1 030
Juillet	91	-	686	686	777
Août	91	-	650	650	741
Septembre	91	-	975	975	1 066
Octobre	91	-	3 467	3 467	3 557
Novembre	91	7 693	-	7 693	7 783
Décembre	91	16 306	-	16 306	16 397
Total Facture HT	1 089	56 231	11 881	68 112	69 201
Poids	1,6%	81,3%	17,2%	98,4%	
Total Facture TTC	1 149			81 462	82 611

2665L - Berges de Seine - Îlot A

TARIF B2S

Niveau

1

Prix unitaire du MWh de combustible gaz	48,476	€TTC/MWh PCS
Prix unitaire du MWh utile	59,847	€TTC/MWh

Mois	Période	Consommation mensuelle utile en MWh	Consommation mensuelle en MWh PCS	Consommation mensuelle cumulée en MWh PCS	Date(s) de barème
Janvier	hiver	136	168	168	01/04/11
Février	hiver	115	142	310	01/04/11
Mars	hiver	133	164	474	01/04/11
Avril	été	73	90	564	01/04/11
Mai	été	58	72	636	01/04/11
Juin	été	19	23	659	01/04/11
Juillet	été	15	19	678	01/04/11
Août	été	15	19	696	01/04/11
Septembre	été	19	23	720	01/04/11
Octobre	été	59	73	793	01/04/11
Novembre	hiver	81	100	893	01/04/11
Décembre	hiver	172	212	1 105	01/04/11
Total		895	1 105		

Mois	Abonnement + CTA €HT	Montant du gaz hiver €HT	Montant du gaz été €HT	Montant du gaz combustible €HT	Montant du gaz total €HT
Janvier	91	7 368	-	7 368	7 458
Février	91	6 230	-	6 230	6 321
Mars	91	7 205	-	7 205	7 296
Avril	91	-	2 636	2 636	2 727
Mai	91	-	2 094	2 094	2 185
Juin	91	-	686	686	777
Juillet	91	-	542	542	632
Août	91	-	542	542	632
Septembre	91	-	686	686	777
Octobre	91	-	2 131	2 131	2 221
Novembre	91	4 388	-	4 388	4 479
Décembre	91	9 318	-	9 318	9 408
Total Facture HT	1 089	34 508	9 317	43 825	44 914
Poids	2,4%	76,8%	20,7%	97,6%	
Total Facture TTC	1 149			52 414	53 564

3068L et 3069L - Barbusse

TARIF B2S

Niveau

1

Prix unitaire du MWh de combustible gaz	47,530	€TTC/MWh PCS
Prix unitaire du MWh utile	58,679	€TTC/MWh

Mois	Période	Consommation mensuelle utile en MWh	Consommation mensuelle en MWh PCS	Consommation mensuelle cumulée en MWh PCS	Date(s) de barème
Janvier	hiver	189	233	233	01/04/11
Février	hiver	237	293	526	01/04/11
Mars	hiver	228	281	807	01/04/11
Avril	été	143	177	984	01/04/11
Mai	été	113	140	1 123	01/04/11
Juin	été	57	70	1 194	01/04/11
Juillet	été	32	40	1 233	01/04/11
Août	été	39	48	1 281	01/04/11
Septembre	été	60	74	1 356	01/04/11
Octobre	été	89	110	1 465	01/04/11
Novembre	hiver	161	199	1 664	01/04/11
Décembre	hiver	348	430	2 094	01/04/11
Total		1 696	2 094		

Mois	Abonnement + CTA €HT	Montant du gaz hiver €HT	Montant du gaz été €HT	Montant du gaz combustible €HT	Montant du gaz total €HT
Janvier	91	10 239	-	10 239	10 329
Février	91	12 839	-	12 839	12 930
Mars	91	12 351	-	12 351	12 442
Avril	91	-	5 164	5 164	5 255
Mai	91	-	4 081	4 081	4 171
Juin	91	-	2 058	2 058	2 149
Juillet	91	-	1 156	1 156	1 246
Août	91	-	1 408	1 408	1 499
Septembre	91	-	2 167	2 167	2 257
Octobre	91	-	3 214	3 214	3 305
Novembre	91	8 722	-	8 722	8 813
Décembre	91	18 852	-	18 852	18 943
Total Facture HT	1 089	63 003	19 247	82 250	83 339
Poids	1,3%	75,6%	23,1%	98,7%	
Total Facture TTC	1 149			98 371	99 520

Nous pouvons ainsi, à partir de ratios usuels de coûts d'entretien/maintenance et d'investissements pour des chaufferies collectives similaires, établir une comparaison entre le tarif moyen proposé pour le réseau de chaleur, avant et après mise en service de la chaufferie biomasse, et le coût correspondant pour offrir une solution autonome aux résidences concernées.

Comparaison en €TTC/MWh	Berges BC 2664L	Berges A 2665L	Barbusse 3068+3069L
P1 ou R1	60,43	59,85	58,68
P'1/P2 ou R2	5,00	5,00	5,00
P3/P4	8,00	8,00	8,00
Coût récupérable	65,43	64,85	63,68
Coût global	73,43	72,85	71,68
Ecart avant bois	-12%	-13%	-20%
Ecart après bois	-5%	-5%	-14%

Certes, les solutions autonomes présentées sont dépendantes des énergies fossiles, et elles seraient également à la merci d'une éventuelle contribution carbone liée à ses émissions de gaz à effet de serre. Le réseau de chaleur est théoriquement mieux placé de ce point de vue dans le système des **quotas CO₂**, cependant la proposition de SDCC est silencieuse à ce sujet : à qui bénéficient le solde de quotas acquis et les économies réalisées par l'ajout d'une chaudière bois et l'import de chaleur ? **Les quotas sont absents du compte d'exploitation prévisionnel !**

Une comparaison telle que celle-ci est un bon aiguillon de la compétitivité du réseau de chaleur. On y observe en effet que, à la date de valeur retenue d'avril 2011, le prix R1+R2 du réseau doit s'approcher de **72 €TTC/MWh pour être compétitif en coût de revient global**, et de **65 €TTC/MWh pour être compétitif en charges récupérables auprès du locataire**.

Ces ratios sont d'ailleurs parfaitement atteignables, comme l'attestent les prix moyens publiés par l'association AMORCE, et les niveaux de prix obtenus lors des procédures de mise en concurrence des délégations de service public à échéance. Y compris dans le cas présent, avec la spécificité d'un réseau vapeur et d'une dépendance à un import extérieur de CPCU, une meilleure compétitivité du réseau semble possible, comme le montrent les nombreuses pistes d'amélioration listées dans le présent rapport.

Il existe **deux axes de négociation** pour que 3F puisse bénéficier d'un tarif plus compétitif que les prix moyens sur le réseau de chaleur indiqué ci-dessus :

- ? que **SDCC améliore sa proposition tarifaire**.
- ? que la remise à plat des puissances souscrites tienne compte des différences d'usage entre logements et équipements.

5 Synthèse

5.1 Tableau de recevabilité de la proposition SDCC

Ce petit tableau a pour but de récapituler en un visuel simple notre avis sur la qualité de chacun des termes tarifaires de la proposition de SDCC, non seulement au niveau du prix de base affiché que des formules de révision utilisées, ainsi que des garanties et assurances mis en place pour prévenir le tarif proposé contre tout risque d'augmentation.

Vert : satisfaisant

Orange : négociable

Rouge : inacceptable en l'état

	Mix/TVA	R1V	R1G	R1B	R1F	R21<MES	R21>MES	R22<MES	R22>MES
Niveau de prix	Vert	Rouge	Vert	Orange	Orange	Vert	Rouge	Orange	Orange
Formule de révision	Vert	Orange	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Orange	Rouge
Garanties associées	Rouge	Rouge	Rouge	Orange	Vert	Vert	Vert	Orange	Vert

(MES : date de mise en service de la chaufferie bois)

5.2 Liste des questions à poser à SDCC et des points à négocier

Points de négociation majeurs :

- ? Garantir les abonnés sur l'application de TVA à 5,5% à partir du 1^{er} janvier 2014, en s'engageant à rembourser la différence sur le prix hors taxes en cas de non-atteinte.
- ? Justifier (et réduire) la marge nette importante (19% puis 16%) apparaissant entre le coût d'achat de la vapeur CPCU et le coût de revente proposé de cette même vapeur à l'abonné, une fois déduits les rendements techniques
- ? Garantir un plafond (révisable selon le tarif régulé) du prix du gaz dérégulé jusqu'à mise en service de la chaufferie bois
- ? Expliquer le contenu de la « Convention d'Exploitation » (590 k€ dans le compte d'exploitation).
- ? Justifier de la présence d'indices de révision dans le terme R22, qui correspond au remboursement de l'investissement initial (fixe)
- ? Corriger la formule de reversement de subventions pour que les charges financières liées à l'investissement ainsi économisé soient également effacées
- ? Justifier le mode de calcul des puissances souscrites

Informations complémentaires importantes :

- ? Annexer à l'avenant une convention de fourniture de vapeur acceptée et signée par la Ville de Paris (car l'échéance de la DSP prolongée dépasse la délégation de la CPCU)
- ? Communiquer les prévisions actualisées de part de production renouvelable de CPCU dans les prochaines années

Préciser si une démarche de Schéma Directeur est entreprise sur le réseau de Clichy et fournir les prévisions de bilans énergétiques mensuels à moyen terme

Autres précisions à apporter :

- ? Préciser si la TICGN est bien entièrement répercutée aux seuls abonnés non exonérés, et ce dès prise d'effet du nouvel avenant.