

Message du Directeur Commercial et Gestion d'Energie

Chère équipe commerciale,
Chers collègues,

Consciente de l'importance de lignes de conduites, définies, communes et communiquées, voici la première version d'une stratégie commerciale court et long terme, supportée par votre direction commerciale. Il n'est pas ici question de faire de ce document une pierre figée et inflexible de notre édifice mais bien un support au travail de tous, facilitant la croisée de nos efforts et la récolte de leurs fruits. Dès lors, l'environnement et ses vecteurs causeront certains changements nécessaires que nous nous faisons forts d'apprécier et de communiquer en temps voulu. Nos ambitions sont grandes mais notre expérience et notre volonté ne le sont pas moins. Ensemble, battons les sentiers de notre futur.

Votre direction commerciale,
M. Antonio Haya et M. Frédéric Dionnet

Table des matières

1. Notre stratégie à long terme et nos caractéristiques

- 1.1. Stratégie générale
- 1.2. Nos avantages compétitifs
- 1.3. Nos ambitions de développement
 - 1.3.1. Le marché industriel
 - 1.3.2. Le marché de masse

2. L'histoire et la situation actuelle

- 2.1. Le contexte
- 2.2. La naissance de l'unité commerciale
- 2.3. Nos cibles et leurs caractéristiques
- 2.4. Le développement des activités commerciales : des résultats en ligne avec la stratégie

3. Le contexte et l'environnement concurrentiel

- 3.1. L'évolution des prix
- 3.2. Le Tartam
- 3.3. Nos concurrents
- 3.4. Post-Kyoto
- 3.5. Approche des acheteurs et initiative Excelsium

4. Nos clients et prospects

- 4.1. Les critères de ciblage
- 4.2. Le potentiel national
- 4.3. Le potentiel régional
 - 4.3.1. Les caractéristiques de potentiel net de prospection
 - 4.3.1.1. *Distribution des prospects en volume*
 - 4.3.1.2. *Distribution des prospects en indice risque*
 - 4.3.2. Les performances des agences et les caractéristiques de leur portefeuille
 - 4.3.2.1. *Performances régionales*
 - 4.3.2.1.1. Performances en volume
 - 4.3.2.1.2. Performances en pénétration clients
 - 4.3.2.2. *Typologie du portefeuille régional*

5. Nos produits

- 5.1. Les offres standards
- 5.2. Les produits associés aux offres

6. Nos objectifs 2008

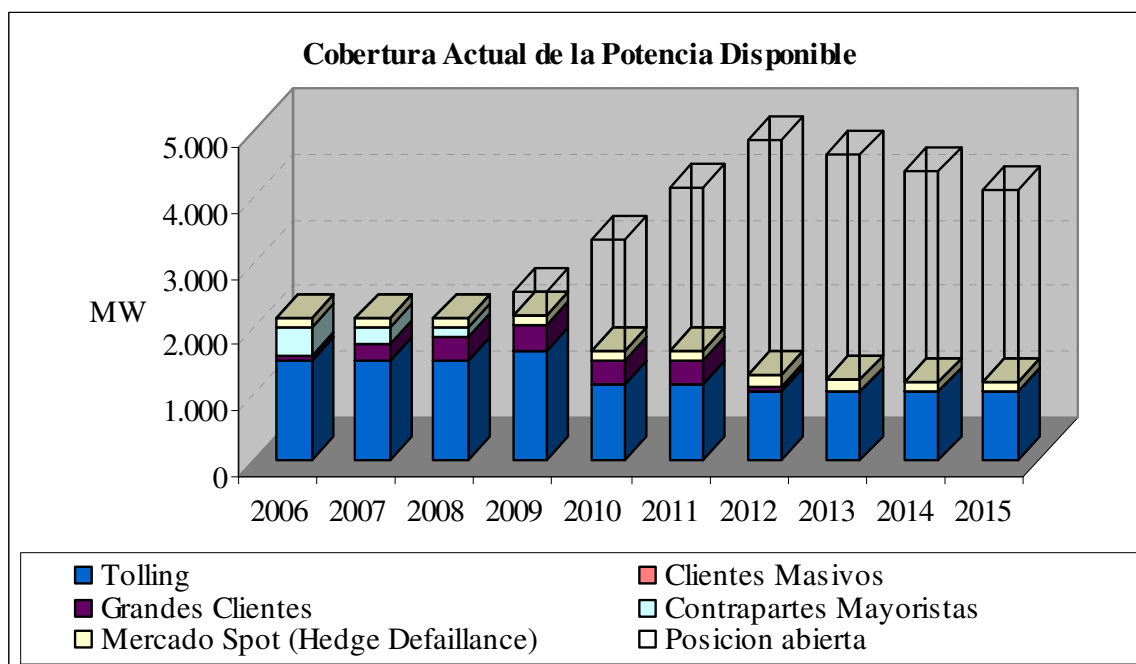
- 6.1. Evolutions attendues des résultats

1. Notre stratégie à long terme et nos caractéristiques

1.1. Stratégie générale

La stratégie long-terme d'Endesa France a été présentée au cours du séminaire d'octobre 2007 en Baie de Somme.

Au cours des 4 prochaines années, la production devrait augmenter de 2800 MW aujourd'hui pour atteindre son maximum en 2012. Passé ce cap, la directive GIC (fixant des limites d'émissions) sera effective et conduira à la réduction de production.



Source : PRES_Seminaire_DCGE_V1_partie 1

La production est, à l'heure actuelle, complètement couverte par le Tolling à EDF, les contrats gros industriels ainsi que par le SPOT. A partir de 2009 et jusqu'à l'horizon 2015, les positions ouvertes se feront de plus en plus importantes et représenteront plus de la moitié de la production dès 2011.

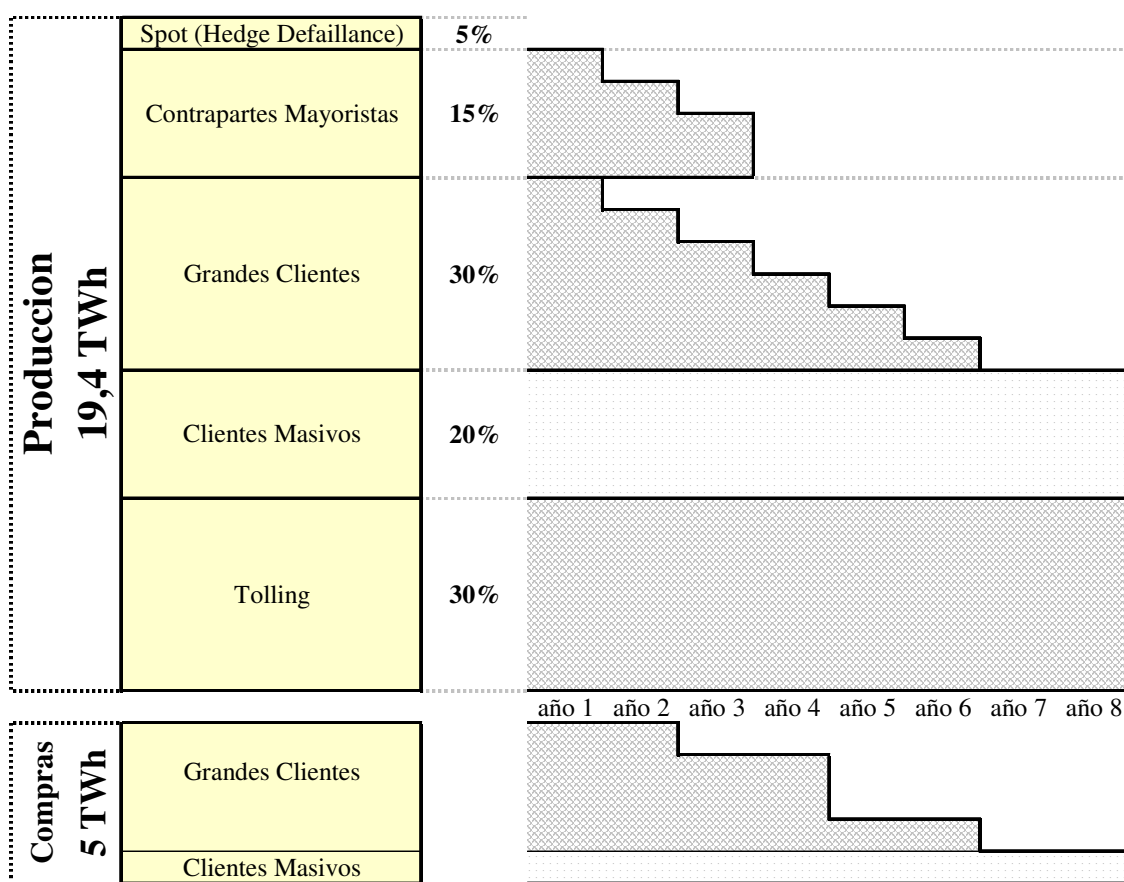
En parallèle, les contrats avec les industriels augmenteront tandis que le tolling diminuera de manière significative dès 2010.

Le marché de masse ne fait pas partie des prévisions mais peut être couvert par les capacités ouvertes.

La production couvrira près de 80% des volumes vendus.

Parmi les 5 segments acheteurs identifiés :

- 30% de la production sera consacrée au « tolling » avec EDF (jusqu'au moins 2011) mais également avec deux nouveaux partenaires s'approvisionnant au total pour 350 MW sur 15 et 25 ans.
- Le marché de masse est bien identifié comme cible potentielle mais la régulation des prix rend difficile une pénétration rentable du marché. L'entrée d'Endesa sur ce marché n'est pas encore déterminée.
- On favorisera la fourniture à long terme des gros clients, a fortiori car cette offre est difficilement proposable par nos concurrents. La vente de volume représentera 30% de la production annuelle. L'autre part de volume vendu sera sourcé sur le marché.
- Aux contreparties majoritaires sera vendue 15% de la production de produits standards sur les 3 années à venir.
- Suite à l'introduction de nouveaux outils de production, on estime le Spot à 5%.



Source : PRES_Seminaire_DCCE_V1_partie 1

Parallèlement à l'augmentation de volume, une plus grande activité commerciale sera donc nécessaire afin d'assurer la couverture des moyens de production notamment via la vente aux marchés industriels et de masse.

1.2. Nos avantages compétitifs

Nos avantages compétitifs nous permettent de nous positionner de manière forte par rapport à nos concurrents, d'augmenter et consolider nos parts de marché.

Parmi les principaux : un passé français, le soutien d'un groupe, une production domestique, des prix compétitifs.

Notre positionnement est également reflété de plusieurs lignes de conduite propre à la direction commerciale :

- L'absence de spéculation : l'ingénierie commerciale n'est pas un centre de profit.
- Imperméabilité des résultats entre département de production et département commercial : « l'échange » de gains entre les deux sections est impossible. Les prix proposés aux clients ne peuvent donc aller en-deçà des prix du marché sous peine de fonctionner à perte.
- Une gestion de périmètre efficace : notre savoir-faire et notre expertise nous permettent de gérer les écarts de manière remarquable

D'autres facteurs nous différencient de nos concurrents :

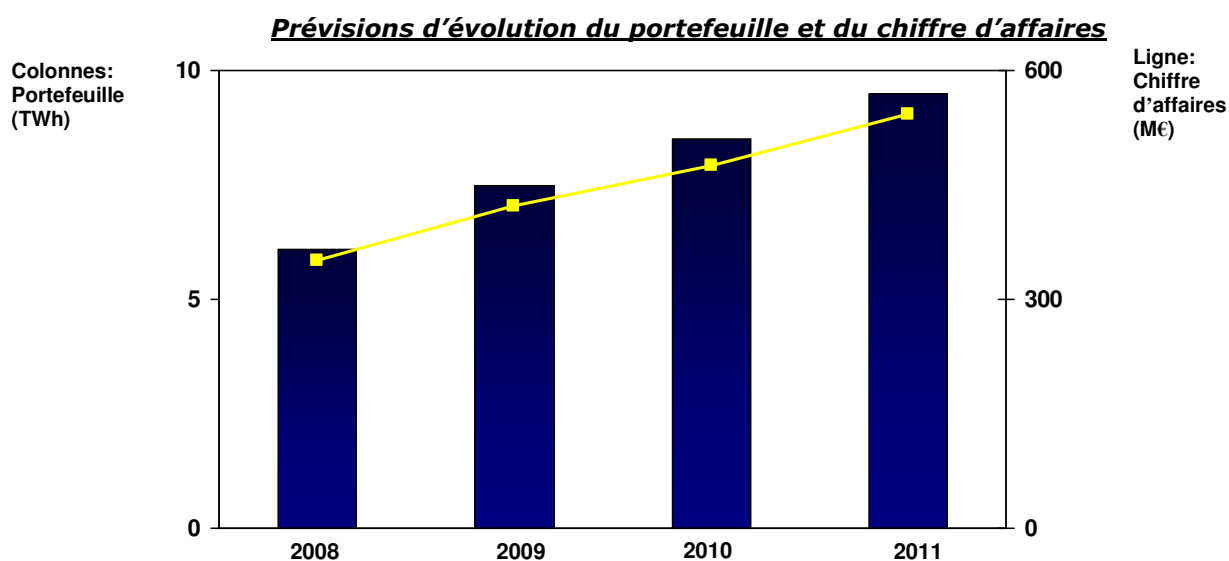
Forces • Un suivi rapproché du client : conseils transparents, explications de sa consommation, du marché... • Un interlocuteur constant • Un service de facturation performant • Un positionnement reconnu dans l'industrie • Une visibilité du marché à LT grâce à la production • Possibilité de contrats à LT • Création de produits « exotiques » (troc) • Gestion des écarts	Opportunités • Contrats « troqués » : mélange d'offre et de produits • Marché du CO2 • L'évolution de capacité de production • La fin du TARTAM
Faiblesses • Pas de mise à jour de l'offre-produit • Une production principalement en « peak » • Gamme limitée de produits et services • Temps d'échange d'information et de validation nécessaires au pricing • Pas de campagne de communication • Des statuts rigides	Menaces • Difficultés d'en trop-court en ressources du au statut IEG • Prolongation de TARTAM, post Kyoto et pertes de grands industriels via Excelsium • Faibles barrières à l'entrée • Retour sur le marché de Suez-GdF

Nous avons quantifié nos ambitions de développement aussi bien au niveau du marché B2B que celui B2C jusqu'à l'horizon 2012.

1.3.1. Marché industriel

Les perspectives de croissance sur le marché industriel restent bonnes avec une augmentation du chiffre d'affaires constante entre 2008 et 2011 de près de 35%.

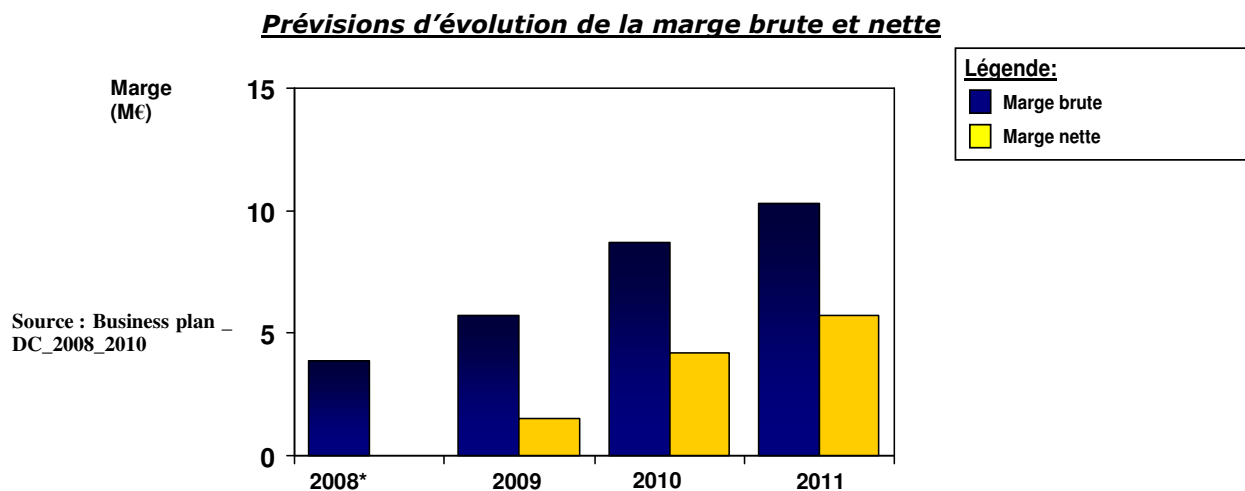
Le volume vendu croît entre 4 et 16% au cours de ces 5 années.



Source : Business plan _ DC_2008_2010

Le nombre d'effectifs de département commercial devra croître de 22 à 25 entre 2008 et 2010. De même, des investissements dans un nouvel outil CRM et dans de nouveaux moyens de reporting sont prévus jusqu'en 2012.

La marge nette part de 0 en 2008 pour représenter près de 50% de la marge brute entre 2010 et 2012.



* Les compensations Tartam engendrent un résultat net de 0

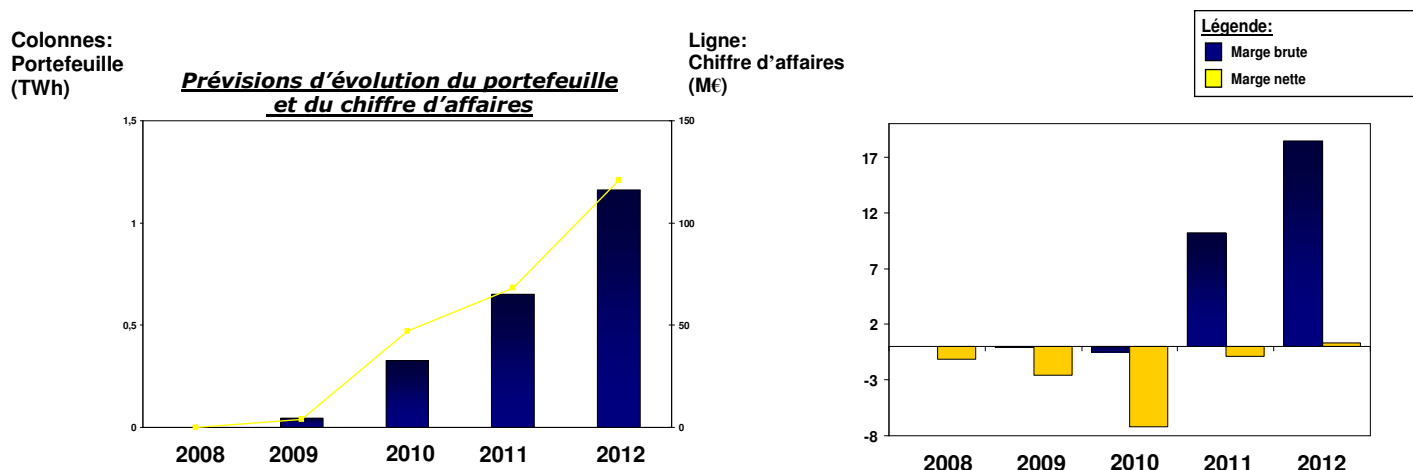
1.3.2. Marché de masse

Contrairement au marché industriel où Endesa France est déjà bien ancré et où ses résultats se doivent d'être positifs, l'entrée sur un nouveau segment entraîne des coûts significatifs tels que le rendement net des premières années apparaît négatif. En effet, 2008 est l'année de référence durant laquelle l'infrastructure nécessaire au commerce B2C est installée. Il faut attendre 2012 pour noter une première marge nette positive.

En termes de chiffre d'affaires, les résultats bruts augmentent plus de 30 fois tandis que la vente de volume se multiplie par 25 en 4 ans.

Cependant, Endesa France ne dispose à ce jour d'une claire visibilité sur cette activité, conséquence d'une réglementation confuse oscillant entre l'ouverture légale du marché et le maintien (sinon le renforcement) des barrières à l'entrée de nouveaux fournisseurs que sont les tarifs réglementés déconnectés des prix de marché de gros.

Le démarrage de cette activité ne peut donc pas se décider aujourd'hui sur des critères de rentabilité traditionnels et ne pourrait être envisagé que sur des choix d'investissements stratégiques.



Source : Business plan _ DC_2008_2010

Il est cependant à noter que, depuis peu, l'accès à une base d'origine nucléaire est rendu possible par la décision du Conseil de la concurrence du 10 décembre 2007. EDF se doit donc de proposer aux fournisseurs d'électricité en France l'accès à 1 500 MW de contrats de fourniture d'électricité de base, sur des durées allant jusqu'à 15 ans.

Le fournisseur historique organisera 3 appels d'offres répartis sur 2008 et 2009, le 1er étant fixé au 12 mars 2008, le 2ème au 2ème semestre 2008 et le 3ème au 2ème semestre 2009.

Endesa France étudie l'intérêt de participer à ces enchères

2. L'histoire et la situation actuelle

2.1. Le contexte

En 2001, Endesa Groupe acquiert 30% de la Société Nationale d'Electricité et de Thermique, dite SNET. L'actionnaire espagnol devient majoritaire à 65% dès 2004. Depuis 2006, l'entreprise porte le nom d'Endesa France.

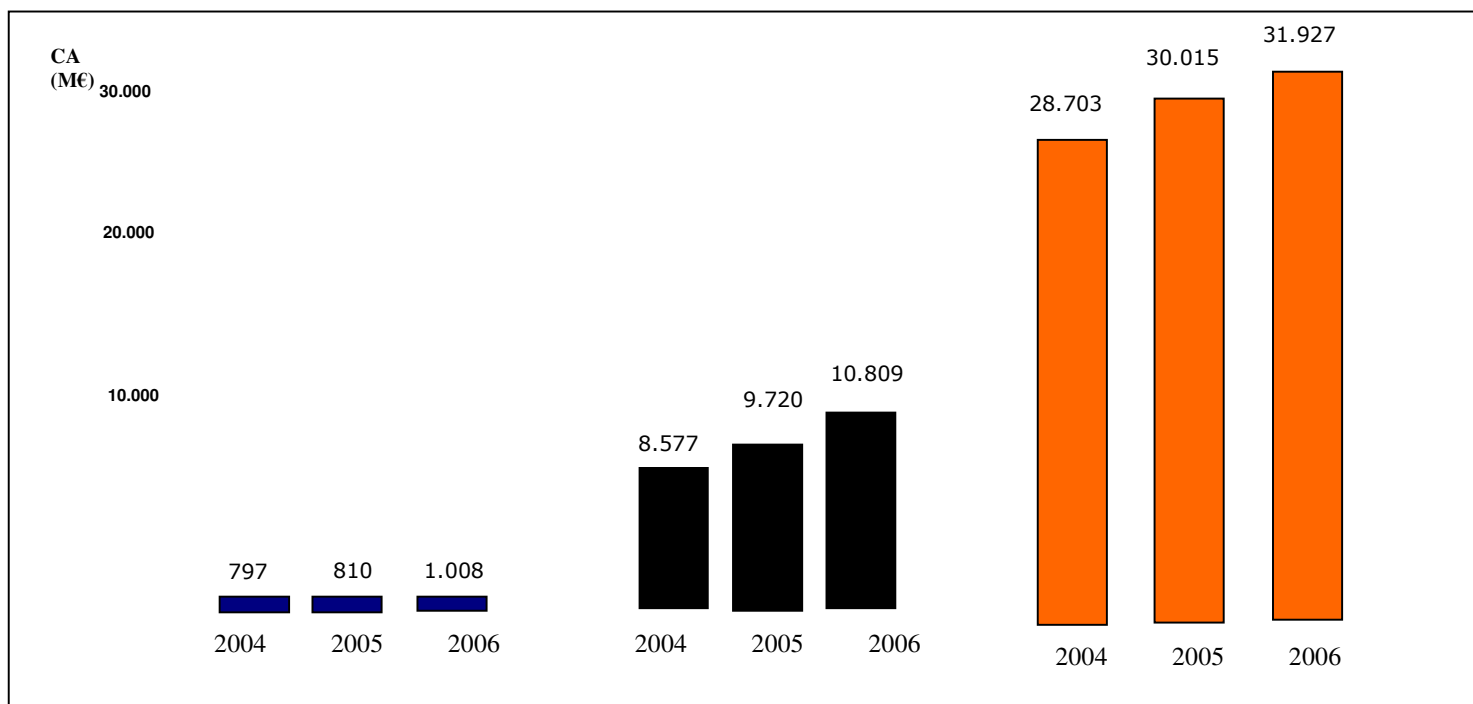
Aujourd'hui, Endesa France est le 3^{ème} producteur du pays avec une capacité de près de 3000 MW, devancé par EDF et Suez-Electrabel.

Capacité
Production



La capacité de production d'Endesa France correspond respectivement à 0,2% et 57% de celle du fournisseur historique et de Suez.

D'ici 2012, la production d'Endesa France devrait doubler de volume.



Le CA reste d'Endesa France se maintient au niveau des 3% de celui d'EDF et 10% de Suez. Entre 2001 et 2006, les résultats bruts ont plus que doublés.

En 2006, Endesa était deuxième en parts de marchés volume, avec 3,6%¹. EDF détenait alors 78,8% de parts de marché et CNR (contrôlé à 96% par Suez), 3,2%.

La pénétration d'Endesa France monte à 4,4% s'il est question du marché des élus industriels uniquement².

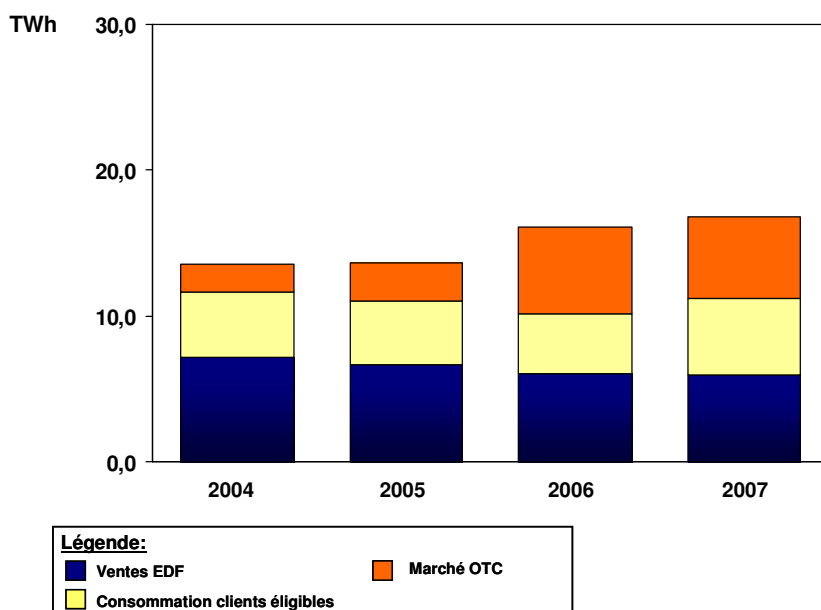
2.2. La naissance de l'unité commerciale

Jusqu'à ce jour, le département commercial suivait deux lignes de conduite :

- La vente de la production interne en « tolling »
- Le développement des ventes auprès de la clientèle-entreprise

Aux fins d'assurer une couverture maximale d'exposition, l'unité commerciale et celle de production ont été rapprochées et interagissent aujourd'hui encore pour un maximum d'efficacité.

La part relative des ventes aux contreparties (EDF, Suez, autres) a donc diminué au profit d'une part de volume réalisée par les grands consommateurs industriels.



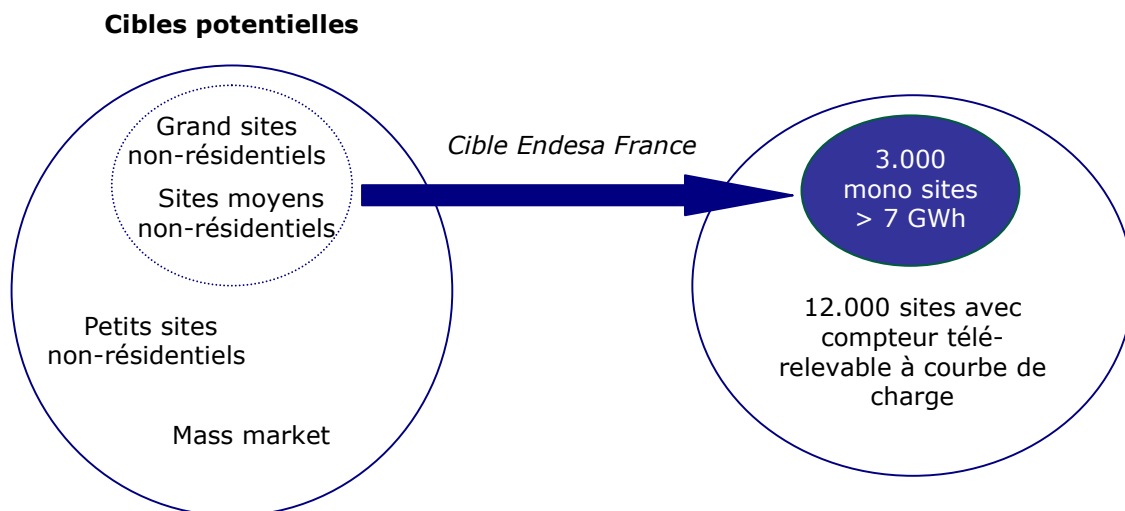
Source : Effév_08_Bilan Energie.xls_

En 2007, près de 35% de la vente totale d'électricité était destinée aux grands industriels. Une juste répartition entre les trois pôles principaux permet de limiter les risques.

¹ DataMonitor (24/12/2007)

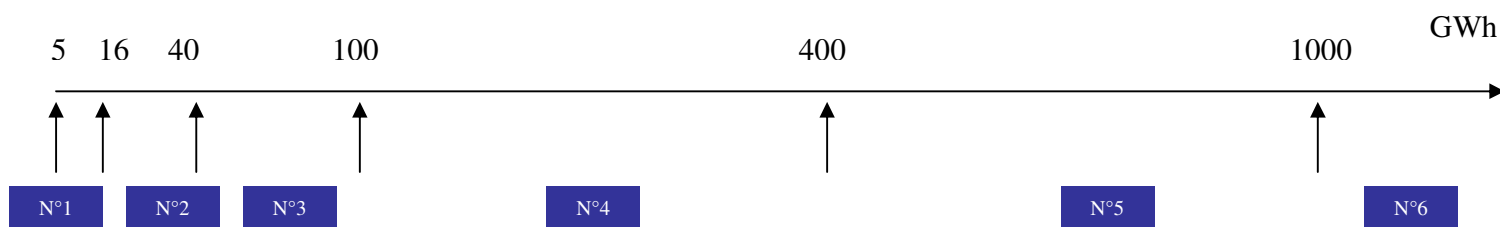
² Estimation Endesa en nombre de clients

2.3. Nos cibles et leurs caractéristiques



Endesa France a orienté sa stratégie commerciale vers un marché précis : les grands industriels. Parmi les 12.000 sites disposant de compteurs télérelevables (condition nécessaire à la qualification), 3.000 présentent une consommation suffisante pour qu'ils soient potentiellement éligibles par la direction commerciale.

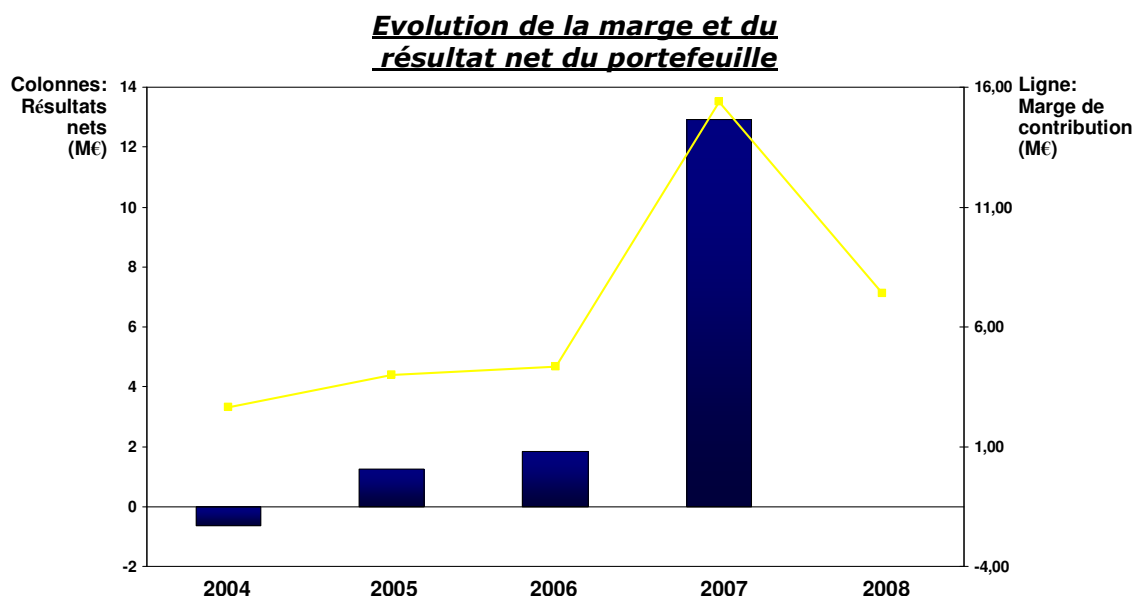
Au sein de ce marché, une segmentation interne est opérée :



Groupe N°1 : 5-16 GWh
Groupe N°2 : 16-40 GWh
Groupe N°3 : 40-100 GWh
Groupe N°4 : 100-400 GWh
Groupe N°5 : 400-1TWh
Groupe N°6 : + de 1 TWh

2.4. Le développement des activités commerciales : des résultats en ligne avec la stratégie

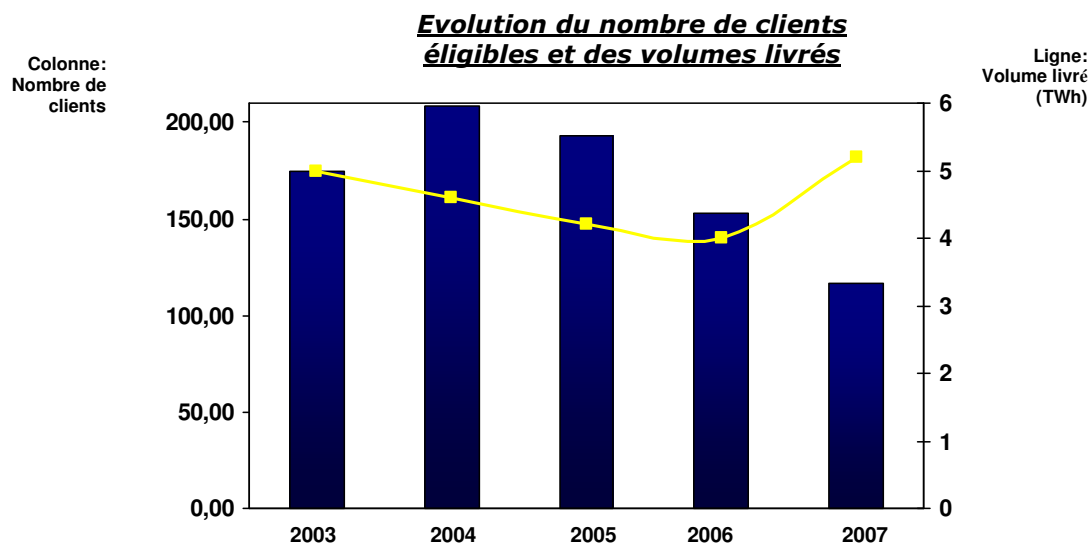
La stratégie appliquée jusqu'à aujourd'hui a permis le développement d'un volume de vente conséquent, l'atteinte de rentabilité et d'une marge minimale, cela en ligne avec la vision de complémentarité des deux unités : direction commercial et gestion d'énergie.



Source : Suivi _activitésDC_annuels(2)

En 4 ans, les résultats nets de la DC ont été multipliés par 20, passant du négatif, -0,63 M€ en 2004 à 12,9M€ en 2007.

La marge a elle aussi quintuplé entre 2004 et 2007.



Source : Suivi _activitésDC_annuels(2)

Le nombre de clients est inversement proportionnel à la croissance des volumes livrés. Trois raisons principales à ce résultat :

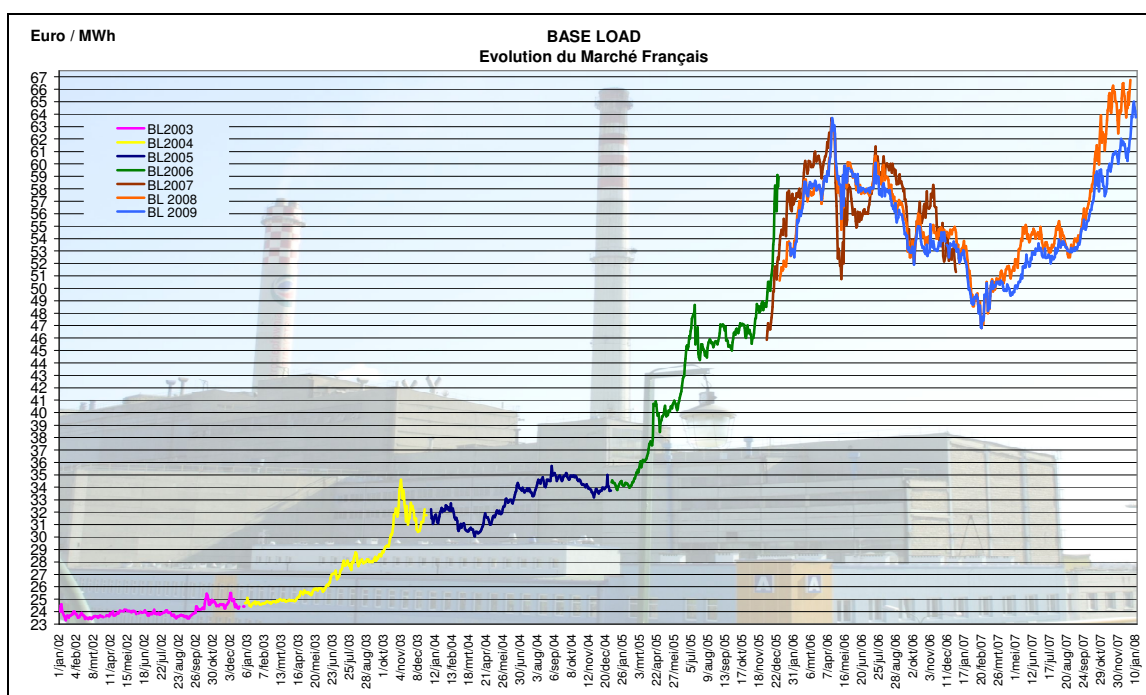
- Le suivi des lignes et objectifs stratégiques
- L'augmentation de volumes, notamment grâce à l'acquisition de nouveaux clients tels que la SNCF, AREVA ou encore l'ADP.
- Le principe fondamental d'Endesa France de ne pas « brader » les prix en deçà d'une marge minimum, ce qui explique dès lors la perte de certains clients.

3. Le contexte et l'environnement concurrentiel

3.1. L'évolution des prix

Entre 2004 et 2006, les prix de l'électricité n'ont cessé de croître : en deux ans, le prix moyen de vente à pratiquement doublé, passant de 35€/MWh à 60€ mi-2006. Suite à cet envol, le marché a connu une baisse significative, due notamment à l'annonce des régulations du marché. En 2007, la tendance a à nouveau été à la hausse et le prix en base load atteint des records.

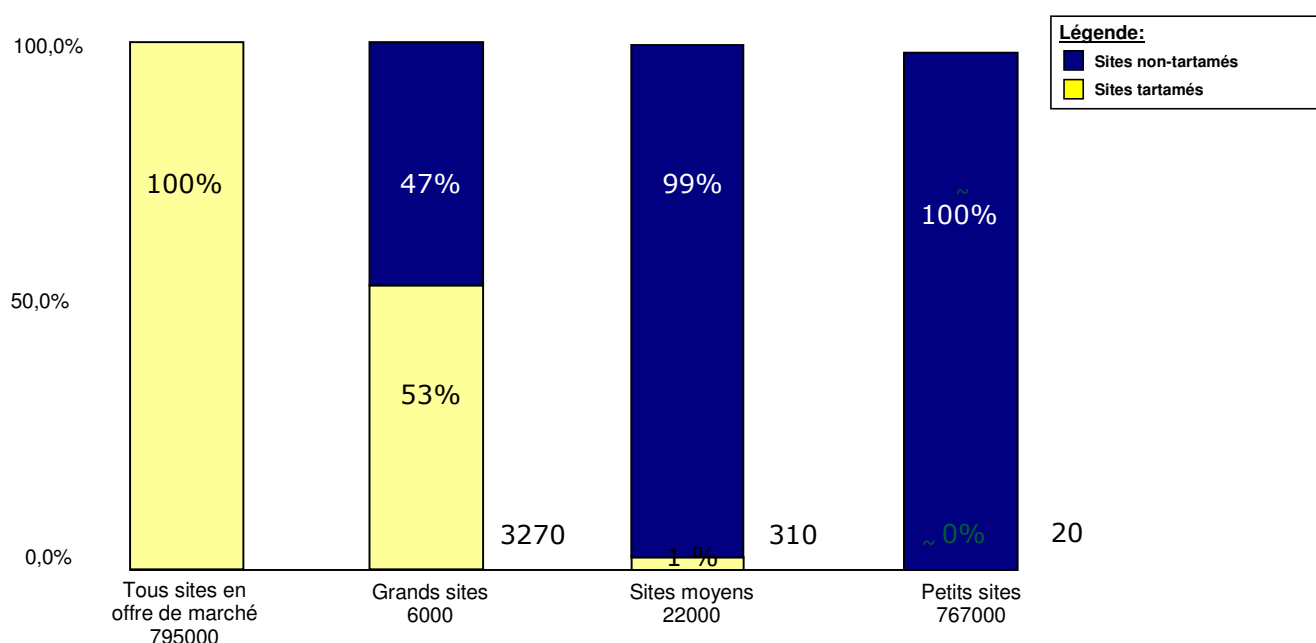
L'évolution des prix du marché et leur anticipation sont des facteurs essentiels influençant directement les résultats obtenus par le département commercial.



3.2. Le TARTAM

Votée en décembre 2007, la loi TARTAM permet aux entreprises éligibles de bénéficier de prix plus bas que ceux pratiqués sur le marché et ce pendant deux ans à compter de la date de leur première demande d'accès. Les prix ne peuvent en aucun cas être inférieurs aux tarifs réglementés et sont majorés en fonction de 10 à 23% au-delà des tarifs réglementés. Tout consommateur éligible a eu jusqu'au 1 juillet 2007 pour passer sous ce tarif auprès de son fournisseur d'énergie.

Fin septembre 2007, 3.600 sites non-résidentiels avaient opté pour le TARTAM. 88% d'entre eux sont catégorisés comme grands industriels et représentent 95,4 TWh ou 79% de la consommation totale de clients en offre marché.

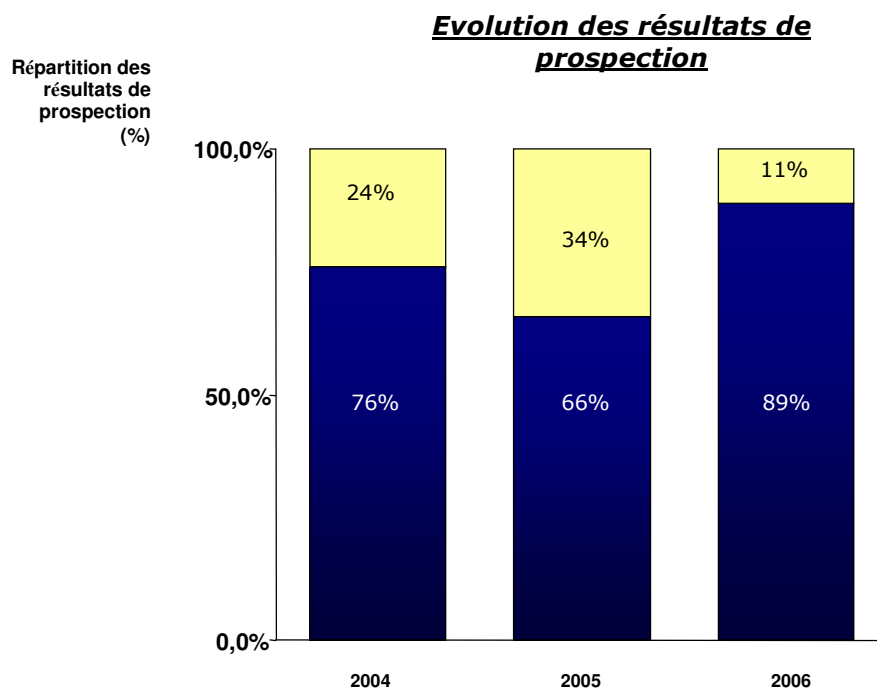


Source : CRE – présentation résultats 2007

Le TARTAM a significativement influencé :

- Le chiffre d'affaires : la réglementation a empêchée les nouveaux fournisseurs d'atteindre leurs objectifs. Afin de parer aux pertes subies par ceux-ci, un système de compensation (payé par le fournisseur historique et par le client) a été instauré.

- La prospection : le nombre de contrats remportés a été relativement plus faible en 2006 que les années précédentes. De plus, la spéculation autour d'une prolongation TARTAM et la chute des prix que cela pourrait entraîner incite les industriels ne pas contracter.



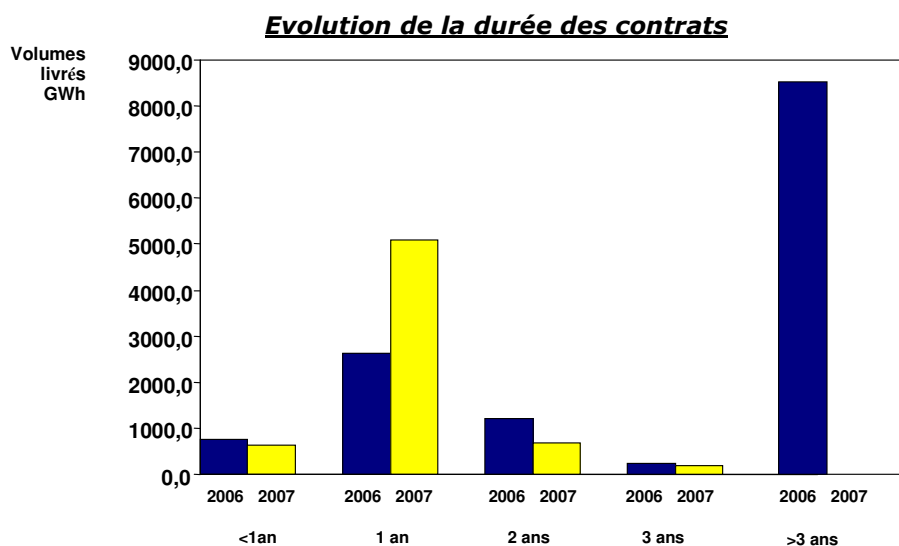
Légende:

- Offre gagnée
- Offre perdue

Source : Suivi _activitésDC_annuels(2)

- La visibilité des acteurs, fournisseurs ou clients, qui doivent anticiper et décider de leur stratégie énergétique.
- La durée des contrats commerciaux dont la majorité est limitée à 1 an.

Source : Complément formalisation de la stratégie – F. Dionnet



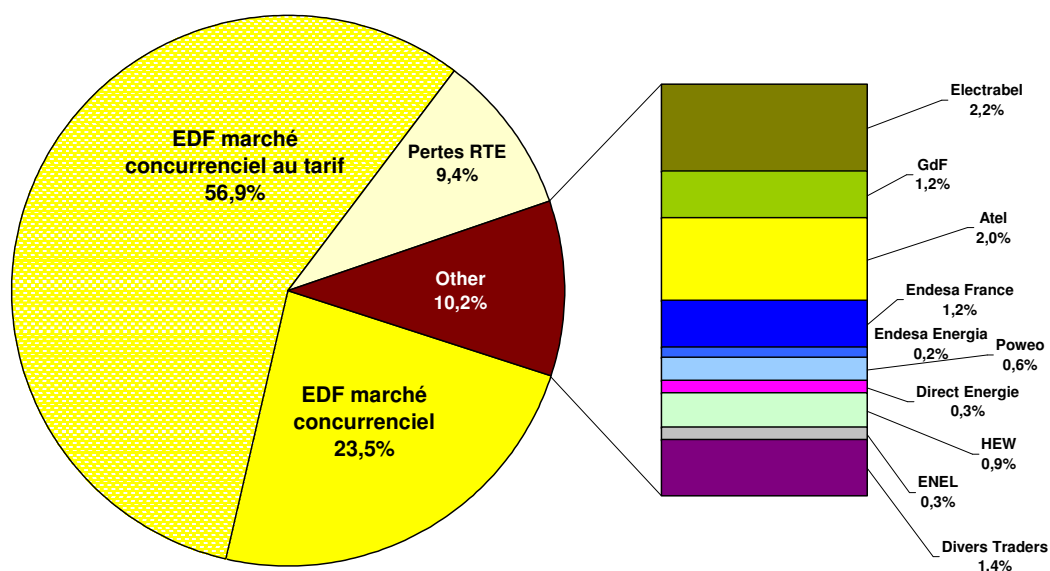
En 2008, la livraison devrait atteindre 6.000 GWh dont 5500 « tartamés » et 500 non-« tartamables ».

Si aucune prolongation du Tartam n'est votée, nos derniers clients en sortiront le 30 juin 2009. L'équipe commerciale aura, dès lors, un nombre important de contrats à reconduire.

3.3. Nos concurrents

De manière approximative, il est possible de représenter le marché français comme suit :

Répartition des acteurs sur le marché des éligibles hors consommateurs "particuliers"



Source : Marché_2007.xls – Estimation interne du marché

10% des consommateurs non-résidentiels éligibles ont préféré un autre fournisseur à EDF. 10 acteurs se partagent cette même part dont 22 et 20% reviennent respectivement à Electrabel et Atel.

Il est possible d'identifier nos concurrents les plus importants sur deux segments majeurs :

• Gros Clients:



• Clients industriels:



Bien que Suez soit le concurrent avec lequel nous présentons le plus de similarités (Suez produit une capacité comparable à la nôtre), Atel apparaît comme un concurrent direct à politique agressive dont la démarche commerciale est semblable à celle que nous pratiquons.

De plus, l'entrée en vigueur du TARTAM a incité Suez à se concentrer principalement sur son activité de production.

N°1



Forces :

- Fournisseur historique
- Plus grande production de France
- Présence et production mondiale
- Présent sur tous les segments clients
- Partenariats/ententes tacites

Faiblesses :

- Pas d'autre offre (pas de cross-selling)
- « Condamné » à perdre des parts de marché
- Actionnariat publique

**N°2
Production**



Forces :

- Présence internationale
- Fusion avec GDF
- Production domestique importante (hydraulique et nucléaire)
- Présent sur tous les segments clients
- Forte influence du Nord
- Panel d'offre important (eau, déchet...)

Faiblesses :

- Peu de différenciation
- Niveau de dette élevé
- Organisation commerciale confuse

**N°2
Commercial**



Forces :

- Séries de produits sur mesure
- Présence et production pan-européenne
- Prix concurrentiels
- EDF pour partenaire
- Campagne et offres agressives

Faiblesses :

- Pas encore de production domestique
- Suivi des contrats/clients
- Positionnement peu clair pour les clients

Les autres



Forces :

- Entrée en France par acquisition
- Fonds disponibles pour investissements nécessaires
- Production/fourniture de gaz

Faiblesses :

- Pas de production en France
- Peu connu du marché
- Parts de marché très limitées



1^{er} opérateur indépendant d'électricité et de gaz

Forces :

- 1^{er} entrant suite à l'ouverture des marchés de masse
- Lobbying/Notoriété
- Agressivité
- Souplesse et réactivité
- Présence sur segments B2B et B2C
- Coûts fixes faibles

Faiblesses :

- Faible taille par rapport aux géants de l'énergie
- Perception d'insécurité pour les clients industriels

HEW

Forces :

- Soutien d'un groupe fort (Vattenfall)
- Production/fourniture de gaz

Faiblesses :

- Pas de présence sur le mass market
- Low profile



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Forces :

- Partenariat avec EDF pour le projet EPR
- Importante opportunité de croissance fin TARTAM (accord avec EDF)

Faiblesses :

- Pas de production en France



Forces :

- Support d'une production et d'une présence internationale
- Notoriété chez les clients servis par la SNET

Faiblesses :

- Petite équipe pour la France entière
- Présence d'une autre filiale

3.4. Le Post-Kyoto

La réglementation relative au traité de Kyoto actuel (dit K2) ne sera plus en vigueur dès fin 2012. A partir de cette date, il n'est pas encore possible de se fournir en CO2 sur le marché; des composantes du prix restent inconnues. Aucun engagement auprès de client n'est donc possible passé ce cap sans qu'il y ait transfert du risque au client.

3.5. Approche des acheteurs et initiative Excelsium

La montée des prix de l'électricité enregistrée ces dernières années a entraîné un surcoût non-négligeable pour les « électro-intensifs ». Le dossier « énergie » se voit donc passer de mains à mains en interne dans le département des achats, entraînant le changement constant d'interlocuteurs auxquels les fournisseurs doivent faire face.

Il importe donc « d'occuper » le terrain chez nos clients pour expliquer les causes des hausses de prix de marché et convaincre que l'offre Endesa reste compétitive dans le cadre d'un marché haussier.

Afin de freiner les spéculations, certains gros industriels désirent se regrouper sous un consortium (Excelsium), leur permettant d'acheter des bandeaux d'énergie sur du long terme à un prix proche du prix de revient.

Autant le marché français, le fournisseur historique que les industriels y trouvent leurs avantages.

4. Nos clients et prospect

4.1. Les critères de ciblage

Les critères de ciblage peuvent être de deux ordres : des critères relatifs aux caractéristiques de consommation, les critères techniques du prospect et ceux relatifs à ses caractéristiques « financières » de risque et de rentabilité.

1. *Les critères techniques*

1. Être équipé d'un système de télé-relèves
2. Montrer une consommation minimale stable et prévisible
3. Présenter de préférence une consommation en ligne avec le rythme de la production. Il s'agit principalement de consommation «Peak»
4. Pour les offres indexées, présenter une consommation d'au moins 100 GWh
5. S'intégrer dans le portefeuille et correspondre au besoin de diversification de celui-ci

2. *Les critères financiers*

- Présenter un risque financier en ligne avec les minima requis et accepter les conditions relatives à leur indice:

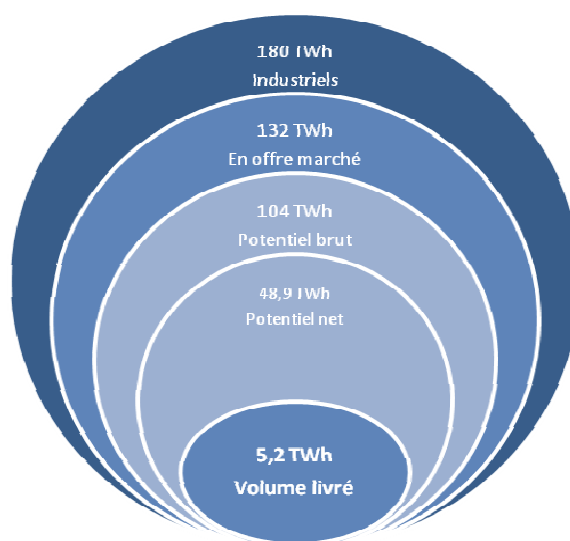
Score COFACE	20	18	16	14 à 12	10,9 et 8	7	6 et moins
C.A. des 2 mois consécutifs les plus élevés (€) *	10.000.000	6.500.000	5.000.000	3.500.000	1.600.000	1.000.000	Sans Objet
Rating Coface minimal	@ @	@ @	@ @	@ @	@ @	Sans Objet	Sans Objet
Offre - Nbre d'années maxi (fin d'année)	3	3	3	3	2	2	1
Dérogation ou avance systématique	Aucune	Aucune	Aucune	Aucune	Aucune	Avance ou garantie de 1 mois obligatoire	Avance ou garantie 2 mois obligatoire
Clause de notation financière	Facultative	Facultative	Facultative	Facultative	Facultative Recommandée	Obligatoire	Sans Objet

- Contribuer à la marge pour 1,5% (objectif du commercial), 1% si nécessaire (NB : toute marge en deçà de 1% nécessite une dérogation donnée par la direction commerciale)
- Aucune restriction n'est imposée officiellement au niveau des secteurs :
 - Pas de refus catégorique de secteurs particuliers. Cependant :
 - Certains secteurs imposant d'office l'achat de certificat d'émission sont à éviter

- D'autres (ex : les fondeurs) doivent être regardés avec prudence et doivent faire l'objet de dérogations particulières

4.2. Le potentiel national

Endesa France recense 2093 prospects potentiels sur tout le territoire, pour une consommation totale de 103,7 TWh.



Source : Liste_prospects.xls

Sur un total national de 180 TWh, 48,9 TWh sont potentiellement accessibles, soit ~27%. En 2007, 5,2 TWh ont été livrés par Endesa France, soit seulement 10% du potentiel cible.

La stratégie 2008 doit donc permettre l'augmentation significative de cette proportion. Pour cela les potentiels bruts seront complétés et les potentiels nets seront caractérisés en détails. Par exemple, les grands prospects aujourd'hui exclus partiellement ou en totalité du potentiel brut et net (AREVA, RHODIA, RENAULT etc..) seront réintégrés; l'évolution de notre stratégie, de nos moyens et de nos produits permet aujourd'hui de participer à la fourniture de ce type de client. De même les critères de notation financière ne seront plus retenus pour exclure les prospects du potentiel puisque plusieurs garanties et systèmes de prépaiement peuvent être mis en œuvre pour couvrir le risque client.

4.3. Le potentiel régional



Source : Liste_prospects.xls

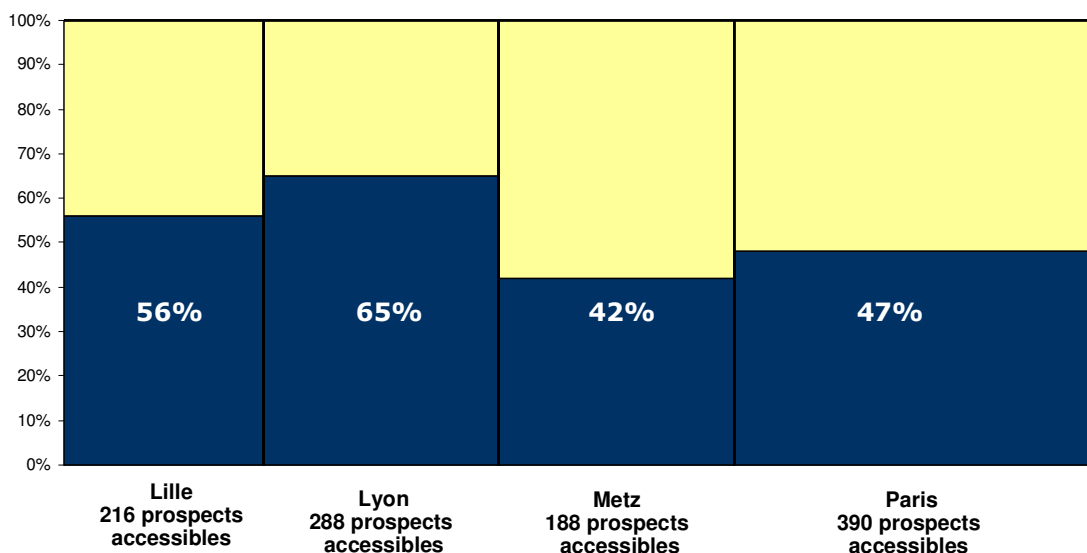
Le marché domestique est scindé entre 4 agences, chacune responsable d'une partie du territoire.

Le nombre total de prospects s'élève à 2.093. Paris compte ~40% d'entre eux dans son périmètre, les autres 60% répartis de manière pratiquement uniforme entre les autres régions.

Parmi les prospects recensés, le potentiel net est différencié du brut. Le potentiel net ne fait référence qu'aux prospects réellement approchables par Endesa France, soit non référencés au tarif EDF.

Au total, 1,011 prospects, soit 48% du potentiel brut, ne sont pas accessibles par l'entreprise.

Ratio entre potentiel brut et net selon les régions



Horizontal :
nombre de
prospects

Source : Liste_prospects.xls

Légende:
■ Prospects accessibles
■ Prospects non-accessibles

On distingue les prospects dans le potentiel net entre eux selon leur niveau de consommation. La segmentation rassemble 5 niveaux de consommation :

- Consommation entre 5 et 16 GWh
- Consommation entre 16 et 40 GWh
- Consommation entre 40 et 100 GWh
- Consommation entre 100 et 400 GWh
- Toute consommation au-delà de 400 GWh

4.3.1. Les caractéristiques du potentiel net de prospection

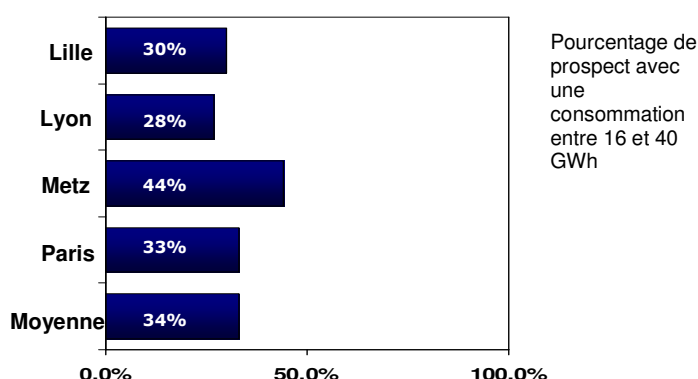
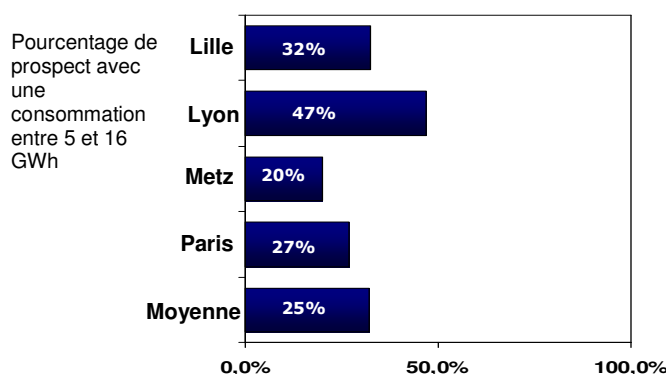
Le potentiel net peut être segmenté autour de deux axes principaux :

- 1) Le volume de consommation
- 2) Le risque financier

4.3.1.1. Distribution des prospects en volume

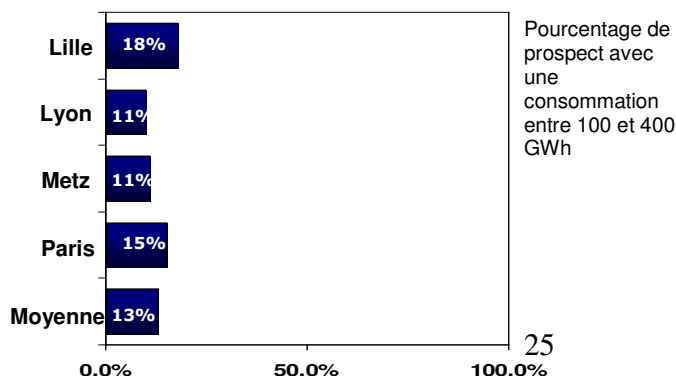
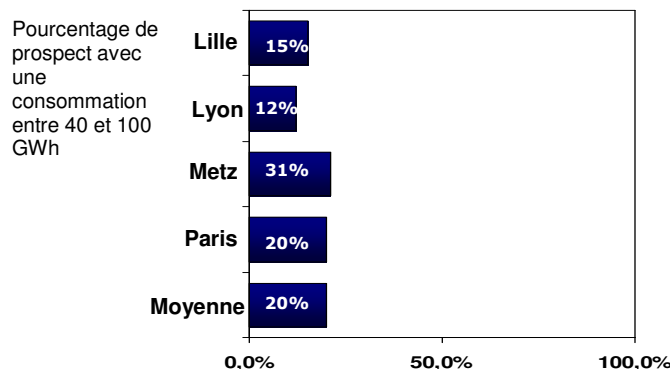
Scinder le potentiel net selon le niveau de consommation permet d'adapter la stratégie le plus efficacement possible à chaque région et de déterminer des objectifs propres à celles-ci.

Répartition des prospects selon leur consommation (sur base du potentiel net)



Les prospects à plus faible consommation sont principalement recensés dans la zone couverte par l'agence de Lyon. Metz par contre compte pratiquement la moitié de sa population potentiellement éligible dans le segment 16-40 GWh.

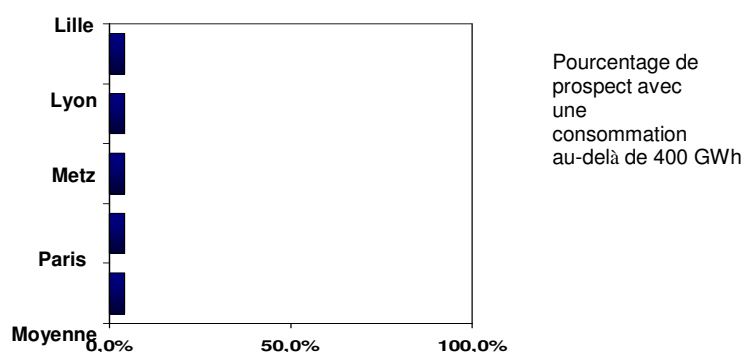
En moyenne, plus de 59% des prospects présentent un niveau de consommation compris entre 5 et 40 GWh.



A Metz, près d'un prospect sur 4 présente un tel niveau de consommation. Inversement, le nombre rencontré dans la zone de Lyon est relativement faible.

Source : Liste_prospects.xls

En moyenne, il existe 13% de prospects dont la consommation se situe entre 100 et 400. Lille dénombre 18% de ses prospects sur ce segment. Celui-ci reste cependant difficilement atteignable de part les difficultés rencontrées lors du pricing de tels prospects.



Source : Liste_prospects.xls

A quelques pourcents près, toutes les agences recensent un nombre égal de prospects dit énergivores, soit 4% de leur portefeuille-prospects.

Chaque zone a donc sa spécificité :

- Lyon compte 75% de ses prospects sur des segments à faible consommation
- Metz se distingue par un nombre plus importants de consommateurs entre 16 et 100 GWh
- Lille dépasse la moyenne sur le segment particulier de consommation entre 100-400 GWh
- Paris est toujours proche de la moyenne générale

4.3.1.2. Distribution des prospects en indice risque

Au sein même du potentiel net, les indices risques permettent de segmenter et d'affiner la liste de prospects concrètement accessibles.

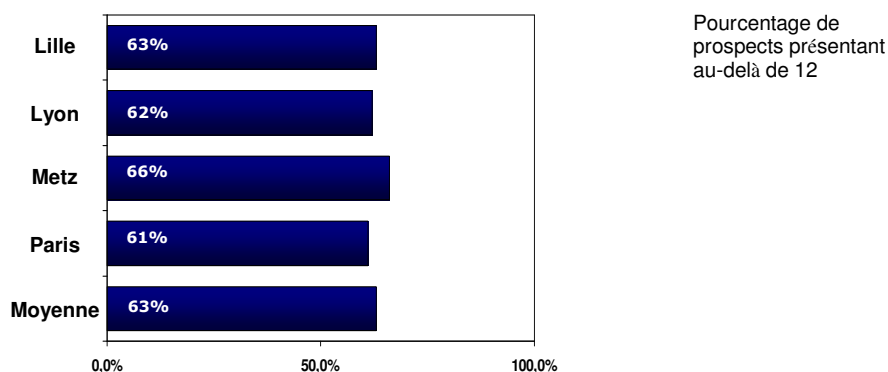
Répartition des indices risques selon les régions

Pourcentage de prospects présentant un indice risque entre 0 et 6

Pourcentage de prospects présentant un indice risque entre 6 et 12

La zone couverte par l'agence parisienne présente les résultats les plus critiques en termes de rating risque.

Près d'un tiers des prospects présentent un rating nécessitant un dépôt de garantie. Paris se situe significativement en dessous de la moyenne toute région confondue.



Source : Liste_prospects.xls

De manière générale, les régions présentent les mêmes caractéristiques de risque. La seule spécificité est la surreprésentation de résultats médiocre sur la région couverte par Metz.

Le potentiel réel d'Endesa varie donc selon les régions, en fonction du volume accessible et des caractéristiques risques des cibles.

4.3.2. Les performances des agences et les caractéristiques de leur portefeuille

4.3.2.1. Performances régionales

Il est donc possible d'estimer les performances régionales actuelles en volume et en nombre de clients.

4.3.2.1.1. Performances en volume

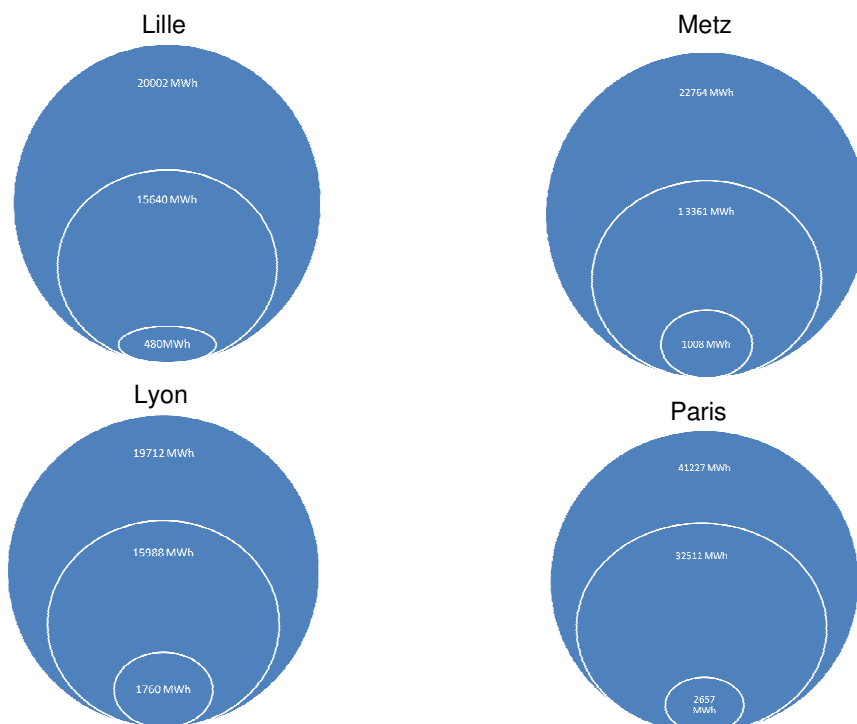
En termes de volume, Lille présente pour 2008 les résultats les plus bas avec 3% de pénétration au vu du potentiel net. En 2007, ce pourcentage était de 6% : cette chute est due à la venue à terme d'un nombre significatif de contrats. L'agence doit donc assurer un renouvellement important de sa base contractuelle.

A son contraire, Lyon obtient le meilleur score de pénétration avec 11%. Ses résultats sont principalement dus à l'obtention du contrat avec SNCF, la pénétration en termes de clients est en effet bien plus basse.

Paris et Metz obtiennent tout deux respectivement 8,1% et 7,5% de pénétration en volume.

Performances régionales en volume

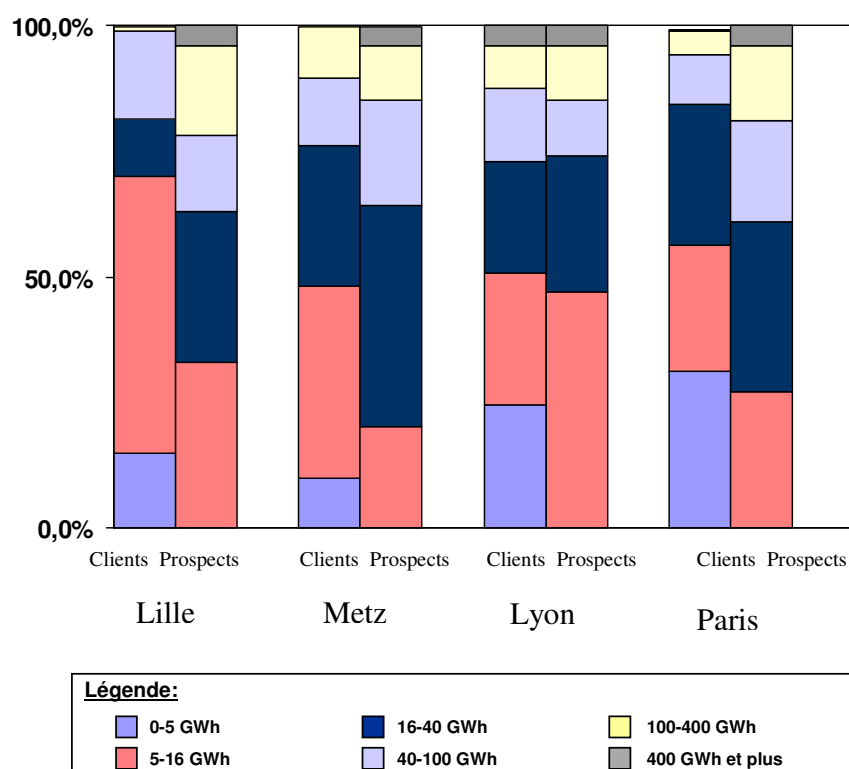
1. Potentiel Brut
2. Potentiel Net
3. Portefeuille



Source : Liste_prospects.xls et ACB_fichier Excel EFjanv08_potentiel national

En termes de typologie de consommation, la répartition réelle du portefeuille client est fortement contrastée par rapport au potentiel régional.

***Comparaison des profils de consommation
des clients vs prospects par région***



Source : Liste_prospects.xls et ACB_fichier Excel EFjanv08_potentiel national

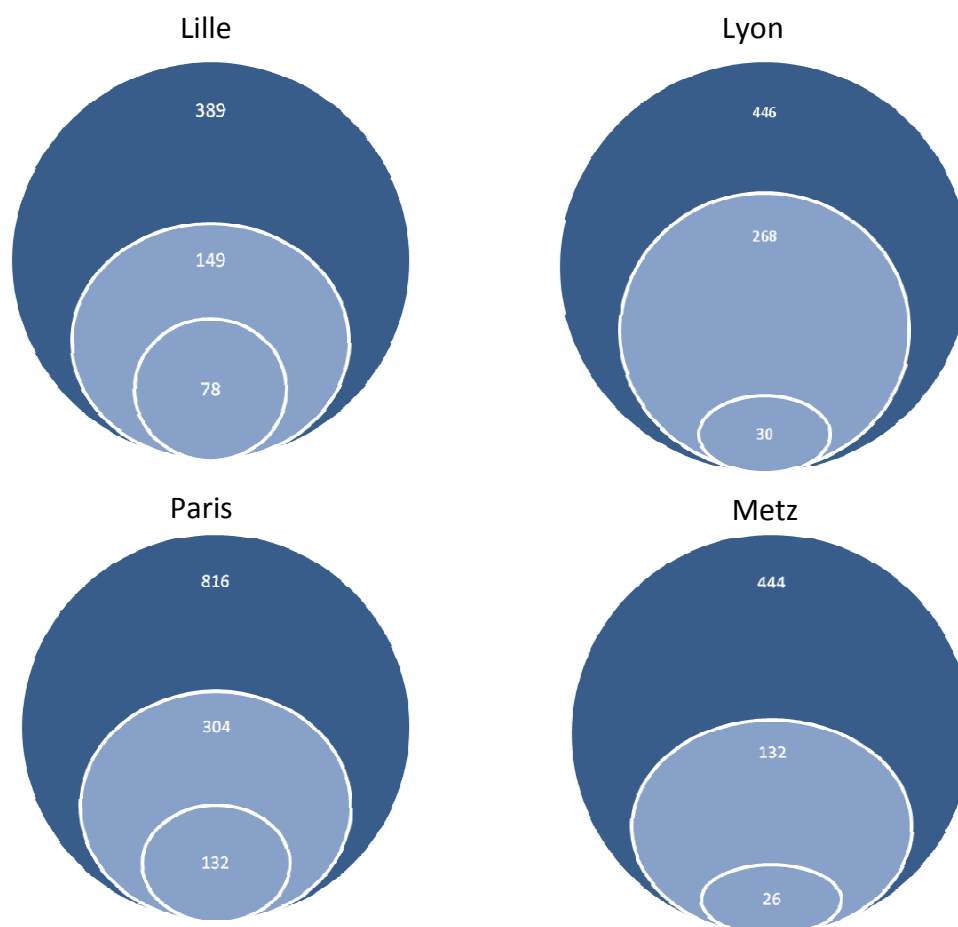
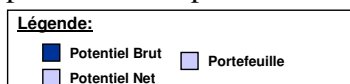
De manière générale, des livraisons de moins de 5 GWh concernent une part importante de chaque portefeuille régional. Ceci est en ligne avec la stratégie suivie jusqu'à aujourd'hui et permet à Endesa de livrer des gros industriels tout en partageant le risque avec d'autres fournisseurs.

De manière singulière, Lille se distingue par une surreprésentation de livraison comprise entre 5 et 16 GWh (plus de 55% du volume total contracté pour la région) et de très faibles résultats pour des quantités de volume comprises entre 16 et 40 GWh (11,5%) ainsi qu'au-delà de 100 GWh (1,3%).

Le portefeuille de la région de Metz reflète de manière fidèle la base de prospects en termes de gros consommateurs (10 vs 13%). Lyon est partagé de manière pratiquement uniforme pour les livraisons de 0 à 40 GWh et se distingue principalement par un nombre important de clients ayant souscrit à plus de 100 GWh/an (4,2%), soit deux fois le pourcentage de prospects présentant de telles caractéristiques.

4.3.2.1.2. Performances en pénétration clients³

Les résultats en termes de pénétration clients divergent de manière significative de ceux obtenus pour la pénétration-volume. A compter de 2008, la région de Lille présente un portefeuille de plus de 78 clients soit près de 53% du potentiel net régional. A son inverse, Lyon se positionne en queue de peloton avec une pénétration de 11% par rapport à son potentiel net. Arrive ensuite Metz avec près 20% suivi finalement de Paris pour une pénétration de plus de 43%.



Source : Liste_prospects.xls et ACB_fichier Excel EFjanv08_potentiel national

³ Clients soit le nombre d'entités signataires comme présenté dans le fichier-source

Conclusions

Comme chaque année, la constitution de notre futur portefeuille Clients passe en priorité par la reconduction des contrats et la fidélisation de nos clients actuels (80% taux moyen des volumes renouvelés en période concurrentielle normale).

Au-delà des reconductions, il existe 3 axes de croissance

1. L'augmentation de part de marché sur les différents segments, fonction du potentiel régional
2. Une augmentation de la part de gros clients au sein du portefeuille
3. Une augmentation de la part relative de volume vendu par client par rapport aux fournisseurs contractants

La solution la plus adaptée varie selon les caractéristiques de chaque région concernée. Ainsi, à ressources égales :

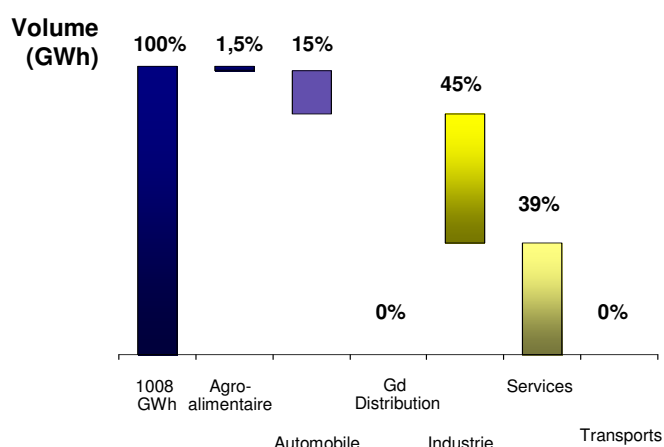
- Lille présente un potentiel de croissance significatif via l'augmentation de volumes vendus. En effet, la région présente un nombre important de gros consommateurs (au-delà de 100 GWh) et l'opportunité de diminuer les charges administratives qu'un portefeuille aussi large que le sien peut entraîner.
- Metz considérera l'augmentation de ses parts de marché sur le segment des 16-40 et 40-100 GWh actuellement sous-représentés dans le portefeuille de l'agence.
- Lyon priorisera également la pénétration de segments à plus faible consommation ou la livraison partielle de volume dans un nombre plus important de gros clients.
- Paris se concentrera sur une croissance des volumes livrés, en augmentant les livraisons chez ses clients actuels ou en pénétrant sur des secteurs plus énergivores.

Il est à souligner que dans chaque région, la moitié des contrats seront à renouveler avant le 1 janvier 2009. Il est donc évident que des efforts particuliers seront à développer en vue de renouveler les contrats arrivant à terme, objectif prioritaire pour chaque agence au cours de l'année 2008.

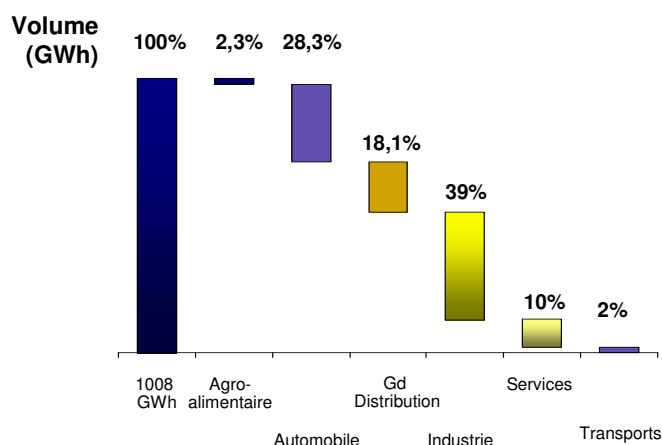
4.3.2.2. Typologie du portefeuille régional

La typologie sectorielle des clients varient également selon les régions :

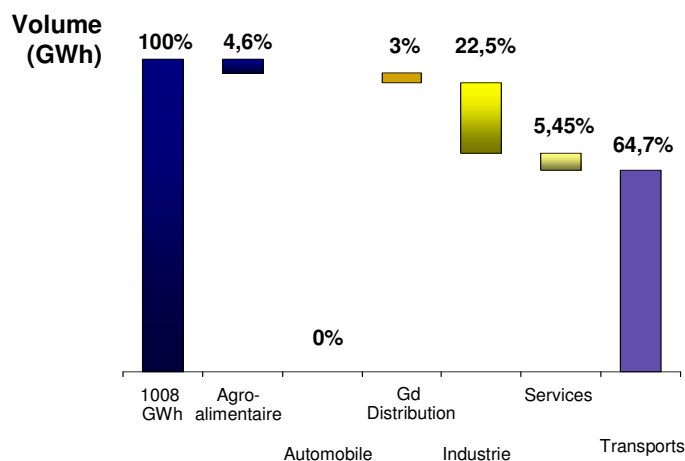
Typologie des volumes vendus pour Metz



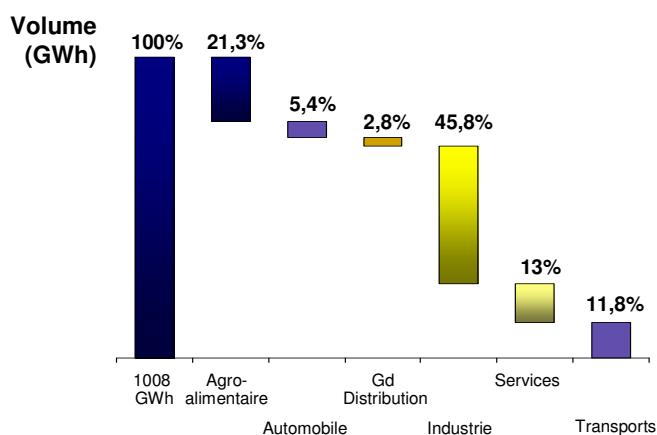
Typologie des volumes vendus par Lille



Typologie des volumes vendus pour Lyon



Typologie des volumes vendus pour Paris



Source : Liste_prospects.xls et ACB_fichier Excel EFjanv08_potentiel national

Le portefeuille clients/agence présente en 2008 certaines particularités sectorielles : Paris, Metz et Lille recensent de hauts pourcentages de volumes livrés au sein du secteur industriel. Les moyennes de livraisons par sites sont semblables (entre 27 et 35 GWh par site). La prépondérance du secteur n'est donc pas biaisée par un client important.

Lyon se démarque surtout par l'importance du secteur des transports, cependant, uniquement constitué d'un seul client. En retirant cette valeur, le secteur industriel correspond à plus de 60% du portefeuille de Lyon.

Si l'industrie est, logiquement, le secteur le plus représenté (puisque extrêmement énergivore) dans 3 agences sur 4, les secteurs placés en deuxième place varient selon les régions :

Paris : Agro-alimentaire

Lille : Automobile

Metz : Service

5. Le contexte et l'environnement concurrentiel

5.1. Les offres standards

Il existe 3 « axes » d'offres types :

- Offres de fourniture non indexée (~58% de la vente totale de volume):
 - Mono-site
 - Multi-sites
- Offres de fourniture indexée (~10% de la vente totale de volume):
 - Mono-site
 - Multi-sites
- Offres de vente de blocs (~32 % de la vente totale de volume):
 - Indexée
 - Non-indexée

5.2. Les produits associés aux offres

Endesa propose à ses clients différents produits auxquels ils peuvent ou non souscrire :

- Offre Oxygène : Endesa s'engage à injecter sur le réseau une quantité équivalente d'électricité que celle consommée par le client, provenant de production « verte »
- Offre Liberté : Pas de puissance minimum souscrite par le client. Principalement pour les clients à consommation régulière
- Offre Prime de régularité : Réduction de la dernière facture annuelle lorsque le client respecte une consommation régulière
- Offre de Re-programmation : Pour les clients fortement sensibles aux aléas de la consommation, Endesa propose une re-programmation des courbes de consommation

5.3. Les services contractables

Des services particuliers peuvent être contractés par les clients d'Endesa :

- Le contrat d'échange demi-horaire : Permet aux clients à consommation variable d'éviter les écarts en achetant/vendant leur excédent par tranche de demi-heure

6. Nos objectifs 2008

6.1. Evolutions attendues des résultats

- **En volumes**

Pour réaliser notre plan de développement à horizon 2012, nous devons en 2008 engager 6 TWh de contrats pluriannuels répartis sur les années 2009 à 2011.

Ce volume est déterminé dans un marché concurrentiel hors Tartam; il sera réexaminé en cours d'année en fonction de l'actualité réglementaire.

- **En marge**

La marge contractuelle annuelle objectif est de 1 €/MWh soit environ 1,5%; la marge minimum hors dérogation est de 1%.

6.2. Les points d'attentions particuliers

- **Ventes de blocs**

Un effort particulier est à faire pour augmenter nos ventes 2009 sur la période Q2-Q3 et off-peak toute période. Des opportunités chez les grands clients ayant plusieurs fournisseurs sont à développer. La vente de ces produits bonifie notre portefeuille en cas de prolongation du Tartam.

- **Ventes au secteur tertiaire**

Rentrant dans l'assiette de calcul de nos obligations d'économie d'énergie, ces ventes devront faire l'objet d'un examen particulier en raison du surcoût lié aux CEE (environ 0,40 €/MWh).

6.3. Les contrats complémentaires :

- ***Achats de Certificats d'économie d'énergie***
- ***Echanges de CER contre EUA***
- ***Ventes de Certificats verts***

7. Conclusions

Ces objectifs pour l'année 2008 ont été préparés dans un contexte réglementaire qui fixe la fin du dispositif Tartam au 30 juin 2009.

Cependant les conditions qui ont prévalu à la mise en place du Tartam n'ont pas disparu ; les prix de gros sur le marché français restent élevés et ne reflètent pas l'avantage compétitif de la France lié à sa production d'origine nucléaire et hydraulique.

La date de présentation par le Gouvernement du rapport dressant le bilan de la création du Tartam a été avancée de décembre 2008 à septembre 2008 ; ceci explique l'effervescence constatée dans les différentes associations professionnelles comme la CLEE, l'UFE mais aussi au Medef ainsi que dans l'administration.

Il est tout à fait possible, sinon probable, qu'il y ait une suite au dispositif existant ; dans ce cas notre stratégie et nos objectifs seront corrigés et adaptés au nouveau contexte.

En attendant, la position d'Endesa France sur ce sujet est la suivante :

- Nous constatons en effet que les prix de gros sur le marché français restent élevés et ne reflètent pas l'avantage compétitif de la France lié à sa production d'origine nucléaire et hydraulique.
- Nous souhaitons, comme tous les acteurs, des mécanismes pérennes de formation des prix qui donne une visibilité sur le moyen et long terme.
- Nous souhaitons, comme tous les acteurs, éviter un système qui ferait cohabiter des tarifs administrés structurellement plus bas que les prix non régulés (distorsion de la concurrence).
- Nous souhaitons que l'évolution de la formation des prix:
 - Favorise le développement d'une concurrence véritable sur l'offre aux clients finaux
 - Favorise les investissements pour assurer la sécurité des approvisionnements et la substitution des actifs les plus polluants.
 - Favorise un système de prix de vente corrélé aux coûts des combustibles nécessaire au développement des actifs à plus faible niveau relatif de capitaux (cycles combinés gaz)

Evidemment Endesa France est très attentif aux évolutions de la réglementation et participe activement aux différentes consultations ou groupe de travail organisés autour de ce thème.

Vous serez informés des évolutions significatives dès que des pistes concrètes émergeront.