

Rapport de synthèse

Évaluation des coûts relatifs aux prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD de gaz naturel et d'électricité auprès des utilisateurs en contrat unique.

5 janvier 2017
Version publique

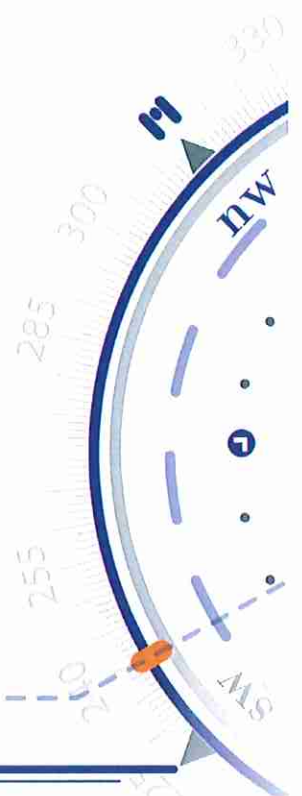


Table des matières

1. CAVEAT	4
2. SYNTHÈSE	5
2.1 Introduction méthodologique	5
2.2 Synthèse des résultats	6
2.2.1 Sur le marché de masse	6
2.2.2 Sur le marché d'affaires	7
3. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE L'ÉTUDE	9
3.1 L'apparition du contrat unique	9
3.2 Les différends concernant la gestion de clientèle en contrat unique	10
3.3 La mise en place de l'étude sur les coûts de gestion de clientèle du contrat unique	12
4. METHODOLOGIE	13
4.1 La présentation générale de la démarche	13
4.1.1 Notions clés utilisées par l'étude	13
4.1.2 Périmètre retenu pour les activités de gestion de clientèle	13
4.1.3 Méthode globale de calcul du surcoût fournisseur et du coût évité GRD	16
4.2 La situation contrefactuelle	18
4.2.1 Prise en compte des incertitudes liées à la description de la situation contrefactuelle	18
4.2.2 Revue des hypothèses de la situation contrefactuelle	18
5. TRAITEMENT DES DONNÉES COLLECTÉES AUPRES DES FOURNISSEURS	22
5.1 Introduction méthodologique	22
5.2 Les valeurs retenues sur les données des fournisseurs	22
5.2.1 Segmentation du marché	22
5.2.2 Coût et productivité des ETP internes	23
5.2.3 Coûts de prestation externe de traitement des demandes client	23
5.2.4 Autres frais généraux	23
5.2.5 Quote-part des coûts SI imputables à la gestion du contrat unique	23
5.2.6 Taux de contact client	25
5.2.7 Durées moyennes de traitement	25
5.2.8 Volumes, modes et moyens de facturation	26
5.2.9 Volumes, montants et traitements des impayés	26
5.2.10 Encaissements et reversements	27
5.3 Les fournisseurs types	28
5.3.1 Principe du fournisseur type	28
5.3.2 Quatre fournisseurs types	28
6. LES HYPOTHESES CONCERNANT LE TRAITEMENT DES DONNÉES DU GRD	30

6.1.1	Coûts SI.....	30
6.1.2	Hypothèses concernant les volumes de contact client.....	30
6.1.3	Hypothèses concernant les DMT des demandes client.....	30
6.1.4	Coûts d'ETP.....	32
6.1.5	Coût d'externalisation du traitement des demandes client.....	32
6.1.6	Hypothèses concernant la facturation.....	32
6.1.7	Hypothèses concernant la gestion des impayés.....	32
6.1.8	Hypothèses concernant la gestion des encaissements.....	32
7.	CALCUL DES SURCOUTS ET DES COUTS EVITES.....	34
7.1	Les surcoûts du fournisseur historique type avec 80 % de part de marché.....	34
7.1.1	Coût marginal en fonction du taux d'externalisation.....	34
7.1.2	Analyses de sensibilité du coût marginal.....	36
7.1.3	Surcoût du fournisseur par activité.....	37
7.2	Les surcoûts des fournisseurs alternatifs types.....	38
7.2.1	Etude de variabilité des coûts marginaux de gestion de clientèle des fournisseurs alternatifs.....	38
7.2.2	Coût marginal des fournisseurs alternatifs types par activité.....	39
7.2.3	Surcoût des fournisseurs alternatifs types par activité.....	41
7.3	Les coûts évités pour les GRD.....	43
7.3.1	Coûts évités du GRD ventilé par activité (sans prise en compte de la situation contrefactuelle).....	43
7.3.2	Coût évité du GRD ventilé par activité avec prise en compte de la situation contrefactuelle (coûts SI originaux).....	44
7.3.3	Coût évité du GRD ventilé par activité avec prise en compte de la situation contrefactuelle (coûts SI x2)	44
7.4	Analyse tendancielle 1 : l'impact de la digitalisation de la relation client.....	46
7.4.1	Tendances de la digitalisation de la gestion de clientèle.....	46
7.4.2	Impact de la digitalisation sur les activités de gestion de clientèle.....	46
7.5	Analyse tendancielle 2 : l'impact des compteurs communicants.....	48
7.5.1	Les compteurs communicants d'électricité et de gaz.....	48
7.5.2	Revue des répercussions sur les activités de gestion de clientèle.....	48
7.5.3	Les impacts de des compteurs communicants sur la gestion de clientèle.....	50
8.	ANNEXES.....	51
8.1	Détails des données collectées auprès des fournisseurs.....	51
8.2	Détails des données collectées auprès des GRD.....	53
8.3	Grille de processus-type utilisés dans le cadre de l'étude.....	55

1. Caveat

Nous considérons que maintenir la confidentialité sur les données et projets de nos interlocuteurs est essentiel pour leurs intérêts. PMP applique rigoureusement des pratiques internes afin de protéger la confidentialité de toute information qui lui est transmise.

Lors de cette étude PMP a récolté des informations auprès des différents acteurs de la fourniture et de la distribution d'énergie. Certaines de ces informations sont couvertes par des secrets protégés par la loi, ce que PMP a précisé à la CRE.

La CRE décidera de la publication des résultats de l'étude réalisée par PMP qu'elle souhaite publier, au regard des secrets protégés par la loi, et sous sa seule responsabilité.

Les éléments occultés selon ce format dans le présent document sont des éléments qui pourraient être susceptibles de relever de la protection du secret des affaires.

2. Synthèse

2.1 Introduction méthodologique

Ce rapport a été réalisé par le cabinet PMP à la demande de la CRE afin d'évaluer les surcoûts induits par la prise en charge des activités de gestion de clientèle par les fournisseurs pour le compte des Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) dans le cadre du contrat unique.

Deux approches complémentaires ont été choisies :

- Une évaluation des surcoûts sur les activités des fournisseurs,
- Une évaluation des coûts évités pour les GRD.

Ces évaluations ont été réalisées sur la base des données de l'exercice 2015 par **l'analyse puis le chiffrage des coûts induits par les activités de gestion client réalisées par les fournisseurs pour le compte des GRD (logique « bottom up »)**. Ces activités ont été réparties en quatre domaines : le traitement des demandes client, la facturation, la gestion des impayés, l'encaissement et le reversement aux GRD.

Ce travail a été initié par la collecte des différents inducteurs de coûts auprès d'un **échantillon défini avec la CRE de fournisseurs représentatifs** des différents positionnements de marché sur les deux énergies, le marché de masse et le marché d'affaires.

En complément, plusieurs ateliers de travail ont été conduits avec cinq de ces fournisseurs afin d'analyser dans le détail ces différents inducteurs de coûts (volumes d'activités, durées de traitement, coûts humains et informatiques, coûts des prestations externalisées, etc.) et d'évaluer la quote-part des activités qui sont réalisées pour le compte des GRD.

Afin de présenter des résultats reflétant les coûts d'**acteurs efficaces représentatifs d'un niveau de performance standard** (i.e. en excluant les modèles de coûts atypiques), **quatre fournisseurs types** ont été créés :

- Fournisseur « historique » (> 50 % de part de marché), décliné en deux sous catégories :
 - Un modèle fortement externalisé (90% pour le traitement des demandes client)
 - Un modèle moins externalisé (50% pour le traitement des demandes client)
- Fournisseur « challenger » (20 – 50% de part de marché),
- Fournisseur « moyen » (1 – 20 % de part de marché),
- Fournisseur « nouvel entrant » (< 1% de part de marché).

Cette première étape a ainsi permis, sur la base de données observables, d'estimer le montant du coût de gestion client supporté par un fournisseur type normalement efficace pour le compte des GRD dans la situation actuelle de gestion en contrat unique, dénommé « coût marginal » dans ce rapport.

Une situation contrefactuelle de gestion des clients en contrats séparés (un contrat de fourniture et un contrat d'acheminement) a ensuite été décrite pour évaluer ses impacts sur les coûts supportés par le fournisseur. **Par convention, la situation contrefactuelle est celle où les fournisseurs ne réalisent aucune activité pour le compte des GRD.** Les impacts sur les coûts des fournisseurs sont évalués pour tenir compte des différences de processus ou de comportement client entre les deux situations. Ces différences étant par nature non observables, **plusieurs hypothèses ont été considérées afin d'estimer les bornes hautes et basses du surcoût fournisseur.**

Enfin, **l'estimation du coût évité par les GRD a été réalisée en évaluant l'impact sur la structure de coût des GRD qu'aurait une gestion directe des clients pour la prestation d'acheminement. Cette gestion directe suppose la prise en charge de l'ensemble des activités de relation client aujourd'hui assurées par les fournisseurs pour la part acheminement** : traitement des demandes, facturation, recouvrement des impayés et gestion des encaissements. Certains inducteurs de coûts (volumétries de contacts, coûts de certaines prestations externes, ...), identifiés chez les fournisseurs, ont ainsi été transposés dans l'environnement humain et technique des GRD, en les adaptant au périmètre géré par les GRD le cas échéant (ex : mises en service limitée à la part acheminement). Plusieurs

ateliers ont été réalisés avec ENEDIS et GRDF pour recueillir les inducteurs de coûts propres à chacun des GRD (coûts humains, coûts SI, niveau d'externalisation, etc.) et partager les hypothèses du scénario contrefactuel¹.

2.2 Synthèse des résultats

2.2.1 Sur le marché de masse

Sur le marché de masse où la gestion client est largement externalisée, les surcoûts fournisseurs sont principalement sensibles aux effets d'échelle sur les coûts variables, en particulier le coût horaire de prestation de traitement des demandes client et le coût à l'euro de recouvrement des impayés, qui diminuent fortement quand la taille du portefeuille client augmente. Les écarts entre les fournisseurs types sont dus également à des taux de contact plus élevés chez les fournisseurs alternatifs, à la fois à cause d'un comportement client plus actif mais aussi à des outils et des procédures de gestion moins optimisés, pouvant ainsi générer plusieurs contacts pour le traitement d'une seule demande. En revanche, les coûts SI des acteurs alternatifs semblent évoluer en relative proportion avec la taille de leurs portefeuilles client, ne créant pas d'asymétrie entre les acteurs types pour ces coûts.

Les coûts évités des GRD subissent plusieurs effets opposés. D'une part, les GRD **subissent une charge importante liée à la prise en charge de toutes les activités de gestion client pour la part acheminement**, mais d'autre part, deux effets positifs viennent limiter les coûts : **les effets d'échelle très importants dans l'hypothèse d'une gestion fortement externalisée et un redéploiement partiel des effectifs actuellement en charge de la relation avec les fournisseurs** dans le cadre du contrat unique. Enfin, la gestion des clients en direct serait réalisée à un coût SI incrémental faible, ayant peu d'impact sur le coût évité.

**Coûts évités GRD et surcoûts pour les fournisseurs types, par site sur le marché de masse
(T1-T2 en gaz, BT ≤ 36 kVA en électricité)**

Gaz

Électricité

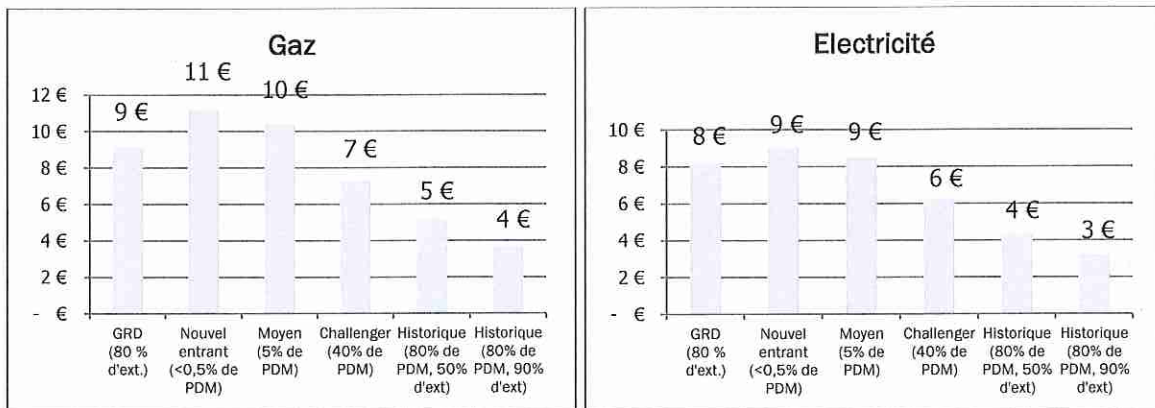
Graphiques remplacés par les graphiques ci-après.

GRD (80% d'ext.)	Nouvel entrant (<0,5% de PDM)	Moyen (5% de PDM)	Challenger (40% de PDM)	Historique (50% d'ext.) (80% de PDM)	Historique (90% d'ext.) (80% de PDM)	GRD (80% d'ext.)	Nouvel entrant (<0,5% de PDM)	Moyen (5% de PDM)	Challenger (40% de PDM)	Historique (50% d'ext.) (80% de PDM)	Historique (90% d'ext.) (80% de PDM)
---------------------	----------------------------------	----------------------	----------------------------	--	--	---------------------	----------------------------------	----------------------	----------------------------	--	--

Le coût marginal pour les fournisseurs et le coût évité pour les GRD sont indiqués en gras, les bornes hautes et basses du coût évité du GRD et du surcoût fournisseur correspondent à l'application des différentes hypothèses envisageables pour la situation contrefactuelle.

¹ Les écarts entre les hypothèses de l'étude et celles des GRD ont fait l'objet d'une analyse spécifique mais certains d'entre eux subsistent à la date de finalisation de ce rapport. Ces écarts ont été tracés avec les GRD concernés et la CRE.

Bornes hautes de l'évaluation des coûts évités GRD et des surcoûts pour les fournisseurs types, par site sur le marché de masse (T1-T2 en gaz, BT ≤ 36 kVA en électricité)



Chez les fournisseurs, le surcoût plus élevé en gaz qu'en électricité est principalement lié au recouvrement des impayés (modèle externalisé fondé sur un coût à l'euro recouvré pour une facture unitaire plus élevée en gaz), à des durées moyennes de traitement plus élevées sur les mises en service et à une quote-part de l'activité imputable au GRD plus importante, liée également aux mises en service. Chez les GRD, le coût évité par site est plus élevé en gaz qu'en électricité pour les mêmes raisons et par un effet d'amortissement plus limité (portefeuilles clients environ 3 fois plus élevés en électricité qu'en gaz), en partie compensé par un redéploiement des effectifs en relation avec les fournisseurs (selon les données transmises par les deux GRD sur les ressources qu'ils seraient en mesure de redéployer sur les activités de gestion de clientèle en situation contrefactuelle).

2.2.2 Sur le marché d'affaires

Sur le marché d'affaires, la gestion client est peu externalisée, ce qui rend ses coûts moins dépendants des coûts variables que sur le marché de masse. En revanche **le même effet sur le taux de contact est constaté** : les fournisseurs alternatifs subissent un taux de contact plus élevé que les fournisseurs historiques pour les mêmes raisons que celles indiquées sur le marché de masse (clients optimisateurs plus actifs et des processus et des outils moins optimisés). De plus étant donnée la petite taille de leurs portefeuilles clients, l'effet d'amortissement des coûts SI est plus faible chez les fournisseurs alternatifs.

Les coûts évités des GRD subissent **plusieurs effets : le report de l'ensemble des activités de relation client (traitement des demandes, facturation, impayés, encaissements) gérées entièrement en interne, la taille du parc plus limitée qu'en marché de masse, conduisant à un moindre amortissement des coûts SI**, et le redéploiement de la majorité des effectifs dédiés à la relation fournisseurs sur le marché d'affaires.

**Coûts évités GRD et surcoûts pour les fournisseurs types, par site sur le marché d'affaires
(T3-T4 en gaz, BT > 36 kVA et HTA en électricité)**

Gaz						Électricité					
GRD	GRD (coûts Six2)	Nouvel entrant (<0,5% de PDM)	Moyen (5% de PDM)	Challenger (40% de PDM)	Historique (80% de PDM)	GRD	GRD (coûts Six2)	Nouvel entrant (<0,5% de PDM)	Moyen (5% de PDM)	Challenger (40% de PDM)	Historique (80% de PDM)
[Contenu du tableau à compléter]											

Le coût marginal pour les fournisseurs et le coût évité pour les GRD sont indiqués en gras, les bornes hautes et basses du coût évité du GRD et du surcoût fournisseur correspondent à l'application des différentes hypothèses envisageables pour la situation contrefactuelle.

Concernant les surcoûts fournisseurs, les écarts entre gaz et électricité s'expliquent par des effets d'amortissement des coûts fixes bien plus faibles en gaz, même s'ils sont en partie compensés par des Durées Moyennes de Traitement (DMT) plus fortes en électricité (complexité relative du TURPE par rapport à l'ATRD).

Concernant les coûts évités des GRD, le coût évité plus faible en gaz s'explique principalement par un redéploiement des effectifs actuellement dédiés à la relation fournisseur plus important (selon les données transmises par les deux GRD sur les ressources qu'ils seraient en mesure de redéployer sur les activités de gestion de clientèle en situation contrefactuelle).

3. Contexte et objectifs de l'étude

3.1 L'apparition du contrat unique

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est une autorité administrative indépendante (AAI) créée le 24 mars 2000. Elle concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals, en cohérence avec les objectifs de politique énergétique.

La CRE veille notamment « à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence ». Le comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) tranche notamment les différends entre les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et les utilisateurs du réseau dont les fournisseurs.

Sous l'impulsion du droit européen, l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité et la plus grande séparation entre les fonctions de fournisseur/producteur d'énergie et de gestionnaire de réseau ont nécessité d'adapter les conditions d'accès aux réseaux publics de distribution d'énergie pour les utilisateurs de ces réseaux. Cette distinction entre fournisseur et GRD a notamment conduit à la distinction entre :

- d'une part, l'accès au réseau de distribution assuré par le GRD (GRDF et ENEDIS) ;
- et d'autre part, la vente d'énergie assurée par le fournisseur (EDF, ENGIE, Direct Énergie...).

Les contrats uniques ont été conçus afin de simplifier la situation du consommateur en offre de marché. Le contrat unique, dont les prestations de gestion de clientèle réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau font l'objet de ce rapport, est défini par l'article L224-8 du Code de la consommation (anciennement article L121-92 du code de la consommation).

Le fournisseur est tenu d'offrir au client la possibilité de conclure avec lui un contrat unique portant sur la fourniture et la distribution d'électricité ou de gaz naturel. Ce contrat reproduit en annexe les clauses réglant les relations entre le fournisseur et le gestionnaire de réseau, notamment les clauses précisant les responsabilités respectives de ces opérateurs.

Outre la prestation d'accès aux réseaux, le consommateur peut, dans le cadre du contrat unique, demander à bénéficier de toutes les prestations techniques proposées par le gestionnaire du réseau. Le fournisseur ne peut facturer au consommateur d'autres frais que ceux que le gestionnaire du réseau lui a imputés au titre d'une prestation.

Les consommateurs qui n'ont pas choisi une offre de marché, et sont restés aux tarifs réglementés de vente (TRV), bénéficient d'un contrat intégré. Le contrat unique comme le contrat intégré définissent à la fois les modalités de fourniture entre l'utilisateur et le fournisseur, et les modalités techniques, juridiques et financières d'accès au réseau de gaz d'une part, et d'électricité d'autre part². En électricité les clients ne bénéficiant ni d'un contrat unique ni d'un contrat intégré doivent conclure, d'une part, un contrat de fourniture d'énergie et, d'autre part, un contrat d'accès au réseau de distribution (le contrat d'accès au réseau public de distribution - CARD - en électricité).

Le client dispose donc d'un contrat pour la fourniture et l'acheminement de l'énergie grâce au contrat unique. Le fournisseur est l'interlocuteur de référence du client. Le client ne paye qu'une seule facture au fournisseur. En ce qui concerne l'électricité, cette facture distingue les parts fourniture et acheminement.

² Dans le reste du document, la notion de « contrat unique » fera indistinctement référence à ces deux situations, contrat unique à proprement parler et contrat intégré.

Schéma contractuel du contrat unique en gaz naturel

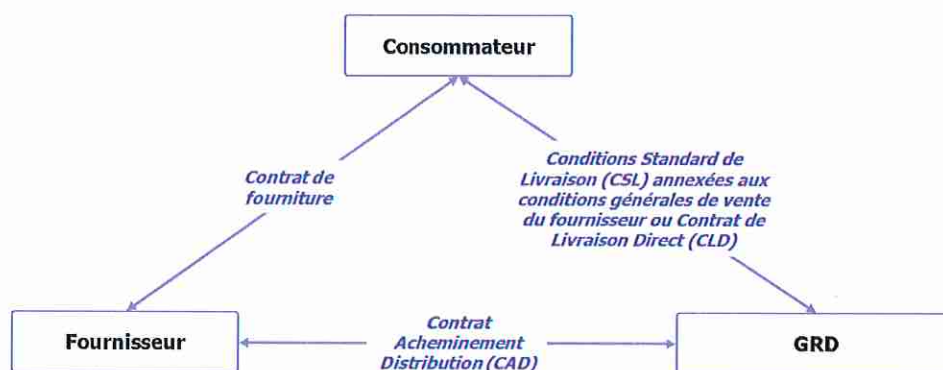
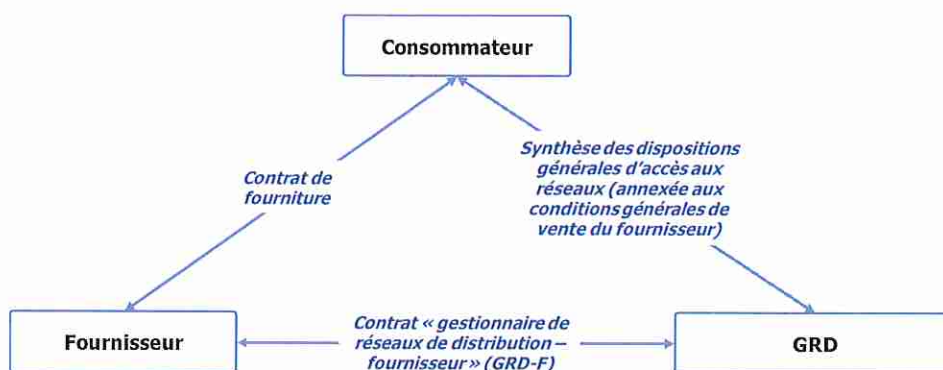


Schéma contractuel du contrat unique en électricité



Le fournisseur et le GRD sont liés par un contrat « Gestionnaire de Réseau de Distribution – Fournisseur » (GRD-F) en électricité et un contrat d'acheminement distribution (CAD) en gaz qui précisent leurs droits et devoirs en matière d'accès au réseau, d'utilisation de ce réseau et d'échange des données nécessaires, relativement aux points de livraison des clients raccordés au réseau de distribution. L'existence d'un tel contrat est une condition préalable à la proposition d'un contrat unique par un fournisseur sur le territoire d'un GRD donné.

3.2 Les différends concernant la gestion de clientèle en contrat unique

En contrat unique, l'ensemble de la relation client est gérée par le fournisseur. Certaines activités sont réalisées par le fournisseur pour son compte exclusif. Mais d'autres activités sont réalisées par le fournisseur pour son propre compte et pour le compte du GRD, ou encore pour le compte exclusif du GRD :

1. La **gestion des demandes du client** : prise en charge par le fournisseur des demandes concernant, totalement ou en partie, le GRD.
 - a. Les **demandes 100% GRD** concernent uniquement le GRD. Par exemple : une demande de changement de puissance.
 - b. Les **demandes mixtes** et les demandes communes concernent à la fois le fournisseur et le GRD. Par exemple : une modification des informations administratives.
2. La **facturation** : facturation du client qui inclut la part distribution du contrat unique ainsi que la facturation des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le GRD (ex : facturation d'un relevé spécial).
3. Le **traitement des impayés** : récupération des impayés, dont une partie porte sur la part distribution (part distribution et interventions du GRD).

4. La **gestion des encaissements et reversements** : encaissement des montants perçus pour le compte du GRD et le reversement de ces montants au GRD.

Le fournisseur supporte par conséquent les coûts de ces activités et se trouve exposé au risque d'impayé de la part GRD des factures. La charge financière portée par les fournisseurs a ainsi fait l'objet de contentieux entre les fournisseurs et les GRD depuis la mise en place du contrat GRD-F et du contrat CAD. Plusieurs décisions du CoRDIS et des juridictions, ont rappelé les obligations incombant respectivement aux GRD et aux fournisseurs.

Quatre décisions majeures, présentées ci-dessous, ont fait évoluer la prise en compte de ces coûts dans les contrats GRD-F et CAD.

- La décision du CoRDIS du 22 octobre 2010³ tranche la question de la répartition de la charge financière des impayés de la part acheminement entre le fournisseur d'électricité et le GRD :
 - le CoRDIS retient que « *Les droits et obligations du gestionnaire de réseau à l'égard du fournisseur ne peuvent, sous couvert de la mission confiée au fournisseur auprès du client dans le cadre de la conclusion du contrat unique, être aménagés de telle sorte qu'ils aboutiraient à faire supporter au seul fournisseur l'intégralité d'un risque qui s'attache à l'exercice par le gestionnaire de réseau de sa mission de service public* », ainsi « *Pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur doit les avoir préalablement recouvrées auprès du client final* ».
 - Cette décision a souligné le fait que, lorsque les fournisseurs réalisent des tâches ou supportent des coûts pour le compte du GRD, ils « *doivent être placés dans une situation équivalente à celle du gestionnaire de réseau dans le cadre d'un contrat CARD* ».
- La décision du CoRDIS du 19 septembre 2014⁴ tranche une question semblable en matière de gaz naturel :
 - le CoRDIS rappelle que « *la mission d'acheminement dévolue au gestionnaire de réseaux de distribution s'effectue pour le compte du client final et non pour le compte de son fournisseur* ».
 - Dès lors, « *le gestionnaire du réseau public de distribution ne peut imposer aux fournisseurs des stipulations dans le contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel visant à le rendre redevable en son nom et pour son compte, du paiement du tarif ATRD et de toute autre somme non couverte par ce tarif* ».

Deux décisions de l'été 2016 sont relatives à la rémunération des prestations de gestion de clientèle effectuées par le fournisseur pour le compte du GRD dans le cadre du contrat unique.

- L'arrêt de la Cour d'Appel de Paris du 2 juin 2016, qui décide que GRDF doit rémunérer Direct Énergie pour les prestations de gestion de clientèle que Direct Énergie réalise pour le compte du GRD.
 - Le principe d'une rémunération du fournisseur par le GRD est affirmé par l'arrêt de la Cour d'Appel dans le secteur du gaz. Cette compensation existait déjà depuis 2012 dans le secteur de l'électricité.
 - Selon la Cour d'Appel : « *Sur les CSL ou contrat unique, il est exact qu'il résulte du principe énoncé par la décision selon lequel le contrat unique ne peut avoir pour objet ou effet de faire supporter au seul fournisseur les sommes correspondant à la mission de distribution dévolue au gestionnaire de réseaux publics, que la société GrDF doit supporter, au moins partiellement, les coûts des prestations de services rendues par les fournisseurs nécessaires pour l'accès au réseau* ».
 - Elle enjoint à la société GrDF de mettre ses CAD en conformité avec les principes énoncés par la décision, en prévoyant notamment une « *rémunération équitable et proportionnée au regard des coûts évités par [le GRD] des prestations accomplies pour son compte auprès des clients* ».

³ Décision du 22 octobre 2010 du comité de règlement des différends et des sanctions sur le différend qui oppose la société Direct Énergie à la société Électricité Réseau Distribution France relatif au contrat GRD-F.

⁴ Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie en date du 19 septembre 2014 sur le différend qui oppose la société POWEO DIRECT ENERGIE à la société GRDF relatif au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel.

- La décision du Conseil d'État du 13 juillet 2016, à la suite du recours porté par ENGIE contre le refus de la CRE d'abroger la délibération de la CRE portant communication sur l'accord de compensation des coûts de gestion de clientèle entre ENEDIS et Direct Énergie :
 - Dans sa délibération du **26 juillet 2012**, la CRE a considéré que le projet de contrat qui lui avait été communiqué remplissait « *les conditions permettant la mise en place d'un dispositif contractuel transitoire de gestion de clients en contrat unique pour le compte d'ERDF* ».
 - Elle ajoutait que « *le projet de contrat de prestation de services entre la société Poweo Direct Énergie et la société ERDF pour la gestion de clientèle en contrat unique pourrait être conclu avec d'autres opérateurs (fournisseurs nouveaux entrants) placés dans une situation comparable à la société Poweo Direct Énergie au regard de leurs coûts de gestion de clientèle et de leur base de clients « énergie »* ».
 - La décision du Conseil d'État du **13 juillet 2016** a jugé que la CRE avait méconnu les dispositions du code de la consommation relative au contrat unique « *en prévoyant que ce type d'accord ne pouvait être que « transitoire », et en réservant le bénéfice à certains fournisseurs* ».

3.3 La mise en place de l'étude sur les coûts de gestion de clientèle du contrat unique.

Dans ce contexte, la CRE a sollicité cette étude afin de disposer d'éléments d'évaluation pertinents concernant les coûts relatifs aux prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD de gaz naturel et d'électricité auprès des utilisateurs en contrats uniques.

La présente étude vise ainsi à produire :

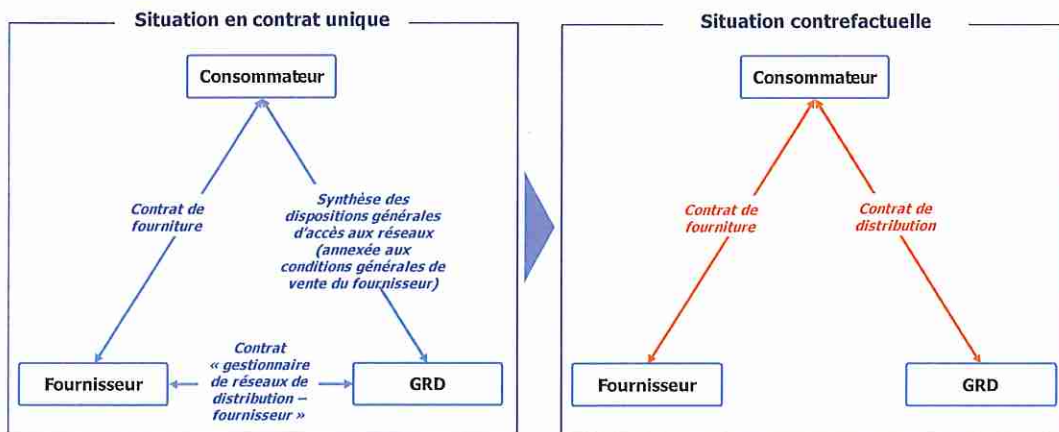
1. Une **description détaillée des tâches réalisées dans le cadre des prestations rendues par les fournisseurs pour le compte des GRD** auprès des utilisateurs en contrat unique ;
2. Une **évaluation des surcoûts générés chez les fournisseurs** par cette activité supplémentaire ;
3. Une **évaluation des coûts évités des GRD** du fait de la réalisation de ces prestations par les fournisseurs.

4. Méthodologie

4.1 La présentation générale de la démarche

4.1.1 Notions clés utilisées par l'étude

- **La situation contrefactuelle** décrit le fonctionnement des fournisseurs et des GRD en contrats séparés. Dans cette situation, le contrat unique n'existe pas et le client doit conclure deux contrats pour deux prestations : un contrat de distribution avec le GRD et un contrat de fourniture d'énergie avec un fournisseur. La description de cette situation est basée sur des hypothèses de comportement du marché, des fournisseurs et des GRD ; celles-ci sont détaillées dans la partie consacrée à la situation contrefactuelle.



- Le **coût marginal fournisseur**⁵ correspond au coût des activités de gestion client réalisées par les fournisseurs pour le compte du GRD dans le cadre du contrat unique (situation de marché actuelle).
- Le **surcoût fournisseur**⁶ correspond à l'écart entre :
 - le coût de ses activités de gestion client dans la situation de marché actuelle ;
 - le coût de ces mêmes activités dans la situation contrefactuelle.
- Le **coût évité par le GRD** correspond à l'écart entre :
 - le coût de ses activités de gestion client dans la situation de marché actuelle ;
 - le coût de ces mêmes activités dans la situation contrefactuelle.

4.1.2 Périmètre retenu pour les activités de gestion de clientèle

La gestion de clientèle réalisée par le fournisseur pour le compte du GRD regroupe quatre activités :

1. La **gestion des demandes client** recouvre la prise en charge par le fournisseur de toutes les demandes concernant exclusivement ou partiellement le GRD. L'étude distingue deux types de demandes pour le calcul du surcoût fournisseur :
 - Les **demandes techniques** : intégralement du ressort du GRD (ex : une demande de modification de la puissance, une réclamation pour la qualité d'alimentation, etc.).
 - Les **demandes mixtes** : concernent à la fois le fournisseur et le GRD, et nécessitent la réalisation de tâches spécifiques par chaque acteur (ex : une demande de mise en service).

⁵ Ce résultat intermédiaire est nécessaire d'un point de vue méthodologique afin de différencier la situation actuelle de la situation contrefactuelle, plus hypothétique.

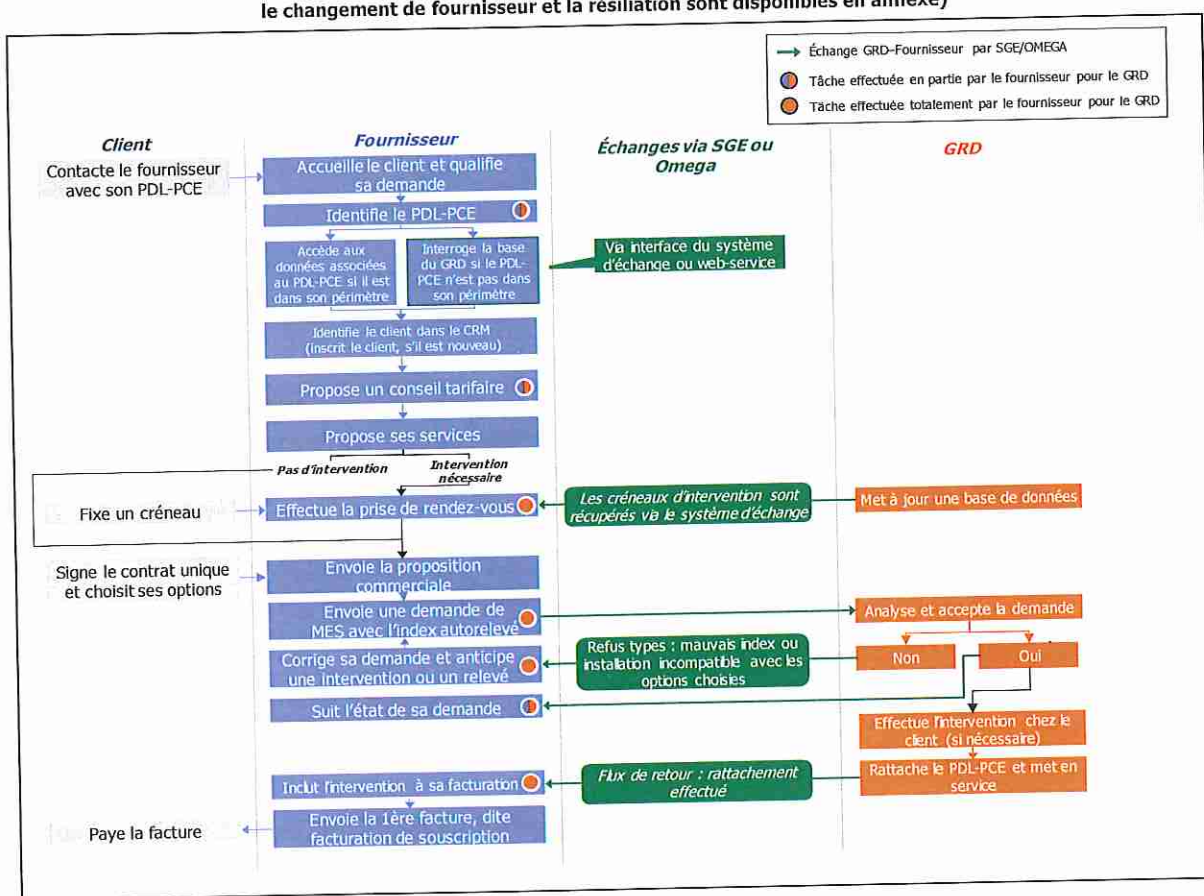
⁶ La méthode pour passer du coût marginal au surcoût fournisseur est présentée infra.

Deux autres types de demandes sont analysés dans le cadre de l'étude :

- Les **demandes communes** concernent les demandes qui seraient doublonnées entre le fournisseur et le GRD dans la situation contrefactuelle (ex : un changement de RIB, un changement d'état civil, etc). Ces demandes ne sont pas prises en compte pour le calcul du surcoût fournisseur mais pour le calcul du coût évité.
- Les **demandes commerciales** : concernent uniquement le fournisseur et pas le GRD (ex : une demande d'information sur l'offre tarifaire du fournisseur). Ces demandes ne sont prises en compte ni pour le calcul du surcoût fournisseur ni pour le calcul du coût évité.

Chaque motif de demande entre dans l'une de ces catégories. Les processus de traitement des **principaux motifs de demande (Mise en service, Résiliation, Changement de fournisseur)** ont été décrits et analysés en détail avec les fournisseurs afin de définir la part de la Durée moyenne de traitement (DMT) qui est liée à la gestion de clientèle réalisée pour le compte du GRD.

Illustration du processus standard de mise en service
(Utilisé dans le cadre des ateliers réalisés avec les fournisseurs ; les schémas concernant le changement de fournisseur et la résiliation sont disponibles en annexe)



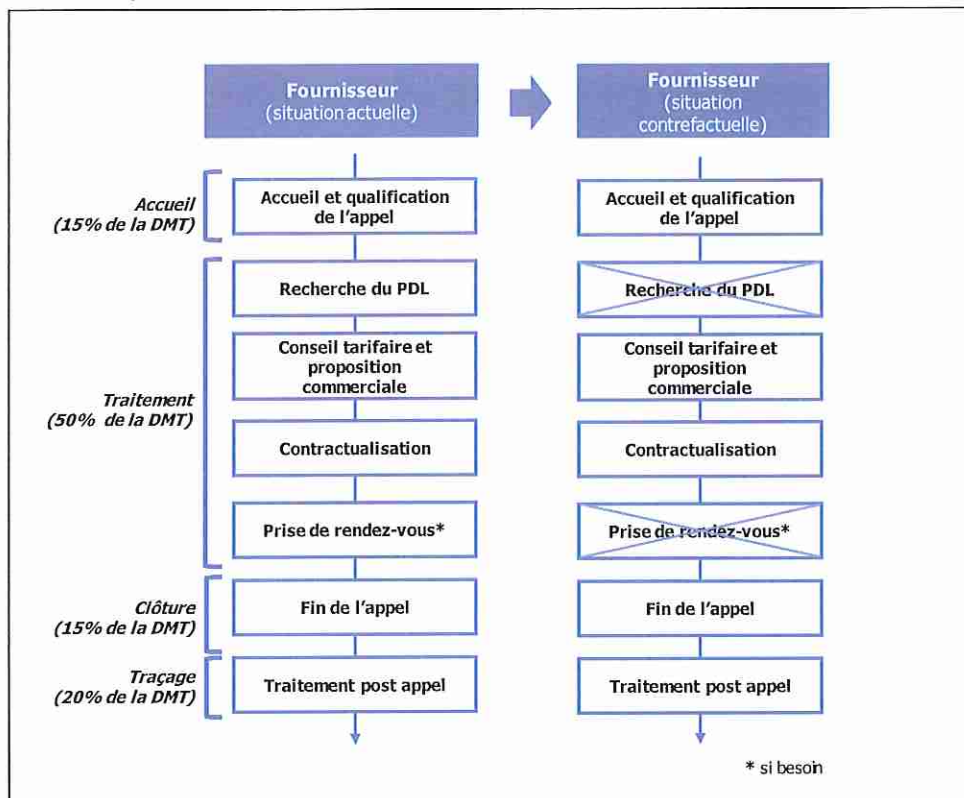
2. La **facturation** qui comprend la facturation de la part acheminement ainsi que la facturation des prestations ponctuelles réalisées par le GRD (ex : la facturation d'un relevé spécial).
3. Le **traitement des impayés** qui inclut le recouvrement de la part acheminement des impayés et les factures des interventions ponctuelles du GRD. Les impayés sont classés en trois niveaux de traitement :
 - la relance amiable ;
 - le contentieux ;
 - les irrécouvrables.
4. La **gestion des encaissements et des reversements** recouvre l'encaissement des montants perçus par le fournisseur pour le GRD et le reversement de ces montants au GRD.

Dans la situation contrefactuelle, ces activités sont réparties entre le fournisseur et le GRD de la manière suivante :

- Le **fournisseur se limite aux activités le concernant directement** (il ne réalise donc plus les activités telles que la prise de rendez-vous, le suivi des demandes techniques, la facturation et le reversement de la part acheminement au GRD, etc.). Il continue de traiter les demandes communes mais sans les réaliser pour le compte du GRD.

Processus de traitement des demandes clients

(les % indiquent le poids de la sous-tâche dans la durée globale du processus)



Le « traitement post-appel » correspond aux actions effectuées par l'opérateur, après la conversation téléphonique, afin de répondre à la demande du client (saisie de données, envoi d'une demande au GRD, écriture d'un email...).

- Le **GRD prend en charge les activités de gestion de clientèle** suivantes :
 - La **réception, le traitement et le suivi des demandes clients concernant la distribution** :
 - les demandes techniques ;
 - sa partie des demandes mixtes (mise en service, résiliation, etc.) ;
 - les demandes communes (modification administrative, modification d'information de paiement etc.).
 - La **facturation de la part acheminement et des prestations du GRD** ;
 - Le **recouvrement des impayés le concernant** ;
 - L'**encaissement** de ses paiements.

4.1.3 Méthode globale de calcul du surcoût fournisseur et du coût évité GRD

La méthode de **calcul du surcoût fournisseur** suit quatre étapes clés :

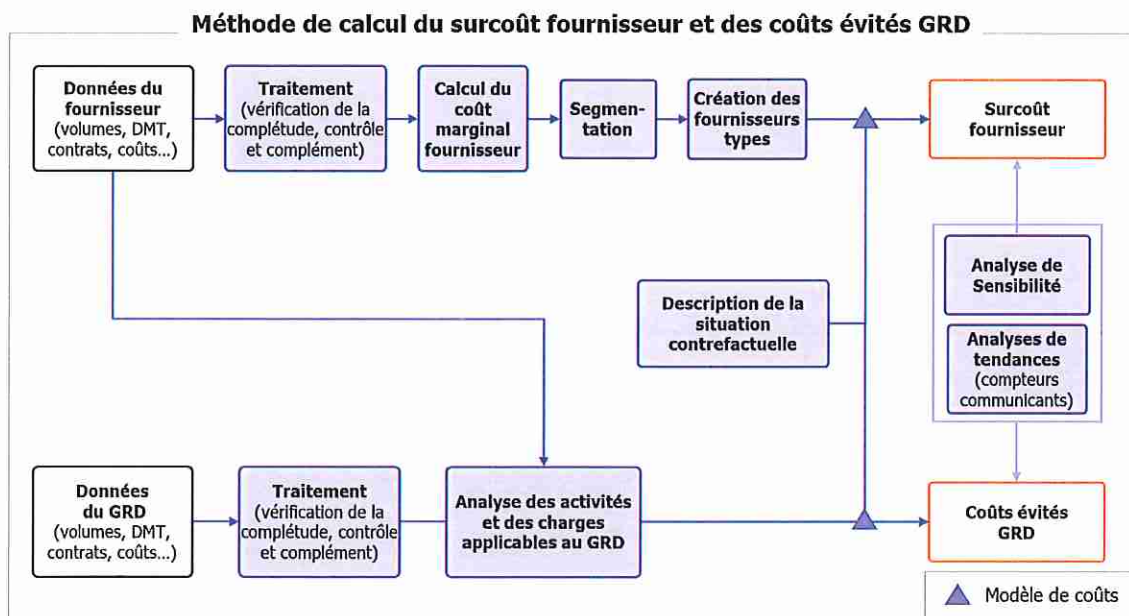
1. La **collecte, le traitement et l'analyse des données de coût** des fournisseurs pour l'année 2015 ainsi que l'estimation de la **part des activités réalisées par le fournisseur pour son compte exclusif, pour le compte exclusif du GRD et pour les deux (demandes mixtes)**.
2. L'intégration des données dans un modèle de calcul du **coût marginal par fournisseur** et la réalisation d'analyses de sensibilité afin d'identifier, si possible, des **variables de segmentation** des fournisseurs en catégories homogènes.
3. La **création et la description de fournisseurs types**⁷ représentatifs de chacun de ces segments.
4. L'application des hypothèses⁸ de la situation contrefactuelle pour calculer le **surcoût fournisseur** de chacun de ces fournisseurs types.

Les **coûts évités du GRD** sont calculés en trois étapes clés :

1. La **collecte, le traitement et l'analyse des données** d'inducteurs de coût des GRD pour l'année 2015.
2. La **projection des activités aujourd'hui réalisées par les fournisseurs qui seraient assurées par les GRD dans la situation contrefactuelle**, sur la base des éléments collectés auprès des fournisseurs sur leurs activités.
3. Le calcul du **coût évité du GRD** et **l'analyse de sa sensibilité** en fonction de variables prédéfinies.

Une **analyse tendancielle** du surcoût et du coût évité est ensuite effectuée en prenant en compte deux évolutions majeures du secteur à horizon 2020 : le déploiement des compteurs communicants et l'accroissement de la dématérialisation de la relation client.

Cette approche globale est schématiquement représentée ci-après.



La situation contrefactuelle est décrite selon des hypothèses fixes ou variables définies dans ce document. **Les hypothèses variables impactent à la hausse ou à la baisse le coût marginal fournisseur**. La prise en compte de ces impacts permet de passer du coût marginal fournisseur au surcoût fournisseur.

⁷ Cf. partie 5.3 sur les fournisseurs types

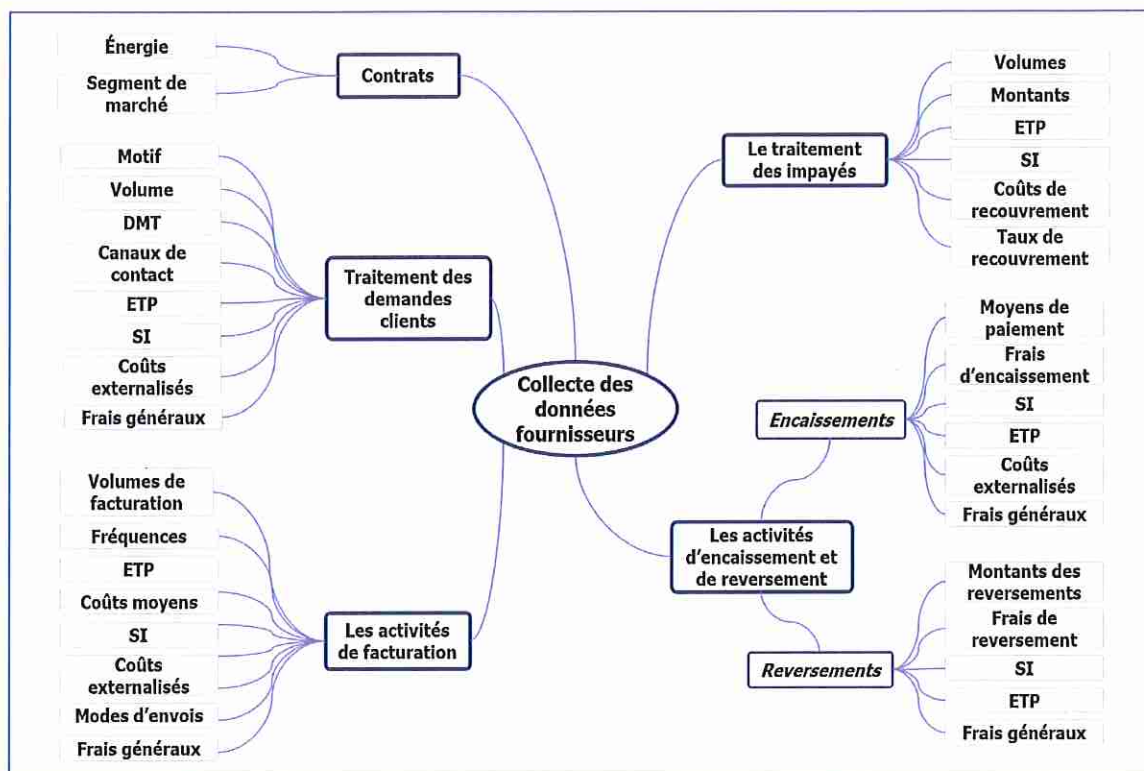
⁸ Cf. hypothèses détaillées dans la partie consacrée à la situation contrefactuelle

La nature des **données collectées auprès des fournisseurs** est présentée dans le schéma ci-dessous. L'organisation de cette collecte suit le découpage des activités de gestion de clientèle décrit dans la partie précédente.

Toutes ces données ont été collectées :

- **par énergie** (gaz, électricité)⁹
- **par segment de marché** (résidentiel, professionnel, entreprise)

Données collectées auprès des fournisseurs¹⁰



⁹ Les clients biénergie n'ont pas été pris en compte de manière spécifique dans cette étude car dans l'optique d'une rémunération versée par le GRD, ceux-ci n'ont pas accès à l'information sur ce type de choix client.

¹⁰ Les frais généraux n'ont pas été intégralement conservés dans le calcul des coûts. Une partie a été réintégrée dans l'environnement des coûts ETP. Les frais généraux fixes centralisés (communication externe, rémunérations direction générale, Directions transverses, immobilier, etc.) n'ont pas été pris en compte (cf. 5.2.4).

4.2 La situation contrefactuelle

4.2.1 Prise en compte des incertitudes liées à la description de la situation contrefactuelle

Même définie par un cadre juridique clair, la situation contrefactuelle¹¹ ne peut pas être décrite opérationnellement de manière univoque (de même que la situation actuelle du contrat unique donne lieu à des organisations, des positionnements et des choix d'investissements différents selon les acteurs).

Les principales incertitudes sont les suivantes :

- Les **incertitudes concernant le marché** :
 - **Quel est le comportement des clients** dans le cas de contrats séparés ? Est-ce que le fonctionnement à deux contrats provoque une modification des comportements de contact client (erreurs de contact, erreurs de paiement, ...) ?
- Les **incertitudes concernant les stratégies des acteurs en contrats séparés** :
 - **Quels choix opérationnels sont adoptés par les GRD** pour réaliser ces activités de gestion de clientèle dont certaines représentent des volumes bien plus importants que ceux qu'ils ont à gérer dans la situation du contrat unique ?
 - **Quels sont les échanges d'informations entre le GRD et le fournisseur** ? Dans la situation actuelle, le fournisseur récupère des informations auprès du client et les transmet au GRD. Dans la situation contrefactuelle, certaines de ces données seraient récupérées directement par le GRD auprès du client (par exemple le numéro du site lors de la mise en service), entraînant une suppression de certains échanges. D'autres échanges seraient maintenus (envoi des index du GRD au fournisseur).

4.2.2 Revue des hypothèses de la situation contrefactuelle

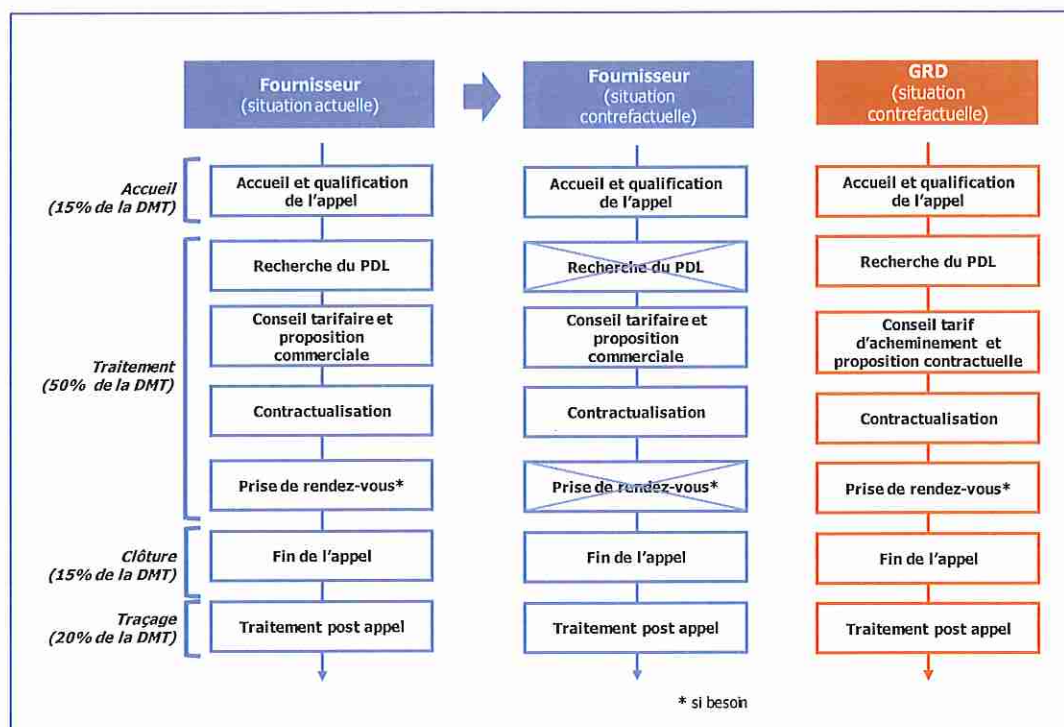
Les hypothèses fixes

1. **Hypothèse 1 - la situation contrefactuelle est étudiée en régime permanent et hors phase de transition.** L'analyse des scénarios exclut donc :
 - a. Les coûts de transition d'un modèle de contrat unique à un modèle de contrats séparés ;
 - b. Les erreurs liées à un changement d'habitude de clients habitués au fonctionnement en contrat unique.
2. **Hypothèse 2 - Les GRD ne facturent pas de nouvelles prestations aux fournisseurs.** Le mode de contractualisation (contrat unique ou contrat séparé) ne change pas la nature des prestations que le GRD doit réaliser pour le compte des clients ou des fournisseurs. Dans le cas de contrats séparés le GRD n'a pas d'autres prestations à réaliser que celles déjà réalisées en contrat unique. Il a donc été retenu que toutes les prestations effectuées par le GRD restent facturées au tarif du catalogue de prestations actuel.
3. **Hypothèse 3 - La qualité des index est identique à celle de 2015.** Dans le cadre d'une situation à deux contrats le GRD gère directement les réclamations de clientèle portant sur les index. La qualité des index produits par les GRD reste cependant inchangée entre les deux situations.
4. **Hypothèse 4 - Les fournisseurs et les GRD ont des fréquences de facturation client identiques.** Dans une situation à deux contrats, le fournisseur et le GRD gèrent indépendamment leurs prestations et leurs facturations. Cependant, la facturation étant fixée sur la date théorique de relève, il apparaît cohérent que GRD et fournisseurs facturent simultanément en situation contrefactuelle.
5. **Hypothèse 5 – Les moyens de paiement du client sont les mêmes pour ses deux contrats avec le fournisseur et le GRD.** La réglementation obligeant les fournisseurs à proposer différents moyens de paiement au client, il est retenu que cette règle soit appliquée aux GRD dans la situation contrefactuelle. De plus, les

¹¹ Présentée en 4.1.1

moyens de paiement en place chez le fournisseur reflètent une préférence de gestion propre au client qui s'applique également au GRD.

6. **Hypothèse 6 – Les prestations de coupure et leurs coûts associés sont identiques à la situation actuelle.** On considère dans ce scénario que le fournisseur et le GRD sont chacun en capacité de demander une coupure de leur client pour impayé de leurs factures respectives. Un dispositif ad hoc est envisagé dans la situation contrefactuelle afin que fournisseur et GRD connaissent l'état d'une demande de coupure sur un PDL/PCE de leur périmètre. La mise en place de ce dispositif aurait un coût très limité qui n'est pas pris en compte dans cette étude.
7. **Hypothèse 7 – Lors d'une mise en service, le client active d'abord son contrat avec le GRD avant de s'adresser au fournisseur,** ce qui lui permet de récupérer son numéro de PDL avant de contacter le fournisseur. En effet dans la situation contrefactuelle les fournisseurs ne réalisent aucune activité de gestion client pour le compte des GRD, il apparaît donc cohérent que les activités de recherche du PDL ne soient pas à la charge de ceux-ci et soient donc réalisées par le GRD. En revanche la prestation d'acheminement ne démarre que lorsque le client a souscrit un contrat avec le fournisseur. Les processus de mise en service dans les deux situations sont présentés ci-après.



8. **Hypothèse 8 – En revanche lors d'un changement de fournisseur, le client contacte d'abord le fournisseur** (connaissant déjà son numéro de PDL) puis le GRD pour le prévenir du changement de fournisseur et lancer l'activation.

Les hypothèses variables

1. **Hypothèse 1 – Un système à deux contrats augmente le niveau d'incompréhension des clients sur les rôles respectifs des fournisseurs et GRD.** En effet le fonctionnement en contrats séparés double les points d'entrée des demandes clients, avec une séparation entre les problématiques liées à la fourniture et les problématiques liées à la distribution, dont la logique n'est pas toujours bien comprise par les clients¹². Ainsi certains clients qui, en contrat unique, paieraient leur facture normalement, ne règlent qu'une seule des deux factures en raison de la confusion créée par leur coexistence. Cette situation aurait 2 impacts : l'un sur le taux de contact et l'autre sur les impayés.

¹² À titre de comparaison, en 2015 le niveau d'information sur le droit à changer de fournisseur était sur le marché de masse de 60% en gaz et de 52% en électricité (source : rapport d'activité 2015 du Médiateur de National de l'Énergie, p61).

- **L'augmentation du volume d'appels pour le GRD comme pour le fournisseur** : sollicitations erronées du client à traiter et/ou à rediriger vers l'entité appropriée.
 - Des **impayés supplémentaires** : les clients qui ne sont pas en impayés dans la situation actuelle pourraient se retrouver en impayé sur l'une des deux factures (impayé partiel) dans la situation contrefactuelle, par déficit d'information sur le fonctionnement en contrats séparés. On considère ces impayés comme des erreurs administratives dont le recouvrement serait effectué dès la première relance amiable.
- Une analyse de sensibilité a été réalisée en faisant varier ce niveau d'incompréhension entre 0% (aucune erreur client) et les seuils suivants :
- En marché de masse : 20% des contacts adressés au mauvais acteur et faisant l'objet d'une simple dissuasion et 20% d'augmentation du nombre d'impayés.
 - En marché d'affaires : 10% des contacts adressés au mauvais acteur et faisant l'objet d'une simple dissuasion et 10% d'augmentation du nombre d'impayés.

2. **Hypothèse 2 – Les clients modifient leur comportement de contact après réception d'une échéance de paiement car les montants unitaires facturés sont en dessous d'un certain seuil de vigilance. En effet les clients sont sensibles au montant de leur facture à partir d'un certain niveau, cette sensibilité se traduisant par des demandes d'information ou des réclamations.** Or entre la situation actuelle et la situation contrefactuelle, le client verrait ses échéances de paiements doublonnées avec chacune des deux nouvelles échéances réduites de moitié (approximativement) par rapport à l'échéance unique de la situation actuelle.

→ Une analyse de sensibilité a été réalisée sur la baisse des contacts clients liés au montant des échéances de paiement :

- En marché de masse, sensibilité de 0% à 20% de contacts en moins sur les motifs liés au paiement (20% étant volontairement une borne haute très importante, en l'absence de données permettant d'évaluer objectivement le potentiel impact).
- En marché d'affaires, sensibilité de 0% à 10% de contacts en moins sur les motifs liés au paiement (l'impact serait plus faible pour le marché d'affaires car les clients sont mieux informés).

En revanche le comportement des clients en termes d'impayés est supposé inchangé. En effet le montant total dû par le client étant inchangé, on considère que la capacité du client à honorer ses échéances serait identique.

3. **Hypothèse 3 – Les GRD ont recours à l'externalisation pour absorber une partie de la charge liée à la gestion client.** Face à l'activité induite par les activités de gestion client, les GRD ont deux options qui peuvent se combiner :

- **Internaliser ce surcroît d'activité** en adaptant leurs dispositifs existants pour pouvoir répondre aux traitements et aux volumes. Dans ce cas :
 - Une synergie est développée avec les dispositifs existants.
 - Les dispositifs existants font l'objet d'une adaptation.
 - La productivité de ces dispositifs est supposée inchangée.
- **Externaliser la prise en charge de ce surcroît d'activité** : la productivité est celle des prestataires du marché. Les coûts d'externalisation sont ceux de prestataires sur le territoire français. L'hypothèse d'une externalisation off-shore a été écartée pour le GRD ; il s'agit en effet d'une pratique d'externalisation encore limitée à certains fournisseurs alternatifs.

→ Une analyse de sensibilité sur ce taux d'externalisation a été réalisée dans le cadre de notre étude.

Les hypothèses écartées

1. **Hypothèse écartée n°1 - Les fournisseurs pourraient gérer une partie de leur portefeuille clients dans les mêmes modalités qu'en contrat unique.** Dans un marché concurrentiel, la différenciation entre fournisseurs se fait en effet sur le prix mais également sur la qualité de l'expérience client. Certains fournisseurs pourraient ainsi chercher à se différencier en proposant une gestion en contrat unique plus avantageuse pour les clients et prospects générant le plus de valeur.

→ Cette hypothèse n'a pas fait l'objet d'une modélisation car cela reviendrait à mélanger les deux modes de gestion et leurs coûts associés, ce qui nuirait à la lisibilité de l'étude. Par ailleurs l'intérêt économique de cette approche n'est pas évident puisque les fournisseurs devraient développer une structure de coût ad hoc à amortir sur une base client limitée.

2. **Hypothèse écartée n°2 - L'organisation de l'ensemble du marché en contrats séparés entraînerait une augmentation des impayés due à la hausse des tarifs d'acheminement se répercutant intégralement dans les factures client.** En effet dans un marché organisé en contrats séparés de nombreux coûts de gestion client sont dupliqués entre fournisseurs et GRD. La gestion en contrats séparés se traduit donc par une charge de gestion client supplémentaire, assumée par les GRD, et intégralement recouvrée par les tarifs d'acheminement.

→ Cette hypothèse n'est pas modélisée car l'impact d'une augmentation du tarif d'acheminement dû à l'augmentation de la composante de gestion dans la situation contrefactuelle a été jugée négligeable¹³.

¹³ Exemple avec des hypothèses maximalistes : 5% d'augmentation de la facture TTC x 10% d'impayés = 0,5% d'augmentation en raison des impayés, valeur jugée comme ayant un impact négligeable dans le cadre de notre étude.

5. Traitement des données collectées auprès des fournisseurs

5.1 Introduction méthodologique

Dans les délais impartis pour la réalisation de l'étude, il a parfois été difficile pour les acteurs de réunir l'ensemble des données au niveau de détail attendu, en fonction de la structure de leurs dispositifs de reporting, de leur modèle de pilotage de l'activité et de la disponibilité des équipes nécessaires pour collecter l'information.

Les données transmises par les fournisseurs et les GRD (grilles de collecte, questionnaires et autres documents réalisés par les fournisseurs et GRD eux-mêmes), ont fait l'objet d'une analyse détaillée. Des échanges ont eu lieu avec les fournisseurs et les GRD pour comprendre, corriger ou compléter des données manquantes ou incohérentes. À l'issue de cette phase, trois types de problématiques ont été rencontrés sur certaines données :

1. Des **données manquantes ou insuffisamment précises**, qui ne pouvaient pas être disponibles chez certains fournisseurs ou GRD et qu'ils n'étaient pas en mesure d'estimer (exemples : Durée Moyenne de Traitement -DMT- moyenne par motif, volumétries totales, nombre d'ETP dédiés à une activité propre au milieu d'autres activités, coût SI par activité dans le cas de SI mutualisés, etc.).
2. Les **données structurées d'une manière différente** ou dont l'interprétation du périmètre peut varier en fonction des opérateurs (segmentation du marché, environnement de l'ETP, composantes des frais généraux).
3. Les **données atypiques**, c'est-à-dire éloignées des standards du marché ou des données rencontrées chez des fournisseurs comparables (ex : Durée Moyenne de Traitement -DMT-, coût ETP moyen, ...) dues à une saisonnalité, à une spécificité organisationnelle ou à un contexte très particulier.

Afin de contourner ces différentes problématiques, nous avons dû retraiter ou compléter certaines données, dans l'objectif d'être le plus représentatif possible du marché et du fonctionnement d'un opérateur normalement efficace. Selon les acteurs, nous avons eu recours par exemple :

- À l'utilisation des données de références du GRD pour estimer certaines volumétries de demandes client.
- À la « propagation » des données d'acteurs comparables pour compléter certaines données manquantes.
- À l'application de ratios standards du marché pour décomposer certains coûts (ex : décomposition des coûts SI) ou pour annuler certains effets conjoncturels (ex : fin des TRV jaune et vert).
- À l'utilisation de données de marché de la relation client pour affiner certains inducteurs de coûts (coûts des prestations externalisées de centre d'appel, coûts externalisés de recouvrement des impayés, ...).

Les valeurs ainsi retenues des principales variables permettant de chiffrer le coût marginal des fournisseurs sont présentées dans le paragraphe suivant.

5.2 Les valeurs retenues sur les données des fournisseurs

5.2.1 Segmentation du marché

Par convention, et dans l'optique d'exprimer des coûts selon une segmentation connue des GRD, l'ensemble du marché est décomposé comme suit :

- Un marché de masse (B2C) agrégeant les clients dont l'énergie est acheminée exclusivement dans les tranches C5 résidentiel et C5 pro en électricité, T1 et T2 en gaz.
- Un marché d'affaires (B2B) agrégeant les clients dont l'énergie est acheminée sur au moins un de leurs sites dans les tranches tarifaires C2, C3, C4 en électricité, T3 et T4 en gaz.

Dans ce cadre, nous avons distingué au sein de la catégorie C5 pro les sites relevant du marché des professionnels (petites entreprises raccordées en BT \leq 36 kVA), que par convention nous avons intégrés dans le marché de masse, des sites gérés dans le cadre de contrats multi-sites au sein du marché d'affaires.

5.2.2 Coût et productivité des ETP internes

Les **coûts d'ETP du fournisseur** ont parfois été transmis non-environnés¹⁴ et parfois environnés¹⁵. La modélisation utilisée par l'étude fonctionnant avec des coûts environnés, un coefficient multiplicateur de **1,8** est appliqué aux coûts non-environnés. Ce ratio est un standard du marché et converge avec les chiffres de nombreux acteurs¹⁶.

La **productivité** des ETP internes est définie comme le rapport entre le temps effectif de production et le temps disponible (après déduction des temps de disponibilité entre deux appels, des pauses, des debriefings avec le management de proximité, des formations sur plateau, ...). Elle est fixée à un standard de marché de **75%**¹⁷ à l'ensemble des fournisseurs.

5.2.3 Coûts de prestation externe de traitement des demandes client

Un grand nombre d'acteurs ont recours à l'externalisation d'une partie, parfois prépondérante, des activités de traitement des demandes clients, en particulier pour les activités « de niveau 1 » (accueil client et gestion des cas simples ne nécessitant pas une expertise technique poussée) qui représentent les plus gros volumes de contacts.

Ces coûts d'externalisation sont le résultat d'une négociation entre le fournisseur et le prestataire¹⁸ et dépendent fortement du volume de contacts confiés par le fournisseur à son prestataire. Les coûts horaires facturés sont identiques pour le gaz et pour l'électricité.

Pour un acteur confiant un volume important de contacts (supérieur à 10 millions de contacts par an), nous avons considéré un coût horaire standard de prestation de € (standard de marché de l'heure productive encadrée) assorti d'un taux de disponibilité de 75% (cf. supra), soit un **coût horaire facturé de €**.

Nous avons fait l'hypothèse d'une variation de ce prix en fonction de la part de marché du fournisseur, présentée ci-après¹⁹ :

Fournisseur type	Nouvel entrant	Moyen	Challenger	Historique
Coût horaire facturé	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

5.2.4 Autres frais généraux

Les autres frais généraux, non pris en compte dans l'environnement de l'ETP, sont composés de deux types de coûts :

- Les **coûts fixes** par rapport aux ETP, par exemple : services juridiques et financiers, service régulation, communication externe, rémunérations direction générale.
- Les **coûts variables en fonction des ETP** (non pris en compte dans l'environnement des ETP), par exemple : directions RH centralisées, représentation syndicale, gestion de l'immobilier, service de communication interne, hygiène et sécurité.

Ces coûts ne sont pas inclus dans l'étude car les activités de gestion client réalisées par les fournisseurs pour le compte du GRD, ainsi que celles réalisées par le GRD en situation contrefactuelle, sont **minoritaires par rapport aux activités principales** de ces acteurs, et ne nécessitent donc pas d'adapter les frais généraux centralisés.

5.2.5 Quote-part des coûts SI imputables à la gestion du contrat unique

¹⁴ Coûts annuels chargés : salaires bruts, charges patronales, primes, intéressement, abondement, etc.

¹⁵ Le coût environné comprend l'ensemble des moyens immédiats nécessaires à la réalisation des tâches, ainsi que les coûts d'encadrement direct. Il ne comprend pas le coût des autres frais généraux.

¹⁶ Certains acteurs ont déclaré un coefficient d'environnement des ETP plus faible, mais la valeur moyenne de 1,8 a été utilisée pour les calculs de coût marginal et pour les coûts évités.

¹⁷ Ce ratio est notamment nécessaire pour les activités de relation clientèle souhaitant avoir une bonne qualité de service.

¹⁸ Exemples de prestataires : Arvato, Téléperformance, Webhelp, Coriolos, Actical, etc.

¹⁹ Chiffres issus de l'expertise PMP, € correspondant au standard des prix les plus compétitifs sur le marché français (hors offshore) et € à un prix moyen pour ce type de prestation sur des volumes plus faibles. Le recours à l'offshore baisserait ce coût d'environ 35% (-50% de coût horaire et +15% de coûts de gestion et de contrôle qualité).

Certains fournisseurs n'ont pas été en mesure d'identifier les coûts de SI imputables aux activités de gestion client menées pour le compte des GRD, car leurs SI ont été conçus dès le début pour le contrat unique. Néanmoins quelques fournisseurs ayant démarré récemment leur activité commerciale en contrat unique ont pu fournir des éléments.

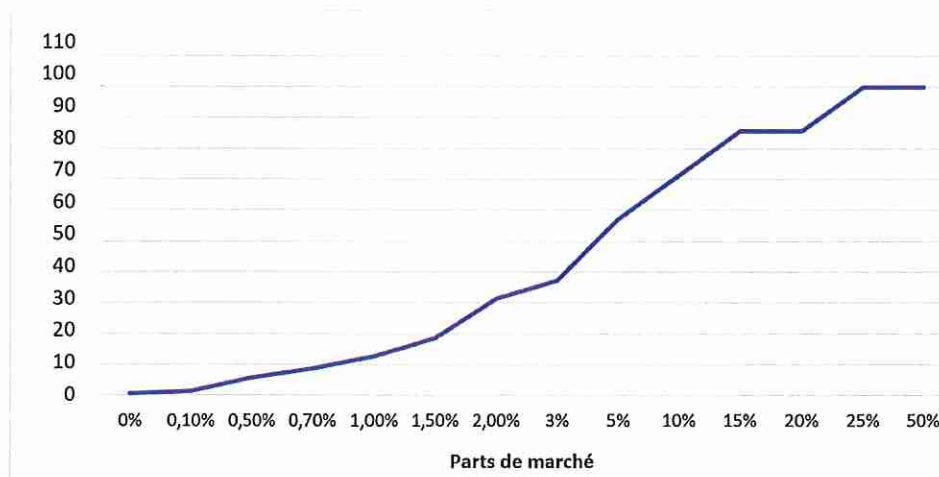
À partir des données de ces fournisseurs et des benchmarks multisectoriels internes de PMP, les coûts SI ont été répartis de la manière suivante :

1. Les coûts sont répartis entre **énergies** pour les fournisseurs alternatifs de la façon suivante ²⁰:
 - **30%** pour le gaz naturel ;
 - **70%** pour l'électricité²¹.
2. Les CRM (Client Relationship Management : systèmes information de traitement de la relation client) des fournisseurs historiques représentent deux cas particuliers. En effet, leurs développements SI ont été engagés pour l'énergie historique (gaz ou électricité). Une clé de répartition spécifique a été choisie : 90% pour l'énergie historique et 10% pour l'autre énergie. L'asymétrie entre l'énergie « historique » et l'énergie « récente » des fournisseurs historiques est ainsi prise en compte dans les calculs, ce qui permet de refléter plus précisément le fonctionnement des fournisseurs historiques. L'énergie « récente » ne fait pas l'objet de résultats spécifiques.
3. Les coûts sont ensuite répartis par **segments de marchés**²² :
 - **60%** résidentiel et pro ;
 - **40%** entreprise et collectivité.

Lorsque les marchés professionnels et entreprise sont intégrés dans la même entité organisationnelle, les coûts liés à la gestion des clients pro ont été extraits et regroupés avec les coûts de gestion des clients résidentiels.
4. Les coûts sont enfin répartis entre trois **activités** :
 - **55%** traitement des demandes client (dont **45%** CRM) ;
 - **30%** facturation ;
 - **15%** encaissement et reversement.

Une simulation de l'évolution des coûts SI en fonction de la part de marché a été réalisée à partir des données collectées auprès de certains fournisseurs représentatifs (fournisseur moyen et nouvel entrant) et de standards du marché dans d'autres secteurs que l'énergie (télécom, industrie). L'axe des ordonnées est fondé sur une base 100.

Évolution des coûts SI en fonction de la part de marché du fournisseur alternatif²³



²⁰ À partir des données de plusieurs fournisseurs nous ayant fourni ces éléments.

²¹ *Idem.*

²² *Idem.*

²³ A des fins de confidentialité, les coûts SI réels n'ont pas été publiés dans ce graphique et celui-ci est présenté en base 100.

Par ailleurs la **quote-part des coûts SI imputables à la gestion du contrat unique** est la suivante ²⁴ :

- % sur le CRM ;
- % sur les outils d'interfaçage avec Omega et SGE ;
- % sur la facturation gaz et % sur la facturation électricité % sur l'éditique) ;
- **0%** sur la gestion des impayés et l'encaissement.
- **100%** sur le reversement.

L'analyse des principaux inducteurs de coût pour le CRM et la facturation, ainsi que la part imputable au contrat unique sont présentées ci-après.

Inducteurs de coûts	CRM		Facturation	
	Description	Impact CU*	Description	Impact CU*
Données gérées	- Données clients	Pas d'impact	- Données client - Référentiel des produits et services - Données de comptabilité client	ATRD et TURPE à paramétrer
Fonctionnalités	- Écrans transactionnels de gestion des demandes clients, - Workflow, - Interfaces SGE, Ω - Reporting	Écrans et interfaces supplémentaires	- Pricing - Réception des index et valorisation des usages - Production de la facture comptable - Mise à jour comptabilité client - Reporting	Paramétrage des règles de gestion propres aux tarifs d'acheminement Valorisation de l'acheminement
Volumes et performances	- Nombre de clients - Nombre d'utilisateurs	Pas d'impact	- Nombre et fréquence des runs de facturation	Pas d'impact
Impact estimé	<input type="text"/> % pour l'électricité et le gaz		<input type="text"/> % pour l'électricité <input type="text"/> % pour le gaz	

*Contrat unique

L'étude retient une **durée d'amortissement de 5 ans** pour les coûts SI.

5.2.6 Taux de contact client

Le **taux de contact** varie en fonction :

- Du segment client : deux à trois fois plus de contacts par an et par site pour les clients du marché d'affaires que pour les clients du marché de masse.
- Du type d'acteur : les clients gérés par les fournisseurs historiques sur leur énergie historique ont un taux de contact plus bas que les clients gérés selon d'autres modalités (fournisseur historique sur une nouvelle énergie ou fournisseur alternatif). Cela s'explique par deux principaux phénomènes :
 - Une plus grande activité des clients passés chez un fournisseur alternatif.
 - Un taux de ré-appel plus important vers les fournisseurs encore en phase d'apprentissage dans le traitement des demandes client (bases de connaissances moins riches, procédures encore non optimisées, etc.)²⁵.

5.2.7 Durées moyennes de traitement

Les Durées Moyennes de Traitement (DMT) correspondent au temps passé par les conseillers clients pour le traitement de bout en bout d'un contact client (durée du contact + traitement post appel).

²⁴ Expertise PMP, à partir de notre expérience de projets SI comparables dans plusieurs industries (Télécom, Énergie, Industrie), complétée par les données de certains fournisseurs ayant démarré récemment l'activité commerciale en contrat unique et pouvant isoler les coûts imputables à ces activités.

²⁵ La quantification respective de ces deux phénomènes n'a pas été réalisée dans le cadre de cette étude.

Les **DMT ont été recueillies par motif de contact**. Par rapport aux DMT des acteurs historiques considérées comme référence de marché, nous avons constaté :

- Sur le marché de masse, des **DMT de mise en service plus importantes pour le gaz que pour l'électricité** en raison de la prise de rendez-vous quasi-systématique sur ce segment de clientèle.
- Sur le marché d'affaires, **des DMT liées à la mise en service pour l'électricité plus importantes que pour le gaz**, du fait de la complexité relative du TURPE par rapport à l'ATRD, qui rallonge l'argumentaire client au moment de la mise en service²⁶.

La quote-part des différentes DMT à attribuer au GRD a été déterminée par la description et l'analyse détaillée des processus (découpage en une suite de tâches pour les principaux motifs de demandes) au cours d'ateliers de travail avec les principaux acteurs.

La **quote-part des activités imputables aux GRD est légèrement plus élevée chez les acteurs alternatifs**²⁷. Cela est dû notamment à une plus grande difficulté des acteurs alternatifs à recueillir certaines informations nécessaires auprès du GRD (recherche du PCE ou de PDL dans le site des distributeurs par exemple) ainsi qu'à un effet d'apprentissage de ses équipes.

5.2.8 Volumes, modes et moyens de facturation

Les rythmes et canaux de facturation n'ont pas d'impact sur le coût marginal du fournisseur, ils sont en revanche précisés dans les hypothèses concernant les coûts évités du GRD (cf. infra).

Le **pourcentage de clients mensualisés** varie selon les segments de clientèles. Les **clients du marché de masse sont mensualisés à hauteur de 60%**, les **clients du marché d'affaires sont mensualisés à 100%**. Ces proportions ne varient pas selon les énergies.

L'étude fait l'hypothèse que sur le marché de masse, il y a très peu de contrôle humain spécifique du montant d'acheminement facturé.

En revanche sur le marché d'affaires, il y a un temps de contrôle humain sur les montants facturés dont 20% sont considérés imputables à la part acheminement (ce ratio a été défini lors d'ateliers de travail avec les fournisseurs au cours desquels les processus ont été décrits et analysés en détail).

5.2.9 Volumes, montants et traitements des impayés

Nous avons estimé la décomposition des montants facturés TTC entre part fourniture et acheminement²⁸ :

- 60% pour la part fourniture ;
- 40% pour la part acheminement.

Nous avons constaté un **montant unitaire des impayés plus élevé pour les acteurs alternatifs**, induit probablement par une plus forte sensibilité au prix des clients passés chez un fournisseur alternatif que des clients restés au TRV. Les clients ayant fait le choix d'un fournisseur alternatif sont généralement en attente d'une baisse des dépenses, parfois démentie par la réalité (exemple d'un client thermosensible après un hiver froid).

Le **montant des impayés en gaz est plus important que celui en électricité** car les factures moyennes ont des montants supérieurs (écart pouvant varier entre x 1,5 et x 2).

Pour l'ensemble des acteurs le traitement des impayés est supposé être **externalisé à 100% sur le marché de masse et à 0% sur le marché d'affaires**. Le coût des prestations externalisées est très variable selon les volumes confiés, i.e. selon la part de marché du fournisseur.

²⁶ Source : ateliers fournisseurs

²⁷ Les différences de process et d'optimisation ont été observées lors des échanges avec les différents fournisseurs

²⁸ La décomposition varie en fait selon les segments et les énergies mais avec des écarts limités ayant peu d'impact sur les surcoûts.

Coût du prestataire de recouvrement des impayés pour des volumes faibles

Phase de traitement	% d'impayés recouverts par les prestataires	Coût prestataire en % du montant recouvré (ex : nouvel entrant) ²⁹
Relance Amiable	95%	
Contentieux	25%	
Irrécouvrable	Non utilisé	

Exemple : pour le recouvrement des impayés en contentieux, un prestataire parvient à récupérer en moyenne 25% des impayés et facture % de ce montant recouvré au fournisseur.

À partir de plusieurs données de marché convergentes, nous avons pris l'hypothèse d'une variation de ces coûts en fonction des parts de marché des fournisseurs types. Ces montants ne varient pas en fonction de l'énergie.

Les coûts en % du montant recouverts pour les fournisseurs types (définis en 5.3.1) sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

	Coût prestataire en % du montant recouvré			
	Fournisseur nouvel entrant	Fournisseur moyen	Fournisseur challenger	Fournisseur historique
Relance Amiable				
Contentieux				
Irrécouvrable				

5.2.10 Encaissements et reversements

Encaissements

Le **mix de moyens de paiement** retenu se décompose en moyenne comme suit (applicable aux deux énergies)³⁰ :

Moyen de paiement	Marché de masse	Marché d'affaires
Prélèvement	80%	80%
Chèque	15%	0%
Carte bancaire	5%	0%
Virement	0%	20%

Reversements

Le nombre d'**ETP dédiés au reversement** est variable en fonction de la taille du fournisseur.

Le **nombre de reversements du fournisseur au GRD** est fixé à **12** par an.

La **quote-part GRD** de cette activité est de 100% (activité qui disparaîtrait intégralement chez le fournisseur en situation contrefactuelle).

²⁹ Source : benchmark PMP cohérent avec les données de plusieurs fournisseurs

³⁰ Les autres moyens de paiement (mandat cash, chèque énergie, espèce) ont été recensés et leur impact jugé négligeable dans le cadre de l'étude.

5.3 Les fournisseurs types

5.3.1 Principe du fournisseur type

Les fournisseurs types sont des fournisseurs fictifs construits pour la nécessité de l'étude. Ils correspondent à des niveaux d'efficacité moyens constatés sur le marché, en retraitant les modèles trop atypiques.

Par ailleurs les analyses réalisées à partir des données transmises par les fournisseurs ont fait apparaître plusieurs variables ayant un impact important sur le surcoût fournisseur, en particulier :

- la **taille de la base clients** qui joue sur certains coûts unitaires (coûts horaires de centre d'appel externalisés, coût de recouvrement des impayés) et sur l'amortissement des frais fixes (coûts SI)
- le **taux de contact client** ;
- le **taux d'externalisation**.

Les fournisseurs types ont ainsi été construits selon une **segmentation par part de marché**, à partir des **données des fournisseurs retraitées avec les hypothèses** décrites en partie 5.2.

5.3.2 Quatre fournisseurs types

L'étude retient quatre fournisseurs types. Pour chacun le surcoût est calculé par type d'énergie et par type de site.

Fournisseur	Part de marché	Remarques
Fournisseur Nouvel entrant	< 1%	<ul style="list-style-type: none"> • Taux de contact client élevé caractéristique d'un portefeuille client plus actif dans l'optimisation et la compréhension de ses usages • Taux d'externalisation de 80% pour le traitement des demandes client • Traitement des impayés externalisé à 100% sur le marché de masse et à 0% sur le marché d'affaires • Coûts de développement SI limités • Nombre d'heures travaillées par an standard dans le secteur privé
Fournisseur Moyen	1 – 20 %	<ul style="list-style-type: none"> • Franchissement d'un palier de développements SI significatif dans l'objectif de gérer plus d'1 million de clients. • Taux de contact client élevé caractéristique d'un portefeuille clients plus informé et plus actif dans l'optimisation et la compréhension de ses usages • Taux d'externalisation de 80% pour le traitement des demandes client • Traitement des impayés externalisé à 100% sur le marché de masse et à 0% sur le marché d'affaires • Nombre d'heures travaillées par an standard dans le secteur privé
Fournisseur Challenger	20 – 50%	<ul style="list-style-type: none"> • A franchi un palier d'investissements SI supplémentaire pour traiter une volumétrie de clients supérieure à 3 millions de clients • Taux de contact client élevé caractéristique d'un portefeuille clients plus informé et plus actif dans l'optimisation et la compréhension de ses usages • Taux d'externalisation de 80% pour le traitement des demandes client • Traitement des impayés externalisé à 100% sur le marché de masse et à 0% sur le marché d'affaires • Nombre d'heures travaillées par an standard dans le secteur privé
Fournisseur Historique	> 50%	<ul style="list-style-type: none"> • Historique important de développements SI, nécessaires à la gestion des volumétries très importantes et ayant permis une bonne optimisation des processus (DMT basses) • Des coûts SI élevés supposés indépendants de la part de marché. • Taux de contacts clients limité

		<ul style="list-style-type: none">• Deux variantes analysées sur le taux d'externalisation du traitement des demandes client : 50% ou 90%, sur les deux énergies• Nombre d'heures travaillées représentatif du statut des Industries Électriques et Gazières (IEG)
--	--	---

6. Les hypothèses concernant le traitement des données pour le GRD

6.1.1 Coûts SI

Les GRD ont réalisé le chiffrage des évolutions SI nécessaires pour absorber les activités de gestion clientèle dans la situation contrefactuelle, en considérant que leurs applicatifs assurent déjà pour partie des activités de relation client et de facturation.

Le délai imparti à l'étude n'a pas permis de réaliser un audit SI des systèmes et de leur évolutivité, nous avons donc pris en compte les coûts communiqués par les GRD. Mais, afin d'évaluer l'impact d'une éventuelle hausse de ces coûts SI sur les coûts évités, une simulation a aussi été réalisée avec des coûts SI deux fois supérieurs.

6.1.2 Hypothèses concernant les volumes de contact client

Les **volumes de contact client** par motif sont fondés sur ceux de l'acteur historique type, redressés à une part de marché de 100%. Les modifications suivantes ont été effectuées pour prendre en compte la situation du GRD en situation contrefactuelle :

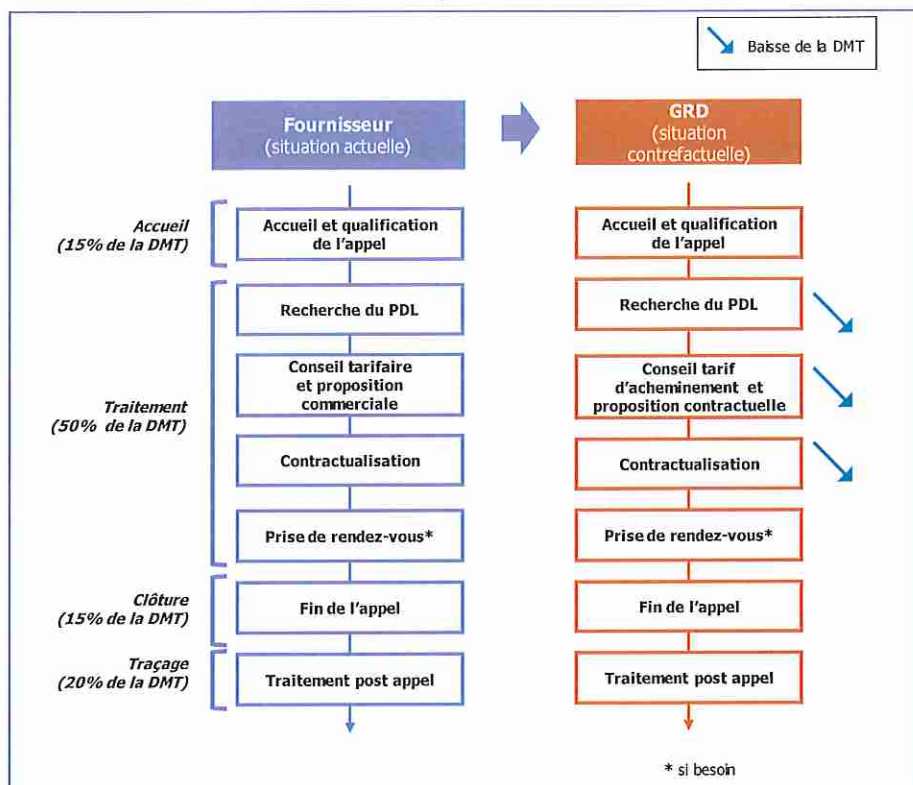
- Pour les **motifs mixtes**, dont relèvent :
 - les contacts liés à la mise en service : nous avons réduit le taux de recontact client constaté chez le fournisseur historique type pour exclure les motifs de recontact purement commerciaux, estimés à % des cas de recontact.
 - les contacts liés au changement de fournisseur et à la mise hors service, les volumétries ont été calées sur celles constatées effectivement par les GRD dans la situation actuelle, en considérant les GRD capables de traiter ces demandes dès le premier contact.
- **Pour les motifs communs** (modifications contractuelles administratives, demandes d'information sur facture, etc.), les volumes de contact du fournisseur historique type ont été transposés aux GRD (en redressant à une part de marché de 100%).
- **Pour les motifs techniques** (demande d'optimisation de la puissance, réclamation pour coupure, etc.), les volumes de contact du fournisseur historique type ont été conservés (en redressant à une part de marché de 100%).
- **Les motifs 100% fournisseur** ont été exclus du périmètre des coûts évités.

6.1.3 Hypothèses concernant les DMT des demandes client

Les **DMT par motif** sont fondées sur celles de l'acteur historique type. Les modifications suivantes ont été effectuées :

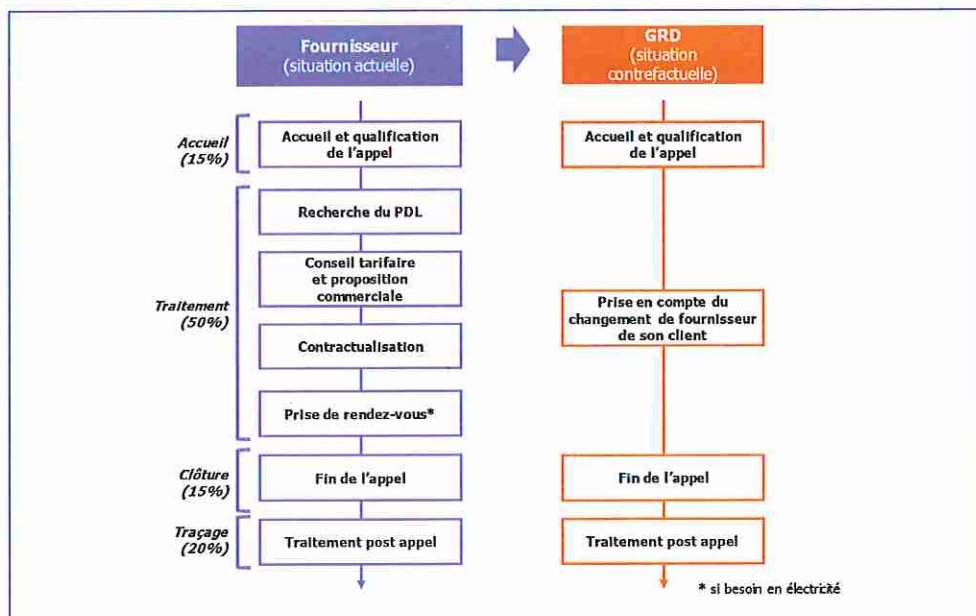
- Les **mises en service réalisées par le GRD** ont une DMT réduite de % par rapport à la DMT fournisseur afin de tenir compte (cf. illustration sur le processus présenté infra) :
 - de la non réalisation des argumentaires commerciaux ;
 - d'une meilleure efficacité dans la réalisation de certaines activités propres au GRD.

Illustration avec le processus de mise en service



- Les **demandes d'information sur facture** ont une DMT réduite de % par rapport à la DMT constatée en contrat unique pour tenir compte de la plus grande simplicité d'une facture comprenant uniquement la part acheminement. Par ailleurs sur ces mêmes demandes la DMT du GRD gaz sera légèrement plus faible que celle du GRD électricité grâce à la simplicité relative de l'ATRD par rapport au TURPE.
- La **DMT du changement de fournisseur** est supposée fixe à **3 minutes** pour le GRD. Elle correspond à la simple information du GRD par le client de sa procédure de changement de fournisseur (voir hypothèse n°7 de la situation contrefactuelle).

Illustration avec le processus de mise en service



6.1.4 Coûts d'ETP

Les coûts ETP retenus ont été calculés en se fondant sur le statut IEG. Un coefficient d'environnement de 1,8 a été appliqué conformément à la méthodologie retenue pour les fournisseurs.

6.1.5 Coût d'externalisation du traitement des demandes client

Fondé sur les hypothèses de la sous-partie 5.2.3, i.e. un coût horaire de € (incluant une hypothèse de productivité de 75%).

6.1.6 Hypothèses concernant la facturation

La répartition des factures par modes de facturation est la suivante :

Fréquence de facturation	Marché de masse	Marché d'affaires
Mensuelle	0%	100%
Annuelle	60%	0%
Bimestrielle	40%	0%

Les factures sont transmises par courrier dans 80% des cas et par voie numérique dans 20% des cas³¹.

Le nombre d'ETP dédiés à la facturation est estimé à partir de celui du fournisseur historique type, notamment pour le contrôle des factures d'une partie du marché d'affaires. Le tableau suivant récapitule le nombre d'ETP dédiés à la facturation par segment de marché.

Nombre d'ETP dédiés à la facturation			
Gaz		Électricité	
Marché de masse	Marché d'affaires	Marché de masse	Marché d'affaires

6.1.7 Hypothèses concernant la gestion des impayés

Il est supposé que les GRD externalisent 100% des activités de recouvrement des impayés sur le marché de masse.

Les taux de performances et les coûts des sociétés de recouvrement sont des standards de marché pour des volumétries importantes. Ils sont fondés sur l'expertise de PMP et sur les données récoltées auprès des fournisseurs.

Phase de traitement	% d'impayés recouverts par les prestataires	Coût prestataire en % du montant recouvré - GRD
Relance Amiable	95%	
Contentieux	25%	
Irrécouvrable	Non utilisé	

6.1.8 Hypothèses concernant la gestion des encaissements

Le mix des moyens de paiement et leur coût unitaire sont fondés sur les données fournisseurs et sur l'expertise PMP.

Moyen de paiement	Marché de masse	Marché d'affaires
Prélèvement	80%	80%
Chèque	15%	0%
Carte bancaire	5%	0%
Virement	0%	20%

³¹ Source : données transmises par les fournisseurs, confirmée par l'expertise multisectorielle de PMP.

Coût unitaire par moyen de paiement (inclut les coûts de traitement)	
Prélèvement	0,01 €
Chèque	0,25 €
Carte bancaire	0,90 €
Virement	0,12 €

Les **fréquences de facturation** des clients sont les suivantes (elles ne varient pas en fonction des énergies) :

- 60% des clients résidentiels et professionnels sont mensualisés ;
- 100% des entreprises sont mensualisées.

Le **taux d'externalisation des GRD pour les activités de gestion liées aux encaissements** est fixé à 0%.

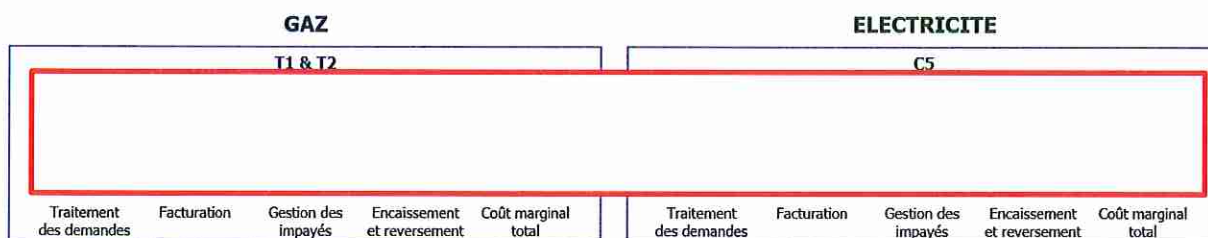
7. Calcul des surcoûts et des coûts évités

7.1 Les surcoûts du fournisseur historique type avec 80 % de part de marché

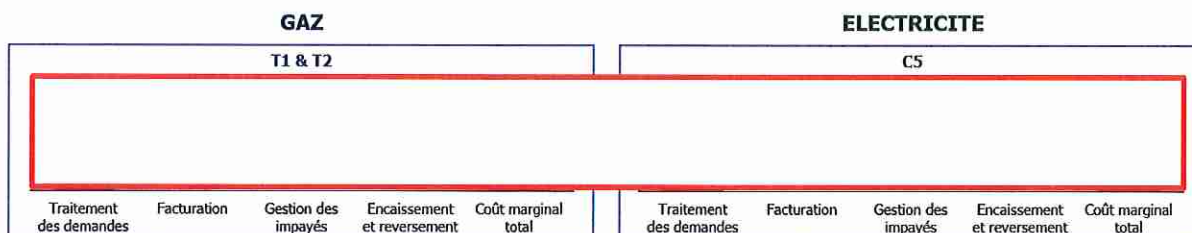
7.1.1 Coût marginal en fonction du taux d'externalisation

Le **taux d'externalisation n'est appliqué que sur le marché de masse**, l'ensemble des activités de gestion clientèle sur le marché d'affaires sont internalisées. La variation de ce taux concerne uniquement l'externalisation du traitement des demandes client.

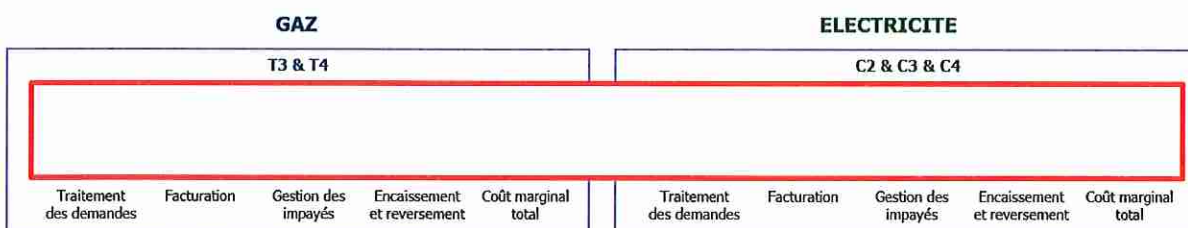
Coût marginal d'un fournisseur historique en marché de masse, avec un taux d'externalisation du traitement des demandes client à 90%



Coût marginal d'un fournisseur historique en marché de masse, avec un taux d'externalisation du traitement des demandes client à 50%



Coût marginal d'un fournisseur historique en marché d'affaires



Sur le marché de masse, plusieurs observations sont possibles :

- Le **coût marginal présente une forte sensibilité aux coûts variables** (taux de contact, DMT, coût horaire de traitement des demandes), qui est illustrée par l'impact important du taux d'externalisation des demandes clients.
- Le **coût des impayés plus élevé en gaz qu'en électricité** s'explique par des factures unitaires plus élevées.
- L'**impact de la gestion des impayés sur le coût marginal dépend du modèle de gestion adopté par les fournisseurs**. La plupart des acteurs ayant adopté un modèle externalisé sur le marché de masse, dont le coût dépend principalement des montants recouverts, il existe un impact sur le coût marginal. Ce coût n'est pas

imputable au GRD sur le marché d'affaires où le modèle de traitement internalisé conduit à des coûts considérés comme indépendants du mode de gestion en contrat unique.

- Le **coût de facturation est plus élevé en électricité qu'en gaz**. Cette différence est liée à la complexité relative du TURPE par rapport à l'ATRD. Elle se manifeste notamment dans le paramétrage des SI, mais aussi à travers une charge de contrôle humain des factures plus importante sur le marché d'affaires.
- Le coût du traitement des demandes est **plus élevé pour le gaz que pour l'électricité**, cela s'explique par des quote-part GRD supérieures sur les demandes gaz, notamment du fait du taux de prise de rendez-vous avec le GRD bien supérieur lors des mises en service gaz par rapport à l'électricité.

Sur le marché d'affaires :

- Deux observations sont possibles concernant l'amortissement des coûts fixes :
 - L'effet d'**amortissement des coûts fixes est plus faible sur le marché d'affaires que sur le marché de masse** (le nombre de sites du marché de masse est environ 100 fois supérieur à celui du marché d'affaires).
 - L'effet d'**amortissement des coûts fixes est également plus faible en gaz qu'en électricité**. (Les coûts SI en électricité sont certes supérieurs à ceux en gaz mais amortis sur un marché 4,5 fois supérieur à celui du gaz en nombre de sites).
- Concernant l'écart sur le reversement sur le marché d'affaires entre le gaz et l'électricité, il s'explique par l'amortissement des ETP dédiés à cette activité (principalement du contrôle comptable) sur la base clients, beaucoup plus grande en électricité.

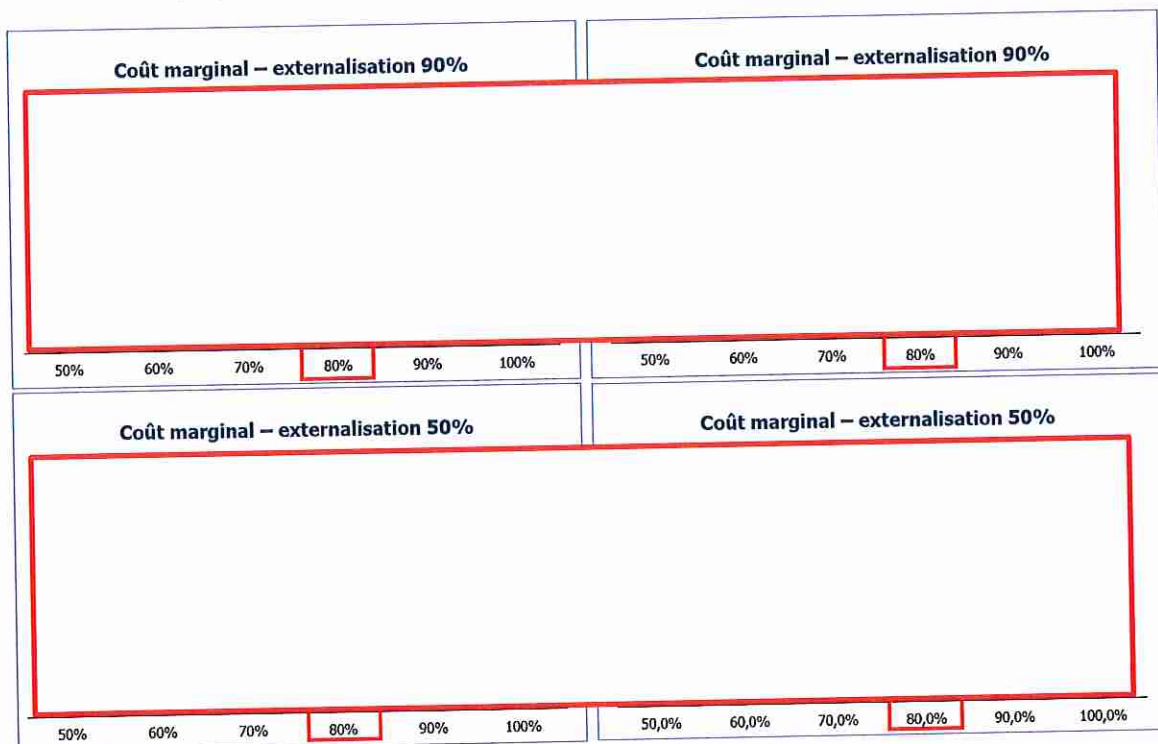
7.1.2 Analyses de sensibilité du coût marginal

Nous avons simulé l'évolution du coût marginal en fonction de la part de marché (PDM) en supposant que :

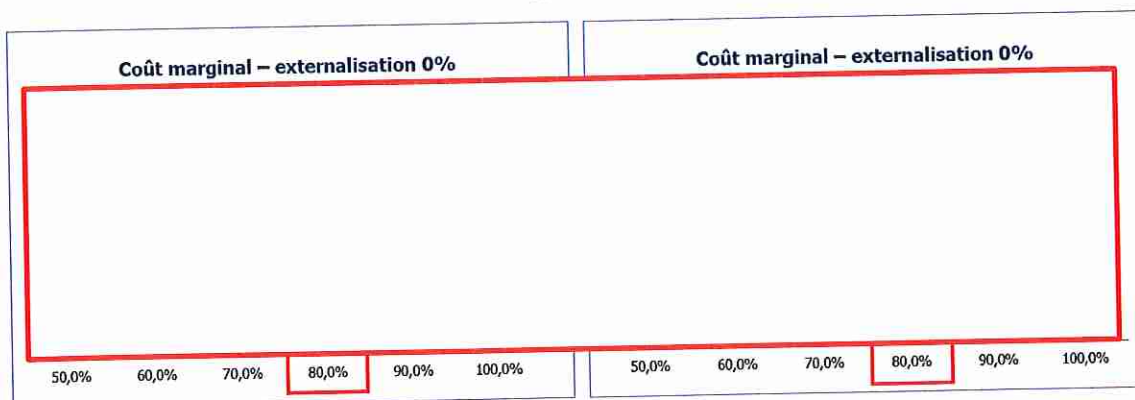
- les coûts fixes de l'opérateur historique type resteraient inchangés au-dessus de 50% de PDM ;
- les coûts horaires d'externalisation resteraient fixes au-dessus de 50% de PDM ;
- le coût de traitement des impayés à l'euro recouvré augmenterait quand la PDM diminuerait ;
- le taux de contact resteraient inchangés.

Sensibilité du coût marginal du fournisseur historique type en fonction de sa part de marché dans le marché de masse et de son taux d'externalisation

Dans les graphiques ci-dessous, la valeur encadrée correspond à la valeur de part de marché choisie pour définir le fournisseur historique type et dont la décomposition par activité est donnée dans la partie 6.



Sensibilité du coût marginal du fournisseur historique type en fonction de sa part de marché sur le marché d'affaires



7.1.3 Surcoût du fournisseur par activité

Comme décrit dans la partie 4.2 la prise en compte de la situation contrefactuelle pourrait se traduire par :

- **L'augmentation du volume d'appels pour le GRD comme pour le fournisseur**
- **L'apparition d'impayés supplémentaires**
- **La baisse du taux de contact.**

Surcoût du fournisseur historique type par activité avec un taux d'externalisation à 50%

GAZ						ELECTRICITE					
T1 & T2						C5					
Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut	Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut
T3 & T4						C2 & C3 & C4					
Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut	Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut

- Le **surcoût est surtout sensible à l'hypothèse d'une baisse du taux de contact** client concernant l'explication de la facture et du paiement.
 - **L'impact de la baisse de contact est plus important en marché d'affaires qu'en marché de masse**, du fait d'un plus fort taux de contact sur ces motifs.
 - **L'impact est également plus important en gaz qu'en électricité**, du fait d'un taux de contact plus élevé sur ces motifs en gaz qu'en électricité.

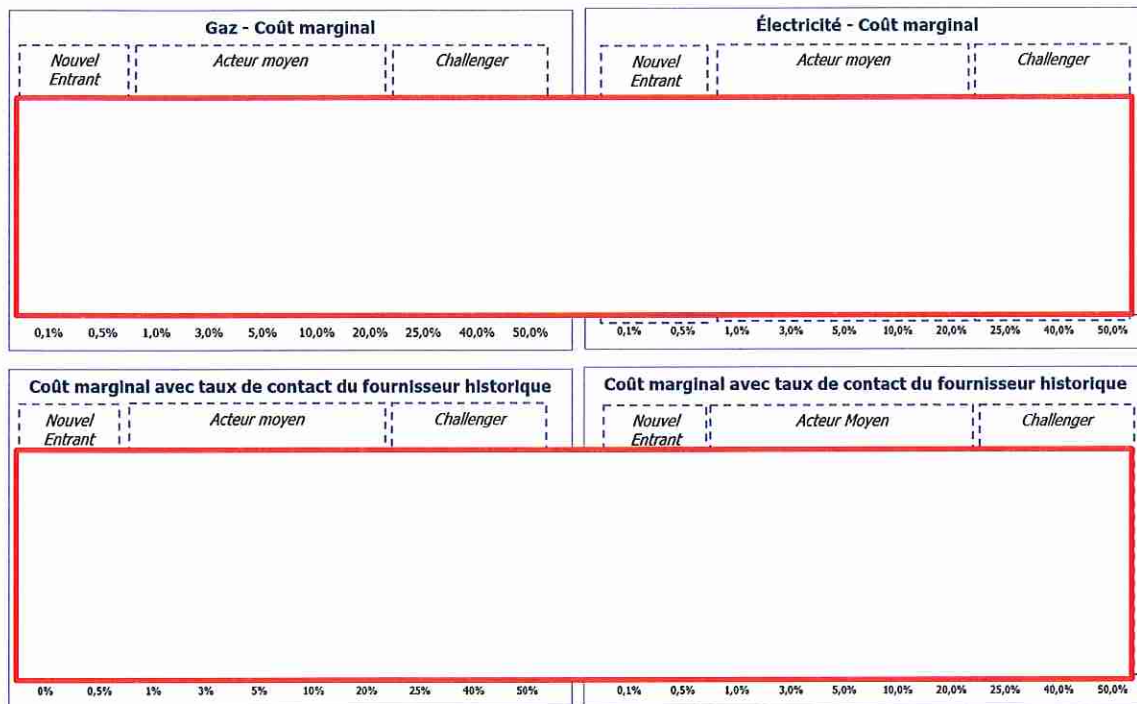
Surcoût du fournisseur historique type par activité avec un taux d'externalisation à 90%

GAZ						ELECTRICITE					
T1 & T2						C5					
Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut	Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut
T3 & T4						C2 & C3 & C4					
Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut	Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut

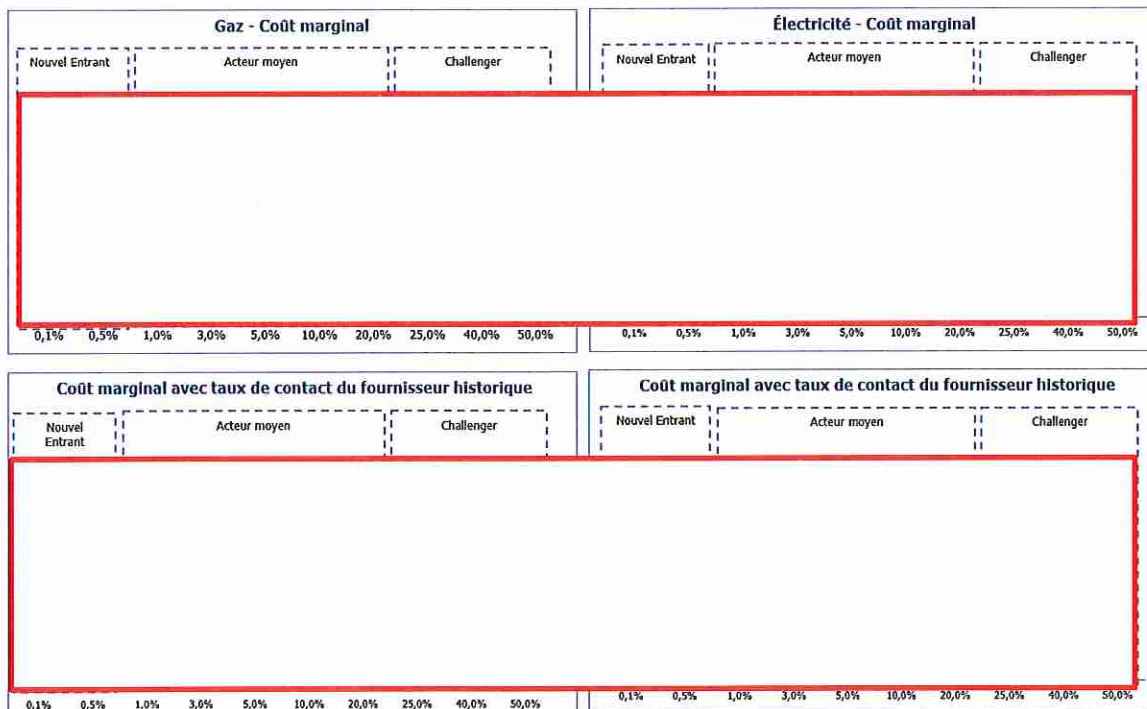
7.2 Les surcoûts des fournisseurs alternatifs types

7.2.1 Etude de variabilité des coûts marginaux de gestion de clientèle des fournisseurs alternatifs

La sensibilité des coûts marginaux des fournisseurs alternatifs types en fonction de leur part de marché en marché de masse



La sensibilité des coûts marginaux des fournisseurs alternatifs types en fonction de leur part de marché en marché d'affaires



La **baisse du coût marginal en fonction de l'augmentation de la part de marché** est liée à l'amortissement des coûts fixes et à l'amélioration des conditions tarifaires d'externalisation (traitement des demandes et gestion des impayés).

Concernant le marché de masse :

- **L'écart entre le coût marginal des alternatifs et ceux de l'historique** s'explique principalement par un taux de contact plus élevé chez les fournisseurs alternatifs.
- Le **coût marginal est plus élevé en gaz qu'en électricité**, cela est principalement dû à des quotes-parts GRD plus importantes en gaz, un coût de gestion des impayés supérieur (la facture unitaire y est plus élevée) et, dans une moindre mesure, à des DMT légèrement plus élevées (la prise de rendez-vous est systématique en gaz)

Concernant le marché d'affaires :

- En comparaison des acteurs historiques on note **un amortissement des coûts fixes sur une base clients plus faible et un taux de contact plus élevé.**
- On note un **coût marginal plus élevé en gaz pour les acteurs ayant une faible part de marché** du fait d'un amortissement des coûts fixes sur un portefeuille moins important.
- On note cependant un **coût marginal plus élevé en électricité qu'en gaz** pour les acteurs ayant une forte part de marché, cela est principalement dû à des DMT plus élevées en électricité qu'en gaz car le TURPE est plus long à expliquer aux clients que le tarif ATRD.

7.2.2 Coût marginal des fournisseurs alternatifs types par activité

Coût marginal du fournisseur challenger type par activité (40% PDM)

GAZ					ELECTRICITE				
T1 & T2					C5				
Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût marginal total	Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût marginal total
T3 & T4					C2 & C3 & C4				
Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût marginal total	Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût marginal total

Coût marginal du fournisseur moyen type par activité (5% PDM)

GAZ					ELECTRICITE				
T1 & T2					C5				
Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût marginal total	Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût marginal total
T3 & T4					C2 & C3 & C4				
Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût marginal total	Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût marginal total

Coût marginal du fournisseur nouvel entrant type par activité (0,5% PDM)

GAZ					ELECTRICITE				
T1 & T2					C5				
Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût marginal total	Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût marginal total
T3 & T4					C2 & C3 & C4				
Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût marginal total	Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût marginal total

Sur le marché de masse, des observations similaires à celles effectuées pour le fournisseur historique type sont possibles. Pour rappel :

- Le **coût marginal présente une forte sensibilité aux coûts variables** (taux de contact, DMT, coût horaire de traitement des demandes), qui est illustrée par l'impact important du taux d'externalisation des demandes clients.
- Le **coût des impayés plus élevé en gaz qu'en électricité** s'explique par des factures unitaires plus élevées.
- **L'impact de la gestion des impayés sur le coût marginal dépend du modèle de gestion adopté par les fournisseurs.** La plupart des acteurs ayant adopté un modèle externalisé sur le marché de masse, dont le coût dépend principalement des montants recouverts, il existe un impact sur le coût marginal. Ce coût n'est pas imputable au GRD sur le marché d'affaires où le modèle de traitement internalisé conduit à des coûts considérés comme indépendants du mode de gestion en contrat unique.
- Le **coût de facturation est plus élevé en électricité qu'en gaz.** Cette différence est liée à la complexité relative du TURPE par rapport à l'ATRD. Elle se manifeste notamment dans le paramétrage des SI.
- Le coût du traitement des demandes est **plus élevé pour le gaz que pour l'électricité**, cela s'explique par des quote-part GRD supérieures sur les demandes gaz, notamment du fait du taux de prise de rendez-vous avec le GRD bien supérieur lors des mises en service gaz par rapport à l'électricité.

Sur le marché d'affaires :

- Deux observations sont possibles concernant l'amortissement des coûts fixes :
 - L'effet d'**amortissement des coûts fixes est plus faible sur le marché d'affaires que sur le marché de masse** (le nombre de sites du marché de masse est environ 100 fois supérieur à celui du marché d'affaires).
 - L'effet d'**amortissement des coûts fixes est également plus faible en gaz qu'en électricité.** (Les coûts SI en électricité sont certes supérieurs à ceux en gaz mais amortis sur un marché 4,5 fois supérieur à celui du gaz en nombre de sites).
- Concernant l'écart sur le reversement sur le marché d'affaires entre le gaz et l'électricité, il s'explique par l'amortissement des ETP dédiés à cette activité (principalement du contrôle comptable) sur la base clients, beaucoup plus grande en électricité.

7.2.3 Surcoût des fournisseurs alternatifs types par activité

Comme décrit dans la partie 4.2 la prise en compte de la situation contrefactuelle pourrait se traduire par :

- L'augmentation du volume d'appels pour le GRD comme pour le fournisseur
- L'apparition d'impayés supplémentaires
- La baisse du taux de contact.

Surcoût du fournisseur challenger type par activité (40% PDM)

GAZ						ELECTRICITE					
T1 & T2						C5					
Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut	Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut

T3 & T4						C2 & C3 & C4					
Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut	Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut

Surcoût du fournisseur moyen type par activité (5% PDM)

GAZ						ELECTRICITE					
T1 & T2						C5					
Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut	Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut

T3 & T4						C2 & C3 & C4					
Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut	Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut

Surcoût du fournisseur nouvel entrant type par activité (0,5% PDM)

GAZ						ELECTRICITE					
T1 & T2						C5					
Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut	Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut

T3 & T4						C2 & C3 & C4					
Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut	Surcoût bas	Desinformation client	impayé partiel	coût marginal	Baisse contact	Surcoût haut

- **Le surcoût des fournisseurs alternatifs types est également sensible à l'hypothèse d'une baisse du taux de contact client** concernant l'explication de la facture et du paiement.
 - **L'impact de la baisse de contact est plus important en marché d'affaires qu'en marché de masse**, du fait d'un plus fort taux de contact sur ces motifs.
 - **L'impact est également plus important en gaz qu'en électricité**, du fait d'un taux de contact plus élevé sur ces motifs en gaz qu'en électricité.
- **L'impact des impayés partiels des petits fournisseurs alternatifs types est plus marqué** que chez le fournisseur historique (nouvel entrant et fournisseur moyen).

7.3 Les coûts évités pour les GRD

7.3.1 Coûts évités du GRD ventilé par activité (sans prise en compte de la situation contrefactuelle)

Coût évité du GRD en marché de masse, ventilé par activité avec une hypothèse de 50% d'externalisation

GAZ T1 & T2					ELECTRICITE C5				
Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût évité total	Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût évité total

Le coût évité du GRD en marché de masse, ventilé par activité avec une hypothèse de 80% d'externalisation

GAZ T1 & T2					ELECTRICITE C5				
Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût évité total	Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût évité total

Concernant le marché de masse, on observe :

- Des **coûts évités plus faibles en électricité qu'en gaz** qui sont dus à un taux de contact et une DMT plus faibles sur la mise en service (pas de prise de rendez-vous systématique en électricité).
- Des **faibles coûts fixes par site** liés à un amortissement sur une base clients plus importante.
- Des **coûts de facturation et d'encaissement significatifs** :
 - Facturation : coût d'envoi des factures ;
 - Encaissement : coût des ETP en charge des encaissements et frais de transactions bancaires.

Le coût évité du GRD en marché d'affaires, ventilé par activité

GAZ T3 & T4					ELECTRICITE C2 & C3 & C4				
Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût évité total	Traitement des demandes	Facturation	Gestion des impayés	Encaissement et reversement	Coût évité total

Concernant le marché d'affaires, on observe :

- Des **coûts évités plus faibles en gaz qu'en électricité** qui sont dus à une DMT plus faible sur le gaz en raison d'une durée nécessaire pour expliquer le TURPE plus longue que pour expliquer l'ATRD.
- Des **coûts de facturation et d'encaissement non négligeables** :
 - Facturation : ETP liés au traitement des factures (contrôle de la part d'acheminement) et coût d'envoi des factures ;
 - Encaissement : coût ETP en charge des encaissements et frais de transactions bancaires.

7.3.2 Coût évité du GRD ventilé par activité avec prise en compte de la situation contrefactuelle (coûts SI originaux)

Le coût évité du GRD en marché de masse, ventilé par activité avec 50% d'externalisation

GAZ						ELECTRICITE					
T1 & T2						C5					
Coût évité bas	Baisse contact	Coût évité	Desinformation client	impayé partiel	Coût évité haut	Coût évité bas	Baisse contact	Coût évité	Desinformation client	impayé partiel	Coût évité haut

Le coût évité du GRD en marché de masse, ventilé par activité avec 80% d'externalisation

GAZ						ELECTRICITE					
T1 & T2						C5					
Coût évité bas	Baisse contact	Coût évité	Desinformation client	impayé partiel	Coût évité haut	Coût évité bas	Baisse contact	Coût évité	Desinformation client	impayé partiel	Coût évité haut

Le coût évité du GRD en marché d'affaires, ventilé par activité

GAZ						ELECTRICITE					
T3 & T4						C2 & C3 & C4					
Coût évité bas	Baisse contact	Coût évité	Desinformation client	impayé partiel	Coût évité haut	Coût évité bas	Baisse contact	Coût évité	Desinformation client	impayé partiel	Coût évité haut

- Le **coût évité des GRD est plus élevé en gaz**, cette différence est liée à un taux de contact, des DMT et un coût de gestion des impayés (facture unitaire plus élevée) supérieurs en gaz en partie compensé par un redéploiement des effectifs plus important par site.
- Le coût évité par le **GRD est inférieur au coût marginal du nouvel entrant**, cette différence est liée à :
 - des **DMT et un taux de contact plus faibles pour le GRD** (plus d'optimisation et moins de re-contact que les alternatifs) ;
 - des **coûts de gestion des impayés plus bas** (coût unitaire plus faible) ;
 - le **redéploiement des effectifs du GRD** actuellement dédiés à la relation fournisseur.

7.3.3 Coût évité du GRD ventilé par activité avec prise en compte de la situation contrefactuelle (coûts SI x2)

Les coûts évités du GRD ont également été calculés en utilisant l'hypothèse d'un doublement des coûts SI liés à la prise en charge de la gestion des clients en contrat unique. Ces résultats permettent d'apprécier l'impact d'un chantier SI plus onéreux qu'initialement prévu sur le coût évité du GRD.

Le coût évité du GRD en marché de masse, ventilé par activité avec 80% d'externalisation

GAZ						ELECTRICITE					
T1 & T2						C5					
Coût évité bas	Baisse contact	Coût évité	Desinformation client	impayé partiel	Coût évité haut	Coût évité bas	Baisse contact	Coût évité	Desinformation client	impayé partiel	Coût évité haut

Le coût évité du GRD en marché d'affaires, ventilé par activité

GAZ					ELECTRICITE						
T3 & T4					C2 & C3 & C4						
Coût évité bas	Baisse contact	Coût évité	Desinformation client	impayé partiel	Coût évité haut	Coût évité bas	Baisse contact	Coût évité	Desinformation client	impayé partiel	Coût évité haut

7.4 Analyse tendancielle 1 : l'impact de la digitalisation de la relation client

7.4.1 Tendances de la digitalisation de la gestion de clientèle

La digitalisation de la relation client permettrait de réduire les coûts de relation client des entreprises de 25 à 35%³². Selon la même étude, elle augmenterait également d'un tiers la satisfaction des clients, avec un effet direct sur la diminution du taux de contact. Dans des secteurs matures sur le sujet comme les **télécom** et la **vente au détail**, la digitalisation a permis à des acteurs de réduire le coût de leurs services client de 30%³³.

Cependant la digitalisation du traitement des demandes client concerne principalement les segments **résidentiel** et **professionnel**, qui sont sur des demandes et des traitements plus simples et qui nécessitent moins d'échanges avec un conseiller relation client.

Le nombre moyen d'outils de contact digitaux recensés sur les sites des entreprises françaises est en augmentation constante ces dernières années, il progresse de **4,25** en 2014 à **5,6** en 2016³⁴. La multiplication de ces outils accompagne le développement du « **selfcare** » permettant au client de réaliser certaines opérations en toute autonomie ou de trouver des réponses à ses demandes.

7.4.2 Impact de la digitalisation sur les activités de gestion de clientèle

Le traitement des demandes clients

Les **canaux de contacts étudiés par l'étude** sont en train d'être **remplacés et complétés par de nouveaux canaux digitaux**. La mise en place de ces outils constitue un investissement important pour les opérateurs. La période transitoire de multiplication et de cohabitation des canaux représente aujourd'hui un défi et des coûts. Néanmoins, à horizon 2020, la **digitalisation du traitement des demandes pourrait avoir réduit les coûts de gestion de clientèle et raccourcir les DMT des demandes traitées par les canaux traditionnels (mail, téléphones) de façon significative**.

Les principales pistes de digitalisation en matière de traitement des demandes client sont les suivantes :

Canal	Tendance	Impact sur les coûts de gestion client
Chat	Le chat connaît une forte progression . Le taux d'équipement des entreprises françaises est passé de 6% en 2011 à 25% en 2016 ³⁵ .	L'utilisation d'une messagerie instantanée , à la place du téléphone, permettrait de diviser les coûts d'un centre d'appel par deux ³⁶ . À plus long terme, des automates pourront participer à certaines de ces conversations (chatbots). Un tiers des demandes clients pourraient être traitées par des chatbots ³⁷ (uniquement les demandes simples ou les phases amont des demandes complexes).
Liste de questions fréquentes (FAQ)	Les FAQ dynamiques relancent l'usage des FAQ statiques. L'utilisateur est guidé dans la qualification de sa question et l'identification de sa réponse.	La résolution d'une demande client via un forum de discussion ou une liste de questions fréquentes coûte seulement 12% du coût de résolution de cette même demande par téléphone ³⁸ .
Forums et communautés d'utilisateurs	Les forums/ plateformes de discussion sont encore minoritaires , leur présence est réduite à certains secteurs et positionnements tarifaires. Ils participent à la création de communautés de clients, capables de s'entraider.	Le développement de communautés de clients permettrait de faire baisser encore le coût de traitement de la demande client à 9% du coût de traitement par téléphone ³⁹ .

³² Source: PWC, Customer care evolution, Digital leads the way

³³ McKinsey, Why companies should care about e-care, Raffaella Bianchi, Davide Schiavotto, Daniel Svoboda

³⁴ Eptica, Les marques françaises et l'expérience client omnicanal en 2016

³⁵ Idem

³⁶ McKinsey, Higher satisfaction at lower costs Digitizing customer care.

³⁷ BI Intelligence, The Chatbots Explainer, 2016

³⁸ McKinsey, Higher satisfaction at lower costs Digitizing customer care.

³⁹ McKinsey, Higher satisfaction at lower costs Digitizing customer care.

<p>Les réseaux sociaux</p>	<p>Les réseaux sociaux sont bien installés, 91% des entreprises testées par Eptica en 2016 possèdent au moins un compte Twitter, et 85% un compte Facebook⁴⁰. 9% des français ont contacté un service client via les réseaux sociaux en 2016⁴¹.</p>	<p>Pour les demandes clients émises sur les réseaux sociaux, les clients exigent une forte réactivité (1/4 exige une réponse dans l'heure⁴²). L'intégration des réseaux sociaux peut permettre de baisser les coûts de gestion de la relation client mais nécessite tout de même un dispositif humain adéquat.</p>
-----------------------------------	--	---

**L'email est considéré comme un dispositif classique.*

Certaines demandes ou activités ne sont pas traitables entièrement par voie digitale. **Les parcours mixtes**, déjà développés par certains fournisseurs, permettent de digitaliser une partie du processus (informations administratives de base déjà enregistrées, données rassemblées par le client, etc.) et de réduire les DMT (par exemple réduction de moitié pour les demandes de mises en service). Dans un parcours mixte, le client qualifie sa demande et renseigne ses informations en ligne avant d'être appelé par le fournisseur afin de finaliser sa demande (**web call-back**). Cela implique de nouvelles exigences pour l'entreprise qui doit, par exemple, pouvoir suivre le parcours de la demande de son client à travers plusieurs canaux (stratégie multi-canal).

La facturation

La numérisation des factures est une tendance relativement récente (débutée dans les années 2010) et continue de progresser. Elle est déjà engagée chez la majorité des fournisseurs rencontrés dans le cadre de cette étude. En 2016, la part moyenne des envois de facture numérique en marché de masse est d'environ **15%**⁴³, tous secteurs confondus. La proportion de **20%** de factures numériques retenue dans l'étude progressera régulièrement dans les prochaines années, faisant baisser largement les coûts d'émission des factures. Par ailleurs, **dans le secteur public, la facture électronique sera obligatoire dès 2017** pour les fournisseurs des collectivités territoriales et des établissements publics et doit être généralisée en 2020.

Les gains de productivité et la simplification des processus induits par la facture numérique permettront également une **gestion des impayés plus efficace, avec l'automatisation des premières relances amiables**.

Tableau récapitulatif des impacts de la digitalisation sur les activités de gestion de clientèle

	Gaz naturel / Électricité
Traitement des demandes	Fortement impacté
Facturation	Fortement impacté
Traitement des impayés	Peu impacté
L'encaissement – reversement	Peu impacté

⁴⁰ Eptica, *Les marques françaises et l'expérience client omnicanal en 2016*

⁴¹ *Observatoire des Services Clients 2015—Viséo Conseil/BVA*

⁴² *SocialTimes, How Social Media Is Transforming Customer Relationship Management*

⁴³ *E-Invoicing / E-Billing, International Market Overview & Forecast, Billentis*

7.5 Analyse tendancielle 2 : l'impact des compteurs communicants

7.5.1 Les compteurs communicants d'électricité et de gaz

Le déploiement d'une nouvelle génération de compteurs communicants est prévu par les GRD de gaz et d'électricité français. Il s'agit de Gazpar pour GRDF et de Linky pour ENEDIS. Le processus d'installation s'étendra sur une longue période. Gazpar sera installé chez 11 millions de clients entre 2016 et 2022. Linky sera installé chez 35 millions de clients entre décembre 2015 et 2021.

L'utilisation progressive de cette nouvelle génération de compteurs fera évoluer la gestion du réseau de distribution d'énergie. La gestion de clientèle sera également concernée. Des répercussions seront observables sur les coûts évités du GRD et les surcoûts du fournisseur à moyen terme.

La présente étude se fonde sur la situation actuelle et utilise les chiffres de l'année 2015, elle ne prend donc pas en compte l'impact des compteurs communicants dans ses résultats.

Les paragraphes suivants décrivent la manière dont les résultats de l'étude seraient influencés par ce déploiement. Pour ce faire, ils détaillent l'impact des compteurs communicants sur les quatre activités de gestion de clientèle afin d'en déterminer le poids sur les surcoûts fournisseurs et les coûts évités GRD.

7.5.2 Revue des répercussions sur les activités de gestion de clientèle

L'automatisation permise par les compteurs communicants diffère selon l'énergie. Les deux compteurs permettent d'automatiser la relève et sa communication mais seul Linky peut opérer des interventions à distance. Linky permet ainsi de gérer à distance : la mise en service, les coupures, les changements de puissance et les changements de tarification. Ces opérations demandaient jusqu'ici le déplacement d'un technicien.

- La **gestion des demandes client** est l'activité la plus impactée par l'arrivée des compteurs communicants. Cet impact est double et touche :
 - Les **volumes** de demandes client :
 - Les demandes de relevé et les réclamations vont diminuer en gaz et en électricité.
 - Les **processus** de traitement de ces demandes :
 - Les **index réels** seront connus du fournisseur et du distributeur (pour le gaz naturel et l'électricité) à quelques rares exceptions ; les échanges liés aux estimations, aux autorelevés et aux relevés spéciales disparaissent des processus.
 - Les **principales interventions** seront réalisables à distance grâce à la télé-opération (pour l'électricité seulement). Les tâches correspondantes de prises de rendez-vous et de modifications des rendez-vous disparaissent des processus.
- Les **demandes clients techniques et mixtes** seront impactées des manières suivantes :
 - La **mise en service (MES)** : le processus de mise en service gaz n'est pas impacté. En revanche, le processus de mise en service pour l'électricité est significativement automatisé :
 - La MES sera réalisée par téléopération en électricité.
 - Les index seront connus, le nombre d'interventions pour MES deviendra marginal.
 - La MES pourra être accompagnée plus facilement d'une modification de l'option du tarif d'acheminement et de la puissance souscrite.

Ainsi, les prises de rendez-vous et les modifications de rendez-vous disparaîtront en quasi-totalité du processus de mise en service chez le fournisseur pour l'électricité.
 - Le **changement de fournisseur (CHF)** : le processus de changement de fournisseur est impacté de la même manière que celui de mise en service. La demande de changement de fournisseur reste

identique, à l'exception pour l'électricité des changements de fournisseur avec changement de puissance souscrite ou d'option tarifaire qui devient significativement automatisée :

- Le changement est effectué à distance.
- Le changement pourra être accompagné plus facilement d'une modification de l'option du tarif d'acheminement et de la puissance souscrite.

Chez le fournisseur, ces changements feront disparaître la quasi-totalité des demandes de rendez-vous. Le changement de fournisseur sera par ailleurs facilité par une meilleure connaissance des index, dans les deux énergies.

- La **mise hors service (MHS)** : Le traitement de la demande de mise hors service par le fournisseur restera similaire à l'actuel.
- Les **interventions pour impayés** :
 - En électricité, la coupure et la réduction de puissance seront réalisées par téléopération :
 - Le **déplacement d'un agent du GRD est néanmoins maintenu avant une coupure**, permettant le maintien de la prise de règlements.
 - La réalisation de la **réduction de puissance à distance** couplée avec l'entrée en vigueur du chèque énergie pourrait potentiellement entraîner une hausse des réclamations de clients bénéficiaires du chèque énergie mais non connus de leur fournisseur et qui auraient fait l'objet d'une réduction de puissance pendant la trêve hivernale.
 - En gaz, les processus d'intervention pour impayés ne sont pas impactés.
- Les **modifications administratives** : le compteur communicant n'impactera pas la modification des informations administratives et bancaires du client.
- Les **interventions techniques** : les demandes portant sur le contrôle d'index, la correction d'index et la vérification de comptage seront en baisse significative. Les compteurs Linky et Gazpar fiabiliseront la qualité des relèves.
- Les **réclamations et questions portant sur les index** : la fiabilisation des index liée aux compteurs communicants supprimera quasiment toutes les réclamations concernant les index.
- Les **modifications contractuelles** : les changements d'options tarifaires pourront être téléopérés pour l'électricité. Celles-ci demandaient précédemment l'intervention d'un technicien chez le client, par exemple dans le cas d'une modification de puissance souscrite. Sans intervention, le fournisseur sera déchargé de la prise de rendez-vous et de son suivi.
- La **facturation**, en tant qu'activité de gestion de clientèle, n'est pas impactée par le déploiement des compteurs communicants (identique pour le gaz naturel et l'électricité).
- L'activité d'**encaissement** et de **reversement** n'est pas impactée significativement par le déploiement des compteurs intelligents (identique pour le gaz naturel et l'électricité).

Tableau récapitulatif des impacts du compteur communicant pour le fournisseur

	Gaz naturel	Électricité
La gestion des demandes clients	Moyennement impacté	Fortement impacté
Mise en service	Moyennement impacté	Fortement impacté
Changement de fournisseur	Moyennement impacté	Fortement impacté
Mise hors service	Pas d'impact	Pas d'impact
Interventions pour impayés	Pas d'impact	Moyennement impacté
Modification administrative	Pas d'impact	Pas d'impact
Intervention technique	Pas d'impact	Fortement impacté
Réclamation/question sur les index	Fortement impacté	Fortement impacté
Modification contractuelle	Pas d'impact	Pas d'impact
La facturation	Pas d'impact	Pas d'impact
Le traitement des impayés	Peu impacté	Peu impacté
L'encaissement – reversement	Pas d'impact	Pas d'impact

7.5.3 Les impacts des compteurs communicants sur la gestion de clientèle

Les compteurs communicants facilitent la gestion du réseau de distribution. Ils constituent une opportunité importante de baisse des coûts pour les GRD. Ces baisses seraient liées à l'automatisation de la relève et à la téléopération d'interventions techniques qui nécessitaient auparavant des déplacements.

Les baisses seront plus marquées dans le secteur de l'électricité que dans celui du gaz, car le compteur évolué électrique offre plus de fonctions téléopérées. Elles se sont déjà traduites par une baisse des tarifs de certaines prestations annexes, par exemple : le tarif de la mise en service diminue de 27,30€ TTC à 13,20€ TTC.

Les coûts de gestion de clientèle devraient donc suivre la même tendance et présenter une différence d'impact similaire entre le gaz et l'électricité.

Les activités de gestion de clientèle réalisées par le fournisseur pour le compte du GRD dans le cadre du contrat unique seront fortement impactées. Les volumes de demandes et leurs durées moyennes de traitement auront significativement diminué. Leurs coûts seront plus faibles qu'aujourd'hui.

8. Annexes

8.1 Détails des données collectées auprès des fournisseurs

Le fonctionnement de la collecte

L'étude se fonde sur les données des **fournisseurs d'électricité de gaz opérant en France**. Ces données ont été collectées au quatrième trimestre 2016 par l'intermédiaire d'une grille Excel. La collecte des données a pu être accompagnée d'échanges complémentaires avec les fournisseurs :

- **réunion de présentation de la démarche** ;
- **réunion de revue des données transmises** (téléphonique ou présentielle) ;
- **atelier d'analyse des processus de gestion des demandes clients** auprès de certains fournisseurs.

La sollicitation a été effectuée par le cabinet et a été soutenue par un courrier de la Commission de Régulation de l'Énergie : **39 fournisseurs ont été contactés** et **11 ont transmis des éléments réponses** :

- AXPO France
- Direct Énergie
- EDF
- ENERCOOP
- ENERGEM
- ENGIE
- ENI
- LAMPIRIS
- SEOLIS
- UNIPER
- Vattenfall

L'utilisation de données issues des fournisseurs est importante car elle permet de représenter la réalité des coûts des activités de gestion de clientèle.

Les informations concernant les contrats

Les données concernant la base client des fournisseurs ont été demandées pour les années 2014 et 2015. La base client électricité est décomposée par type de puissance souscrite (contrats C1 à C5). La base de clients gaz est décomposée, d'une part, par tranche tarifaire souscrite (T1 à T4) et, d'autre part, par consommation annuelle en MWh.

Les clients sont répartis en segments de marché : résidentiel, professionnel et entreprise. Les clients biénergie sont décomptés séparément.

Le traitement des demandes client

Les données concernant le traitement des demandes client décrivent, d'une part, les motifs des demandes et, d'autre part, les moyens mis en place pour traiter les demandes.

Les demandes sont présentées par motifs et détaillées par énergie et par segments de marché. Chacune fait l'objet de la description suivante :

- Le **motif**, sa **description** et son **type** (demande technique 100% GRD, mixte, ou commerciale 100% fournisseur) ;
- le **canal** ;
- la **DMT** ;

La partie consacrée au traitement des demandes présente également les coûts et les inducteurs de coût liés aux moyens de traitement des demandes mis en place :

- Les **canaux de contact** affectés à ces demandes (le volume de demandes par segment, la DMT par demande, le nombre d'ETP, le coût des ETP).
- Les **dispositifs techniques internes**, c'est-à-dire les SI, plateforme digitale ou application mobile utilisés pour le traitement des demandes client (l'objectif du dispositif, la date de lancement, le canal concerné, les coûts de développement initiaux et d'évolution, le coût d'exploitation).
- Les **coûts externalisés** liés à la gestion des demandes client (les missions, les canaux concernés, l'unité d'œuvre applicable, le coût rapporté à l'unité d'œuvre, le coût total).
- Les **coûts télécoms** liés à la gestion des demandes client.
- Les **coûts logistiques** liés à la gestion des demandes client (par postes de coûts et par coût total).
- Les **frais généraux** affectés à la gestion des demandes client.

Les activités de facturation

Les données concernant la facturation décrivent :

- Les **modes de facturation** utilisés par le fournisseur selon les énergies et les segments de clients (les volumes de factures produites, les ETP nécessaires et leurs coûts moyens).
- Les **dispositifs techniques internes**, c'est-à-dire les SI, plateforme digitale ou application mobile utilisés pour le traitement de la facturation (leurs descriptions et leurs dates de lancement, la répartition de leurs coûts selon les dispositifs techniques, les modes de facturation, le coût total cumulé du dispositif [initial et évolution] et le coût annuel, le coût total d'intégration du TURPE et/ou de l'ARTD dans le système).
- Les **coûts externalisés** concernant la facturation (le périmètre d'activité du prestataire, les modes de facturation concernés, l'unité d'œuvre applicable, le coût par unité d'œuvre, le coût total).
- Les **modes d'envois** utilisés pour envoyer les factures (description du mode d'envoi, la répartition des volumes de facture par énergie et par segment de marché, les modes de facturation concernés, le coût unitaire par envoi).
- Les **frais généraux** affectés à la facturation.

Le traitement des impayés

Les données fournisseurs sont collectées sur trois niveaux de traitement : la relance amiable, le contentieux et les irrécouvrables.

Pour chacune de ces phases, la grille permet aux fournisseurs d'indiquer :

- les **volumes** et les **montants** des factures impayées dans cette phase ;
- les **coûts internes** liés à la phase (les outils, les ETP, le coût total) ;
- les **coûts externes**, liés à la phase (le coût total des prestataires, le coût à l'euro recouvré par énergie et par segment, le coût total).

Les activités d'encaissement et de reversement

Une première partie concerne les activités d'encaissement. Elle décrit les activités suivantes :

- Les **moyens de paiement** mis à disposition des clients par le fournisseur par énergie et par segments de marché (le nombre d'encaissements par moyen de paiement, le coût bancaire unitaire par transaction, le taux de commission bancaire appliqué aux montants encaissés).
- Les **dispositifs techniques**, c'est-à-dire les SI, plateforme digitale ou application mobile utilisés pour le traitement des encaissements (le dispositif, la description, la répartition du coût selon les énergies et les segments, les moyens de paiement, le coût total cumulé du dispositif [initial et évolution] et le coût annuel).
- Les **ETP** affectés aux activités d'encaissement par énergie et par segments de marchés (les ETP, le coût moyen chargé de l'ETP).

- Les **coûts externalisés** liés aux activités d'encaissement (le volume, l'unité d'œuvre, le coût par unité d'œuvre, le coût total).
- Les **frais généraux** affectés à l'activité d'encaissement.

Une seconde partie concerne les reversements effectués du fournisseur vers le GRD. Elle permet de décrire les activités suivantes :

- Les **montants des reversements** des parts acheminement du fournisseur au GRD.
- Les **dispositifs techniques**, c'est-à-dire les SI, plateforme digitale ou application mobile utilisés pour les reversements (dispositif, description, la répartition du coût selon les énergies et les segments, les moyens de paiement, le coût total cumulé du dispositif [initial et évolution] et le coût annuel).
- Les **ETP** affectés aux activités de reversements (nombre d'ETP, coût moyen chargé de l'ETP).
- Les **frais généraux** affectés à l'activité d'encaissement.

8.2 Détails des données collectées auprès des GRD

La collecte des données GRD

Les données ont été collectées auprès des 2 distributeurs principaux : **ENEDIS et GRDF**. La démarche a été la suivante :

- Envoi d'un questionnaire afin de collecter des données qualitatives et quantitatives sur le dispositif actuel des **distributeurs**. ENEDIS et GRDF ont transmis des documents détaillés qui ont permis d'alimenter l'étude.
- Organisation d'ateliers de travail avec pour objectif de :
 - **Valider les données** quantitatives transmises par les GRD
 - **Valider les processus cible** sur les principaux motifs de demandes client si la relation client était gérée par le GRD
 - **Estimer les adaptations à réaliser** dans le dispositif et au niveau des SI pour réaliser l'ensemble des activités de gestion de clientèle et absorber la volumétrie associée

La collecte des données portait en premier lieu sur les volumétries issues des échanges avec les fournisseurs, traçables dans les deux outils de gestion des échanges : **SGE pour la distribution d'électricité** (ENEDIS) et **OMEGA pour la distribution de gaz naturel** (GRDF) :

- la description des informations transmises par les fournisseurs via SGE et Omega ;
- la typologie de demandes et volumétries par segment de marché ;
- la charge de travail du GRD représentée par les échanges avec les fournisseurs aujourd'hui.

Ces informations ont été utilisées pour calculer le coût évité du GRD mais également pour réaliser des contrôles de cohérence ou compléter les données collectées auprès des fournisseurs.

L'état des lieux de la gestion de clientèle réalisée aujourd'hui par le GRD

Les GRD ont décrit et quantifié les activités de gestion de clientèle directe qu'ils réalisent aujourd'hui. Ces activités concernent les clients en contrats **CARD** pour l'électricité, les clients **CLD** pour le gaz et les clients gérés en direct par ENEDIS dans le cadre de l'injection d'électricité dans le réseau.

Si ces contrats ne sont pas représentatifs de la clientèle de masse concernée par le contrat unique (peu de clients, utilisations spécifiques du réseau, haut niveau de connaissance des aspects techniques), les dispositifs de gestion des demandes clients mis en place pour y répondre permettent cependant d'évaluer la capacité des GRD à effectuer des activités de gestion de clientèle.

Les dispositifs (systèmes d'information, processus et ETP) mis en place aujourd'hui ont donc été décrits par les GRD. Leurs capacités ont été évaluées selon deux axes :

- les **activités réalisées** vis-à-vis des quatre activités de gestion de clientèle de l'étude (traitement des demandes client, gestion des impayés, facturation, encaissement) ;
- les **volumes traités** actuellement.

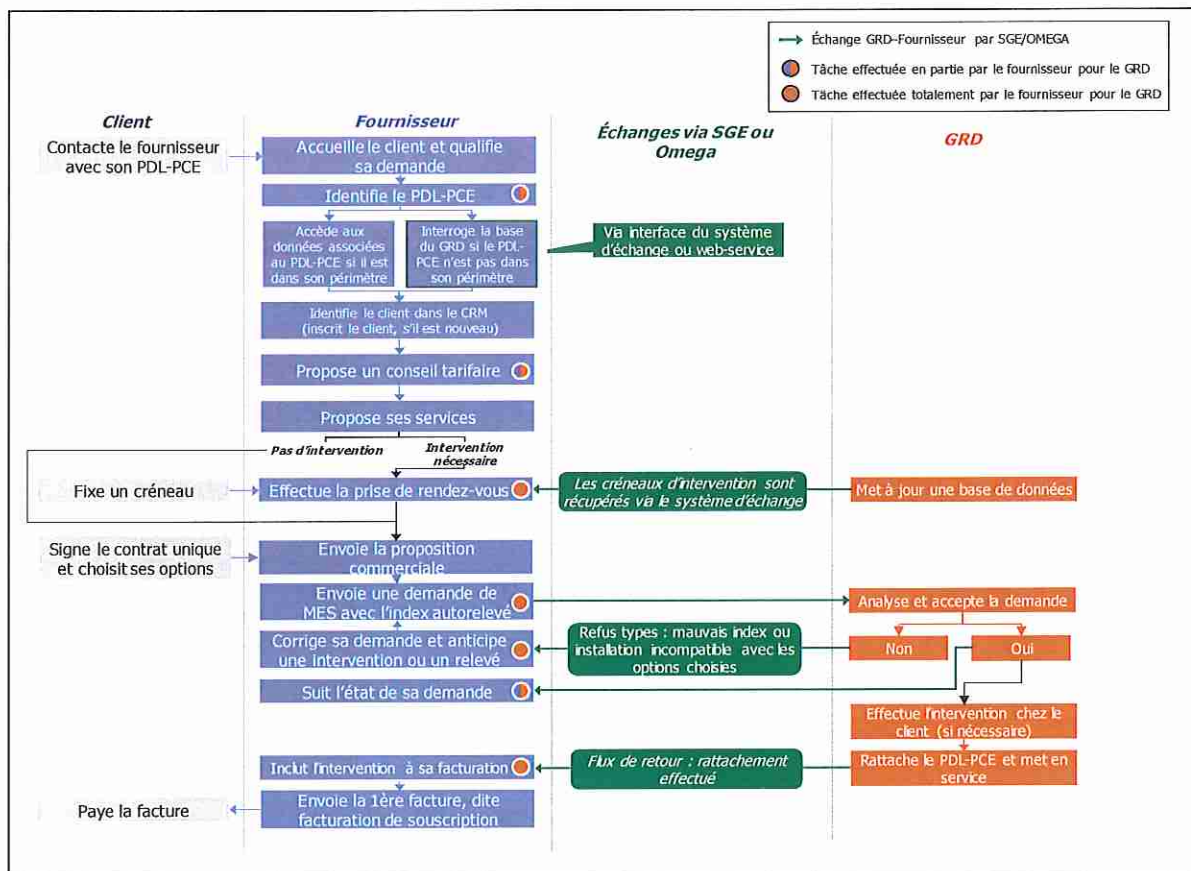
La projection dans la gestion des demandes clients du contrat unique

Par la suite, il a été demandé aux deux GRD de réaliser un exercice de projection dans la situation à deux contrats, sur la base des informations réunies lors de la première étape, et d'estimer les évolutions nécessaires pour gérer les clients en contrats séparés.

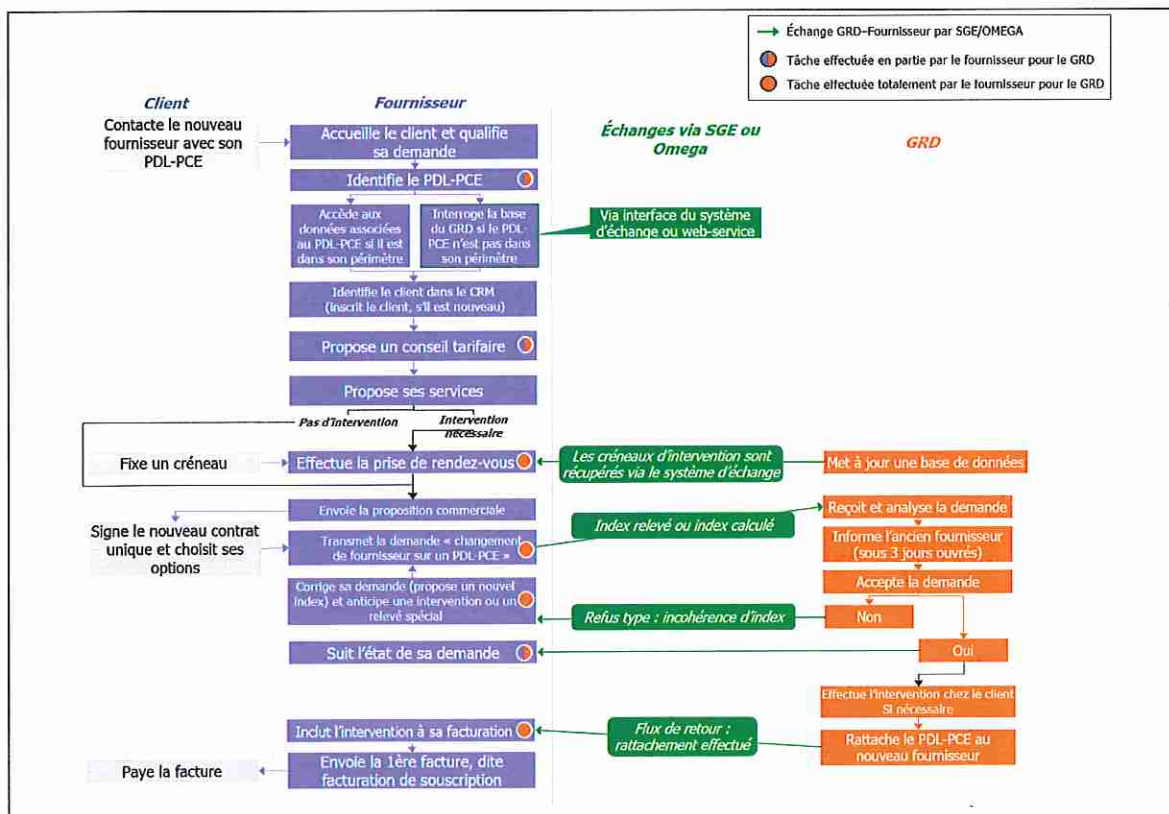
- **Transposition au GRD et adaptation des processus du fournisseur** de traitement des demandes client.
- **Estimation du nombre d'ETP nécessaires** pour traiter les demandes client supplémentaires, en tenant compte des ETP qui, dans la situation contrefactuelle, pourraient être réalloués au traitement de la demande client.
- **Identification des investissements SI nécessaires** à la réalisation des activités de gestion client pour la part distribution des contrats uniques, avec 2 options possibles :
 - Cas 1 : l'activité est déjà réalisée par le GRD, et une évolution du périmètre fonctionnel des SI ou une simple amélioration des capacités de traitement doit être réalisée
 - Cas 2 : l'activité est trop éloignée des fonctionnalités couvertes par les SI actuels ou les volumétries sont telles que la création d'un nouvel outil est nécessaire.

8.3 Grille de processus-type utilisés dans le cadre de l'étude

La demande de mise en service



La demande de changement de fournisseur



La demande de résiliation

