

**Comparatif international des systèmes de télé-relève ou de télégestion et étude technico-économique visant à évaluer les conditions d'une migration du parc actuel de compteurs**

Le 8 mars 2007

# SOMMAIRE

<b>1. Préambule</b> .....	<b>3</b>
1.1 Objet de l'étude.....	3
1.2 Quelques définitions .....	3
<b>2. Comparatif international des systèmes de télé-relève</b> .....	<b>4</b>
2.1 La portée des expériences en cours est grandement différente .....	4
2.2 Les modèles d'organisation et de gouvernance des projets d'AMM sont très variables .....	6
2.3 Les enseignements possibles en termes de restructuration des activités de comptage .....	7
<b>3. Projets de comptage évolué : panorama des technologies</b> .....	<b>11</b>
3.1 Présentation.....	11
3.2 Les composants d'un système de télé-relève et télégestion.....	12
3.3 Le compteur.....	13
3.4 Le réseau de collecte des données.....	14
3.5 Le réseau de transport des données.....	18
3.6 Les technologies rencontrées lors du comparatif international .....	20
3.7 Conclusion de l'étude technique.....	20
<b>4. Étude économique visant à évaluer les conditions d'une migration du parc actuel de compteurs d'électricité basse tension</b> .....	<b>22</b>
4.1 Les objectifs recherchés par le déploiement d'un système de comptage évolué .....	22
4.2 Les scénarios étudiés .....	23
4.3 L'évaluation des coûts et bénéfices attendus.....	24
4.4 Synthèse des résultats, coûts et bénéfices .....	35
<b>5. Conclusion</b> .....	<b>44</b>
5.1 Dans un contexte élargi, l'intérêt du comptage intelligent pour la France est confirmé.....	44
5.2 Les fonctionnalités exigibles et le mode de déploiement .....	45
<b>6. À propos de Capgemini et de la Collaborative Business Experience</b> .....	<b>46</b>

# 1. Préambule

## 1.1 Objet de l'étude

De nombreux pays ont entamé une démarche de migration du parc de compteurs d'électricité basse tension vers un système généralisé de télé-relève ou de télégestion. Ces initiatives visent à déployer des compteurs munis de fonctionnalités étendues, notamment : la transmission à distance de l'index, la transmission à distance de la courbe de charge, la coupure de l'alimentation à distance et le changement de la puissance souscrite.

En outre, les derniers textes communautaires invitent les États membres à adopter des outils plus flexibles qui permettront d'évoluer vers la gestion de la demande en temps réel (directive 2005/89/CE du 18 janvier 2006, concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures), de fournir aux utilisateurs des informations sur le moment où l'énergie a été consommée et des factures plus fréquemment fondées sur la consommation réelle (directive 2006/32/CE du 5 avril 2006, relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques).

Dans sa communication du 10 janvier 2006 sur les travaux du « *Groupe de Travail Electricité 2007* » (GTE 2007) et du « *Groupe de Travail Gaz 2007* » (GTG 2007), instances de concertation entre les différents types d'acteurs concernés par l'ouverture du marché de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a souligné l'importance des systèmes de comptage pour la différenciation commerciale des offres des fournisseurs, car ils permettent la mise en place d'offres tarifaires variées et de services énergétiques. Dans cette même communication, la CRE a annoncé son intention de disposer d'une étude technico-économique visant à quantifier les bénéfices d'une migration du parc actuel de compteurs d'électricité vers des compteurs électroniques à courbe de charge télé-relevée, avec et des dispositifs de coupure et changements de puissance télécommandables.

Le présent document est le rapport public de l'étude commanditée par la CRE à Capgemini et intitulée : « *Comparatif international des systèmes de télé-relève ou de télégestion et étude technico-économique visant à évaluer les conditions d'une migration du parc actuel de compteurs d'électricité basse tension en France vers un système généralisé de télé-relève ou de télégestion* ».

L'étude a été menée en trois temps :

- un benchmark sur les expériences de mise en place de systèmes de comptage évolué dans sept pays du monde ;
- un panorama des différentes technologies qui pourraient s'appliquer en France ;
- le développement d'un modèle pour le déploiement d'une solution de télé-relève à l'échelle de l'ensemble des comptages basse tension (BT) en France.

## 1.2 Quelques définitions

Deux niveaux de dispositifs de comptage évolué peuvent être distingués :

- l'*Automated Meter Reading* (AMR) consiste en un télé-relevé automatisé. C'est un dispositif qui permet une remontée d'information du compteur vers l'opérateur du comptage ;
- l'*Automated Meter Management* (AMM) correspond à un AMR complété de prestations complémentaires. Il consiste en l'automatisation des prestations techniques manuelles liées au comptage (mise en service, changement de puissance, etc.). C'est un dispositif qui permet une communication bidirectionnelle entre le compteur et l'opérateur de la solution de comptage.

*Nota* : L'*Advanced Metering Infrastructure* (AMI) n'est pas à mettre sur le même plan que l'AMR ou l'AMM. Elle désigne l'ensemble des composants et architecture technique du comptage évolué pour permettre le fonctionnement d'AMM.

## 2. Comparatif international des systèmes de télé-relève

### 2.1 La portée des expériences en cours est grandement différente

#### 2.1.1 Des objectifs clairs de maîtrise de l'énergie en Californie et en Ontario ...

En **Californie**, l'Energy Action Plan I publié dès 2003 par la commission de régulation de l'état (California Public Utilities Commission – CPUC) préconisait le recours aux compteurs évolués afin de stimuler le développement de formules tarifaires horo-saisonnières et invitait les opérateurs à réfléchir à des plans de déploiement de compteurs évolués. En juillet 2004, l'intention de la CPUC est confirmée par une décision fixant des exigences fonctionnelles aux trois gros opérateurs pour leurs plans de déploiement. Alors que Pacific Gas & Electricity (PG&E) s'aligne rapidement sur le schéma de la CPUC, les critiques émises par Southern California Edison (SCE) sur la non-viabilité du modèle conduisent la CPUC à accentuer la pression avec la publication de l'Energy Action Plan II en 2005. Elle impose alors aux opérateurs de soumettre une étude de faisabilité et un scénario pour le déploiement de compteurs évolués « *dans des délais raisonnables* ». Elle met en place une aide financière auprès des opérateurs pour le déploiement.

En **Ontario**, le principal enjeu ciblé par les autorités est la maîtrise de la demande en électricité en période de pointe. La mise œuvre d'une tarification horo-saisonnière et d'offres d'effacement réglementées à partir des compteurs évolués pour l'ensemble des clients résidentiels vise à faire évoluer les comportements en permettant de mieux appréhender le coût réel et la disponibilité de l'électricité. Cet objectif est massivement soutenu par le gouvernement, le parlement et le régulateur de l'état qui ont coordonné leurs différents leviers d'action pour aboutir au plan de transformation du parc de compteurs de basse tension le plus abouti des sept pays du comparatif.

#### 2.1.2 ... aux objectifs d'amélioration de la relation contractuelle Fournisseur-Client en Suède et aux Pays-Bas ...

La **Suède** constitue une exception : le développement des compteurs évolués n'est pas encadré par la loi mais l'introduction de l'obligation de facturation mensuelle sur la base de données de consommations réelles à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2009 a créé une incitation forte à la transformation des parcs de compteurs basse tension par les opérateurs suédois. Cette orientation est confirmée par le législateur en 2006 qui travaille en ce moment à un projet de loi qui obligerait les opérateurs à informer les consommateurs des coupures de courant et à dédommager ceux-ci pour les très longues coupures de courant.

Aux **Pays-Bas**, la libéralisation des activités de comptage ayant engendré une augmentation des prix de location des compteurs « *d'une façon disproportionnée par rapport aux services offerts* » selon le régulateur néerlandais, le Ministère de l'économie a déposé un avant-projet de loi en février 2006 visant à préciser les modalités de transformation des compteurs basse tension. Tous les usagers auront à leur disposition un compteur évolué (doté de capacités de communication et d'exécution de logiciels optionnels), d'ici à six ans environ. Pour toute nouvelle mise en service, nouvelle habitation ou tout remplacement de compteur, la mise en place d'un compteur évolué est rendue obligatoire. Le coût du compteur physique est régulé. Les fournisseurs d'énergie doivent externaliser auprès de sociétés spécialisées les activités de gestion des données de comptage dont ils ont la responsabilité, en tant que point de contact unique pour les clients. Cet avant-projet de loi devait être finalisé à l'automne 2006 pour donner lieu à un projet de loi soumis au parlement (en cours). En parallèle du travail législatif, les acteurs du marché ont anticipé la publication du texte avec la création de groupes de travail sur les standards et les fonctionnalités. Une réflexion sur la planification du déploiement est aussi en cours, pour prendre la mesure des implications logistiques et des risques associés.

#### 2.1.3 ... en passant par une stratégie opérateur intégré sur un monopole en Italie ...

En **Italie**, Enel a déployé le plus grand projet européen de comptage évolué, déployant un système d'AMM visant plus de 30 millions de clients pour un investissement global affiché de 2,1 milliards d'euros. Mais les fonctionnalités très étendues initialement prévues dans le projet ne sont pas encore mises en œuvre. On retient que le compteur évolué déployé dans le cadre du projet *Telegestore* d'Enel permet d'offrir au client un

vaste choix d'offres horo-tarifaires et d'agir sur le compteur à distance (télégestion). La fréquence de relève des données de consommation a toutefois été maintenue à un rythme bimestriel. Enel a elle-même conçu ses compteurs AMM, les a développés avec ses partenaires et les a fait construire en Chine par des industriels. Les protocoles standards de communication compteurs / concentrateurs et de communication concentrateurs / système AMM (DLMS par exemple) n'ont pas trouvé de marché avec le choix d'Enel de développer des technologies propriétaires. Enel affiche des retours sur investissements record en raison de l'impact du comptage évolué sur la réduction de la fraude (anormalement élevée en Italie). Toutefois, le manque d'interopérabilité de l'architecture du projet *Telegestore* peut amener à penser qu'Enel a également tenté de fermer davantage encore son marché de détail.

#### 2.1.4 ... beaucoup d'attentes au Royaume-Uni et en Allemagne

Ni l'**Allemagne**, ni le **Royaume-Uni** n'ont développé de législation dédiée au comptage évolué et les seuls projets de comptage évolué lancés sont des pilotes à portée limitée.

En **Allemagne**, le comptage évolué pour les particuliers est balbutiant, la mise en place de systèmes de télé-relève semblant peu d'actualité. La loi du 13 juillet 2005 sur l'Énergie (EnWG – alinéa 21b) ouvre à la concurrence le marché de comptage pour l'approvisionnement et l'entretien physique des compteurs, constituant ainsi une première étape avant une possible ouverture du marché du relevé des données de comptage. Le régulateur allemand attend des acteurs du marché une contribution active pour établir les standards du marché du comptage de l'électricité. Une réflexion est en cours au sein du VDN sur les modalités de mise en œuvre d'un système de comptage évolué. Mais le régime de propriété des compteurs, qui place le compteur sous la responsabilité du client final, semble constituer un frein à la transformation du parc de compteurs existants.

Dans le cas particulier du **Royaume-Uni**, il convient de rappeler que le pays présente le processus de dérégulation des activités de comptage le plus avancé :

- l'ouverture du marché du comptage s'est faite de manière progressive à compter de 2003 et s'achèvera en 2007 : initialement, les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) détenaient les actifs liés au comptage et refacturaient les coûts aux fournisseurs (coût accès au réseau) ;
- dans la phase transitoire d'*unbundling* de la distribution et de la fourniture (2003-2007), les commercialisateurs d'électricité portent la responsabilité des activités de comptage qu'ils peuvent internaliser ou sous-traiter auprès de prestataires et vis-à-vis desquels les GRD conservent une obligation de service en dernier recours. Dans ce dernier cas, les GRD peuvent encore refacturer aux commercialisateurs les coûts liés au comptage (à prestation équivalente) et les coûts relatifs aux différentes prestations de comptage restent régulés ;
- à compter d'avril 2007, les activités de comptage seront totalement dérégulées. Les GRD ne seront plus soumis à l'obligation de service en dernier recours. Les prestataires de comptage seront alors supposés assez solides et plus compétitifs que les GRD. Les prix relatifs aux prestations de comptage ne seront plus régulés. Toutefois, le régime de propriété historique des compteurs au Royaume-Uni implique que les GRD détiennent actuellement environ 90 % du parc de compteurs anglais. Le transfert vers les prestataires de l'activité *Meter Asset Provision* (MAP) pourrait prendre beaucoup de temps et constituer ainsi un frein au développement du comptage évolué.

Depuis quelques mois, une partie de l'industrie britannique, à l'instar de Scottish Power, pourraient réclamer une re-régulation des activités de comptage afin de permettre le développement du comptage évolué.

Actuellement, il est parfois nécessaire de remplacer le compteur existant en cas de changement de fournisseur ou d'offre (par exemple, le passage du pré-paiement à une offre classique). L'Ofgem a donc décidé de la mise en place d'un groupe de travail pour déterminer un schéma où le client pourrait conserver le même compteur malgré son changement de fournisseur et d'élaborer un standard pour l'interopérabilité des systèmes de comptage au Royaume-Uni.

C'est dans ce cadre réglementaire qu'EDF Energy a développé un pilote « *exploratoire* » qui vise à la fois à étudier les conditions de déploiement de projets de comptage évolué ainsi que l'impact sur les comportements de consommation. Ce pilote suppose que l'opérateur de réseau de distribution fournit le compteur socle des fonctionnalités minimales et les commercialisateurs les technologies évoluées complémentaires. Il a été développé avec le National Energy Action (ONG de lutte contre la précarité

énergétique), Helpco (société de services énergétiques gérée par le *Greater London Energy Efficiency Network*), Severn Wye Energy Agency (conseil en énergie) et PRI (fabricant de solutions de comptage).

Le pilote expérimental, démarré en 2005, est conduit sur deux ans. Il donne lieu au déploiement de 3.000 compteurs gaz & électricité combinés et permet la télérelève des données de consommation et l'affichage de ces données au sein du foyer résidentiel.

## 2.2 Les modèles d'organisation et de gouvernance des projets d'AMM sont très variables ...

Les développements législatifs et réglementaires en matière de comptage évolué sont récents et restent pour l'essentiel inachevés :

	Cadre juridique	Institutions impliquées	Principales orientations
<b>Allemagne</b>	Aucun	VDN (Association des opérateurs électriques)	Groupes de travail sur le comptage évolué ayant abouti sur le programme eHZ
<b>Californie</b>	Energy Action Plan I Energy Action Plan II	CPUC (Régulateur)	Obligation généralisée de soumission de B-Case pour tous les opérateurs Aides financières pour le déploiement
<b>Italie</b>	Délibération 292/06	AEEG (Régulateur)	Directives pour l'installation de compteurs évolués sur le réseau d'électricité basse tension
<b>Ontario</b>	Directive imposant la transformation des compteurs	Gouvernement	Calendrier de transformation des compteurs BT (résidentiels et professionnels) en compteurs évolués (2007 – 2010)
	Plan de déploiement massif	OEB (Régulateur)	
	Energy Conservation Responsibility Act	Parlement	Création d'une Smart Meter Entity, moteur de l'intégration du système de comptage intelligent et de la collecte des données
<b>Pays-Bas</b>	Avant projet de loi de février 2006	Ministère de l'Economie	Définition des modalités de transformation des compteurs basse tension: tous les clients BT dotés d'un compteur évolué – équipé de capacités de communication et de connexion aux logiciels évolués exécutable sur option commerciale Obligation de comptage évolué pour tout nouveau contrat d'électricité / coûts régulés
	Projet de loi non finalisé en Déc. 2006		
<b>Royaume-Uni</b>	Aucun	OFGEM	B-Case démontrant l'absence de solutions économiquement viables
<b>Suède</b>	Aucun	Parlement	Juin 03 : facturation mensuelle sur base des données réelles à partir du Juil. 09 Projet de loi en cours de préparation pour obliger les opérateurs à informer les clients finals des coupures de courant et à les dédommager

### 2.2.1 Incitation très forte de la part des autorités sectorielles et autonomie de réponse des opérateurs intégrés (Californie et Suède)

En **Californie**, le processus repose sur le développement d'études de rentabilité positives par les opérateurs et des mesures de soutien au déploiement. Entre les deux « *Energy Action Plan* » (cf. plus haut), Southern California Edison annonce par exemple avoir dégagé des leviers économiques supplémentaires (du simple effet d'économies liées à la réduction de la masse salariale des releveurs de compteur) en intégrant à son modèle les bénéfices attendus en terme d'adaptation de la demande d'électricité à l'offre disponible grâce au réglage à distance du chauffage / climatisation en fonction de la pointe et une meilleure information du client sur sa consommation. Le bénéfice principal attendu pour le consommateur final consiste en un meilleur contrôle de sa consommation. Les coûts d'équipement et déploiement ne seront amortis qu'avec l'adhésion des clients aux nouvelles tarifications.

En **Suède**, l'absence de législation dédiée au comptage évolué et l'*unbundling* seulement légal des activités de distribution laissent une grande marge de manœuvre aux opérateurs pour déterminer les schémas de comptage évolué qu'ils mettent en œuvre. Le comparatif relève d'ailleurs des projets très distincts sans que la question de l'interopérabilité des systèmes ne soit traitée. Si tous les opérateurs projettent de déployer des projets d'AMM, seul Vattenfall est avancé dans le déploiement de son projet et a signé des contrats avec trois consortiums (Actaris / Senea, Iskraemeco / VM-data et Telvent / Echelon) pour tester différentes solutions sur le déploiement de plusieurs centaines de milliers de compteurs évolués. Ces déploiements ont été l'occasion d'utiliser plusieurs technologies de communication (CPL, GPRS, RF).

## 2.2.2 Schéma réglementaire très prescriptif visant à l'amélioration du fonctionnement du marché de détail en renforçant une organisation centralisée (Ontario)

L'Ontario présente le cadre réglementaire le plus abouti, la volonté politique ayant donné lieu à une action convergente du Ministère de l'énergie, du régulateur et du Parlement. La directive ministérielle du 16 juillet 2004 impose en effet un calendrier de transformation du parc de compteurs basse tension (résidentiels et professionnels) ; au 31 décembre 2007 : objectif de mise en place de 800.000 compteurs (remplacement coïncidant avec la fin de vie des anciens compteurs) ; au 31 décembre 2010 : objectif de mise en place généralisée (4,3 millions de compteurs). Cette directive est complétée par un Plan de déploiement massif des compteurs évolués, remis au Ministère de l'énergie par le régulateur l'OEB. Enfin, l'Energy Conservation Responsibility Act (*Bill 21*) voté par le Parlement le 27 février 2006 donne le pouvoir au gouvernement pour décider du financement des compteurs évolués et des actifs non amortis qui seront remplacés. Il annonce la création d'une structure, la Smart Meter Entity (SME), qui sera le moteur de l'intégration du système de comptage intelligent et qui aura le droit de collecter les données de comptage auprès de n'importe quelle partie prenante (consommateurs, GRD, etc.). Enfin, l'*Energy Conservation Responsibility Act* ouvre la voie à de nouvelles mesures qui traiteront concrètement du déploiement des nouveaux compteurs : spécification des pré-requis pour les compteurs, les équipements associés, les systèmes, la technologie, conditions du déploiement des compteurs et des procédures d'appels d'offres, définition du champ d'intervention des GRD dans les activités de comptage, délégation de pouvoir à l'Independent Electricity System Operator (IESO) pour choisir le modèle de fonctionnement, le type de systèmes et de services nécessaires pour la collecte, la gestion, le traitement et l'accès aux données de comptage, modalités de comptage intelligent dans des habitations spécifiques.

## 2.2.3 Tentative de « reprise en main » par le régulateur Italien d'une infrastructure pour l'adapter aux règles du marché en cours d'évolution

En Italie, Enel, opérateur dominant, a développé son projet de migration en dehors de tout cadre juridique. Sa justification économique repose principalement sur les bénéfices collatéraux du comptage automatisé (réduction des fraudes) et sert *de facto* une stratégie de fermeture du marché domestique voire de conquête des marchés domestiques opérés par d'autres opérateurs à taille régionale (AEM Roma, par exemple). Ce modèle laisse le régulateur AEEG sans grande marge de manœuvre pour établir son dispositif de régulation. En l'absence de coordination initiale au sein de l'industrie, le déploiement précurseur de *Telegestore* n'avait pas abouti à l'adoption commune de standards par le marché national. Toutefois, un processus de consultation lancé en juillet 2006 par le régulateur italien, l'AEEG, a abouti à la délibération 292/06 de décembre 2006 qui corrige la trajectoire en imposant un calendrier progressif (2008 – 2011) de transformation du parc de compteurs basse tension en compteurs évolués, les fonctionnalités minimales à mettre en œuvre, les modalités d'accès aux données pour les distributeurs et pour les fournisseurs ainsi que les principes de financement associés. Mais à ce stade, la question de l'impact sur le projet Enel reste ouverte : la délibération de l'AEEG conduira-t-elle à la conception d'un système d'échanges de données centralisé (un peu à la façon de l'Ontario) pour sortir des contraintes d'interopérabilité imposée par l'architecture mise en œuvre par Enel ? Ou bien les opérateurs régionaux seront-ils finalement forcés de s'aligner progressivement sur les standards définis par l'opérateur dominant ?

## 2.3 Les enseignements possibles en termes de restructuration des activités de comptage

### 2.3.1 Un manque de retour d'expérience sur l'évolution du comportement des clients équipés de système de comptage évolué ne permettant pas de mesurer l'impact sur la consommation ...

Le développement de systèmes de comptage évolué a permis de faire émerger des offres horo-différenciées en Californie et en Ontario, ce qui constitue des innovations majeures pour ces marchés :

- en Ontario, par exemple, les prix de détail pour les petits consommateurs (< 250.000 kWh par an), régulés par l'OEB, correspondaient à un forfait mensuel avec les anciens compteurs. Avec les compteurs évolués, les clients finaux peuvent désormais caler leurs comportements de consommation en fonction d'une grille de tarifs intégrés horo-saisonnalisés (« *Smart Price Plan* ») qui prend en compte la pointe, le type de journée (travaillée / chômée) et la saison. Des formules

avec indexation sur les prix du marché de gros traditionnellement réservées aux gros consommateurs (> 250.000 kWh par an) sont également offertes aux clients résidentiels ;

- le comptage évolué a également permis le développement d'offres d'effacement (*Critical Peak Pricing* - CPP), appuyées par un système de diffusion d'information par les médias et déclenchées dans des périodes de conditions climatiques particulières (étés chauds et secs : fort recours à la climatisation, niveaux bas pour l'hydraulique entraînant des prix de gros élevés) ;
- des offres ont d'ores et déjà été développées autour du « *net metering* », une fonctionnalité avancée de gestion de l'injection / soutirage, permettant de réinjecter et de valoriser la production d'électricité issues des panneaux solaires ;
- le pré-paiement est envisagé en fonctionnalité complémentaire par le plan de déploiement de l'OEB.

Toutefois, il convient de tempérer l'impact de l'introduction du comptage évolué sur les offres de fourniture (impact limité en Italie à de nouvelles offres tarifaires) et de services compte tenu de l'extrême jeunesse des projets AMM et des interrogations (en Italie notamment) sur l'interopérabilité des solutions techniques retenues avec les systèmes d'information des fournisseurs (risque de verrouillage du marché par l'opérateur intégré déployant l'AMM). En outre, si plusieurs enquêtes démontrent que les consommateurs sont demandeurs de tarifications différenciées, aucun retour d'expérience réel ne permet aujourd'hui d'établir l'impact des systèmes de comptage évolué sur l'évolution des comportements de consommation.

Les sondages réalisés par les opérateurs en phase de déploiement ne produisent pas à ce stade des données réellement significatives. On peut toutefois retenir deux types de messages en apparence contradictoires dans le cadre du sondage conduit par Hydro One :

- le client final éprouve des difficultés à s'approprier correctement le fonctionnement de son compteur évolué et l'apprentissage nécessite un temps supérieur aux seules campagnes de communication, aussi structurées puissent-elles être ;
- la majorité des clients résidentiels semblent, pour le moment, indifférents au comptage évolué.

Seul le cas des consommateurs à faibles revenus permet d'observer une réelle élasticité des comportements aux variations de prix.

Toutefois, face à l'augmentation de l'endettement des « *Fuel Poor* », l'Ofgem et EnergyWatch au **Royaume-Uni** avaient incité dès 2003 au développement des compteurs à pré-paiement pour les clients en difficulté et avaient publié un ensemble de lignes de conduite à adopter par les fournisseurs d'énergie (gaz et électricité) afin de réduire le nombre d'auto déconnexions et l'endettement des ménages lié à la consommation d'énergie (« *fuel poverty* »). Ces lignes de conduites ont été reprises et améliorées par ERA, l'association des fournisseurs, qui a publié un guide des bonnes pratiques (« *safety net procedure* ») pour la protection des clients en difficulté contre l'auto déconnexion et établi une *hotline* nationale pour traiter les cas de déconnexions. Ce schéma est renforcé par l'existence d'un fonds « *Fuel Direct scheme* » à l'attention des ménages bénéficiant d'aides sociales et étant sur le point d'être déconnectés pour ne pas avoir payé leurs factures.

### **2.3.2 ... mais une certitude : un effort de communication bien structuré en phase de déploiement des compteurs évolués constitue un facteur clé d'acceptabilité par les clients finals**

La phase de déploiement des compteurs évolués chez les clients finals constitue un moment critique de la relation GRD / client finals.

La palette des canaux et des supports de communication s'étend des campagnes publicitaires télévisuelles jusqu'à la notice de fonctionnement et la carte de visite laissées par l'installateur, comme l'illustre le programme poursuivi par Hydro One en Ontario.

Une très bonne campagne de communication autour de l'installation des compteurs évolués peut même contribuer à atténuer l'impact de l'augmentation de la facture chez certains segments de clients finals. En Italie, en particulier, la promotion de technologies avancées a eu gain de cause sur les plaintes formulées pour cause d'augmentation de facture et la relativement faible amélioration de la lisibilité de la facture.

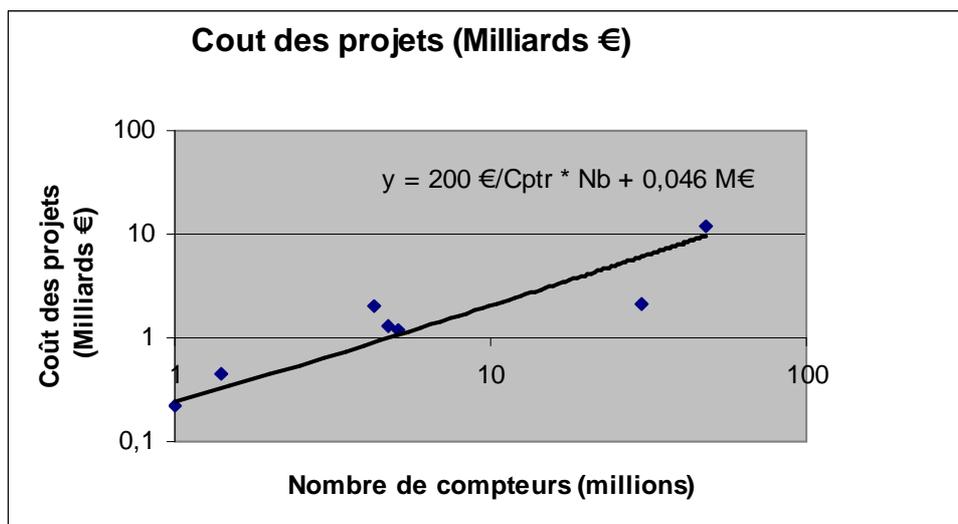
A contrario, une communication mal maîtrisée peut conduire à des réactions surdimensionnées de la part des associations de consommateurs, comme l'a démontré l'expérience PG&E à qui ces mêmes associations opposaient comme contre argument le risque d'intrusion dans la vie privée et le déséquilibre induit dans le rapport de force fournisseurs / clients à bas revenus (fonctionnalité de pré-paiement avec déconnexion).

### 2.3.3 Investissements et coûts de fonctionnement

Les coûts globaux des projets sont hétérogènes :

Pays (Source)	Coût global du projet	Nombre de compteurs	Coût global par compteur
Italie (Enel)	2,1 milliards d'euros	30 millions	70 euros
Grande-Bretagne (Ofgem)	5,2 milliards d'euros	27 millions	193 euros
Californie (SCE)	1 milliard d'euros	4,7 millions	213 euros
Suède (E.ON)	0,2 milliard d'euros	1 million	220 euros
Californie (PG&E)	1,3 milliards d'euros	5,1 millions	262 euros
Californie (SDGE)	0,5 milliard d'euros	1,4 millions	357 euros
Canada/Ontario (opérateurs)	2 milliards d'euros	4,3 millions	453 euros

En première approximation, on peut ainsi annoncer un coût de 200 euros par compteur, auquel on ajoute un coût fixe négligeable (33 millions d'euros) – avec un point pour Enel à 70 euros par compteur.



Le projet britannique comprend un nombre de compteurs élevé dû au déploiement de compteurs évolués pour le gaz, permettant un meilleur amortissement des coûts fixes du projet.

Les montants annoncés par Enel ne sont probablement pas tout à fait comparables, car les données financières détaillées sont inexistantes et on note un certain décalage entre les fonctionnalités annoncées par l'opérateur italien et celles réellement effectives sur le terrain.

Le chiffrage du projet pour l'Ontario repose sur des sources incomplètes et beaucoup moins à jour (rapport de l'OEB de janvier 2005) que les autres projets nord-américains qui ont significativement réduit le chiffrage de leurs coûts au cours des années 2005-2006.

Enfin, certains de ces chiffres publics semblent aussi inclure les coûts de fonctionnement sur tout ou partie de la durée de vie du projet.

### 2.3.4 Les modèles, quand connus et positifs, démontrent la prédominance d'une approche intégrée avec un levier de gain fort autour de la gestion de la demande sans marché concurrentiel

L'essentiel des projets de transformation des parcs de compteurs basse tension est aujourd'hui porté par des opérateurs verticalement intégrés ou par des opérateurs de réseaux de distribution régionaux ou locaux. Alors que peu de modèles semblent stabilisés, le financement de la transformation reste dans la plupart des cas une question ouverte.

- En **Californie**, des bénéfices importants sont attendus en termes de maîtrise de la demande d'électricité grâce au réglage à distance du chauffage / climatisation en fonction de la pointe.

- En **Ontario**, le coût total des projets industriels est estimé à 1 milliard de dollars canadien, ce qui représente une charge de 3 à 4 dollars canadien par client et par mois une fois pour une facture moyenne de 50 dollars canadiens, soit un montant d'environ 6 à 8 % par client.
- Aux **Pays-Bas**, les coûts du comptage évolués seront intégrés aux tarifs de distribution – sous réserve de l'adoption du projet de loi.
- En **Italie**, l'investissement engagé par Enel est le plus important : 2,1 milliards d'euros sur 5 ans. L'amortissement est calé sur une espérance d'économies annuelles attendues de l'ordre de 500 millions d'euros. Enel déclare d'ores et déjà avoir rentabilisé son investissement grâce aux gains dégagés par la réduction de la fraude.
- En **Suède**, le Gouvernement n'exclut pas la possibilité qu'une partie des investissements soit financée par une hausse du tarif d'utilisation des réseaux (régulé), à la mesure des bénéfices perçus par les utilisateurs finaux. Alors que la question n'a pas été ouverte en **Allemagne**, seul le **Royaume-Uni** prévoit de déréguler totalement les activités de comptage, ne laissant que peu de leviers pour les financements publics.

Si les modèles sont structurés différemment selon les modèles réglementaires, on observe toutefois une récurrence des types de bénéfices attendus sur le plan de la performance du système électrique, en particulier pour le distributeur dans le cas de dispositif type AMM :

- baisse des coûts de facturation ;
- baisse des coûts de gestion des clients ;
- baisse des fraudes sur les compteurs ;
- baisse des appels au service client ;
- baisse des coûts de vérification des compteurs ;
- baisse des coûts de recherche de panne sur le réseau.

Les bénéfices envisagés pour les clients finaux proviennent avant tout d'une facturation sur index réel, d'une meilleure information sur la consommation et de la suppression des interventions physiques nécessitant la présence du client. Le développement d'offres horo-différenciées, de services domotiques et l'impact sur la consommation sont des bénéfices pressentis mais dont l'apparition semble plus lointaine.

Les Américains sont les seuls à valoriser l'introduction des fonctionnalités permettant une meilleure adéquation de la demande à l'offre existante. Pacific Gas & Electric (PG&E) comme Southern California Edison (SCE) font de la « *demand response* » une des variables clés permettant de présenter des modèles positifs.

## 3. Projets de comptage évolué : panorama des technologies

### 3.1 Présentation

#### 3.1.1 La montée en puissance du *Smart Metering*

Les distributeurs qui auront la charge de conduire les systèmes de comptage évolué ou qui prendront l'initiative de lancer de tels projets auront à faire face à trois impacts et challenges principaux :

- le coût global de possession de ce type de système ;
- la taille et la complexité de ces projets ;
- les défis techniques liés à :
  - la mise en place d'un dispositif étendu, sûr et fiabilisé de communications bidirectionnels ;
  - la gestion du volume de données associé ;
  - la télégestion / télémaintenance de l'infrastructure matérielle nécessaire ;
  - l'interconnexion de ces nouveaux systèmes avec les chaînes de traitement informatique existantes (facturation, CRM, etc.).

#### 3.1.2 Coût global de possession

En complément des éléments du modèle financier présentés plus loin pour le cas français, si l'on s'appuie sur l'exemple du projet *Telegestore* déployé par Enel, projet qui est actuellement le plus étendu au monde, le coût public du projet présenté est de l'ordre de 2,1 milliards d'euros sur cinq ans, soit 70 euros environ par compteur. Ce coût public inclut les coûts de recherche et de développement (Enel a conçu son propre compteur), la fabrication des compteurs (qui a été externalisée), l'installation, le réseau de collecte de données construit pour le projet et l'intégration dans le système d'information existant.

Si l'on se fonde maintenant sur les nombreux modèles réalisés en Amérique du Nord, pour des réseaux de plus de deux millions de compteurs, les coûts estimés des projets de ce type, ramenés au compteur, sont de 130 euros environ, coûts qui semblent plus réalistes en regard des éléments du cas français.

Compte tenu de ces éléments, si l'on part d'un coût moyen « réaliste » de 150 euros par compteur (intégrant d'éventuels aléas projet), il est envisageable que durant les cinq prochaines années, avec la multiplication des projets de *Smart Metering* dans le monde et l'effet de volume associé, le coût d'implémentation s'abaissera autour de 100 à 110 euros par compteur.

#### 3.1.3 La taille et la complexité des projets de comptage évolué

Gérer le remplacement d'un parc de 30 millions de compteurs, sur une étendue géographique comme la France, en une période relativement courte (5 ans), représente un défi. À titre d'exemple, Enel, pour déployer son projet, s'est mis en condition de déployer 50.000 nouveaux compteurs par jour.

Au projet d'installation des compteurs proprement dit, il faut, de plus, adjoindre un projet de déploiement d'un réseau de collecte et de transport des données, un projet de transformation des procédures de comptage, la mise en œuvre d'un nouveau système de gestion des données de comptage, les interfaces de ce nouveau système d'informations avec les systèmes déjà en place.

Bien entendu, l'ensemble de cette nouvelle infrastructure nécessite de nombreuses tâches d'intégration et de validation pour s'assurer de son bon fonctionnement.

Plusieurs facteurs sont critiques pour la réussite d'un tel projet :

- la mise en place d'une structure de « *supply-chain* » performante permettant de fournir sans discontinuité les volumes d'équipements nécessaires durant toute la durée du déploiement ;
- la disponibilité de personnels compétents pour l'installation des divers équipements ;

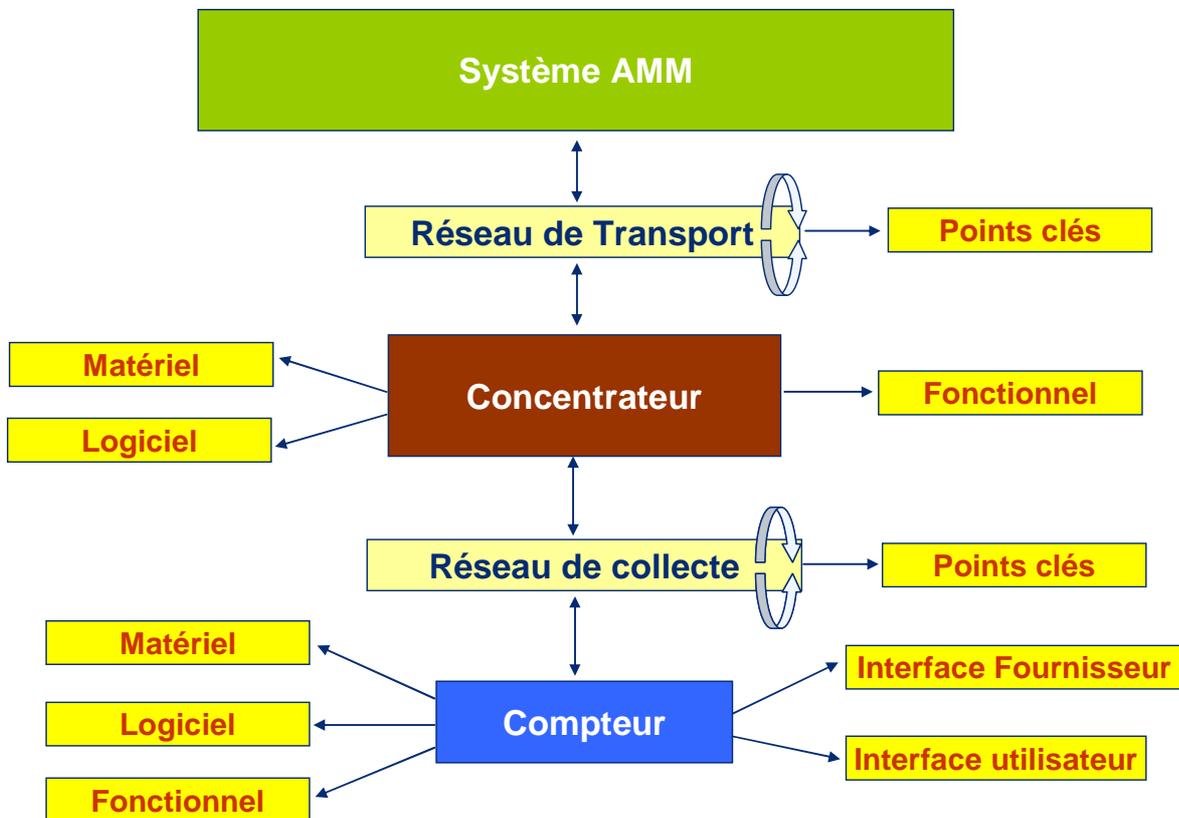
- la conception d'une architecture de communication permettant la mise en place des compteurs de façon désynchronisée du reste de l'infrastructure afin d'éviter la création de blocages en cours de déploiement ;
- l'évolutivité des concentrateurs, notamment sur l'axe des communications, afin de pouvoir les adapter à l'apparition de nouvelles technologies de communication (sans fil longue distance type WiMAX, Courants porteurs en ligne – les CPL – en haut débit, réseau de fibre, etc.) ;
- la gestion de la volumétrie des données de comptage et la mise à disposition de ces données aux systèmes d'informations existants ;
- l'anticipation des risques associés à l'implémentation d'une nouvelle architecture IT, tout spécialement dans un environnement où la plupart des éditeurs de logiciels de *Smart Metering*, à quelques exceptions, sont des acteurs de niche, de dimension limitée.

### 3.2 Les composants d'un système de télé-relève et télégestion

Une infrastructure AMI / AMM est composée de trois éléments principaux :

- un compteur évolué ;
- un réseau de communication permettant d'établir des communications bi-directionnelles. On peut faire à ce niveau une distinction entre deux types de besoins :
  - un besoin en collecte de données, pour des volumes unitaires généralement très faibles (de l'ordre de quelques dizaines d'octets), avec une fréquence de collecte pouvant être élevée (horaire, voire supérieure) ;
  - un besoin de transport de données, pour des volumes de quelques dizaines de méga-octets, avec une fréquence de transport relativement faible (hebdomadaire, voire journalière).
- un système informatique de télé-relève et de télégestion.

Les composants d'une infrastructure AMM :



## 3.3 Le compteur

### 3.3.1 Le matériel

Une durée d'une heure d'installation représente à peu près le double du prix d'achat d'un compteur électrique dans sa version évoluée. Il est donc important de prendre toutes les mesures possibles pour favoriser la diminution des coûts d'installation et de maintenance des compteurs évolués. À ce titre, la mise en œuvre d'une procédure de câblage standardisée peut permettre de simplifier les opérations de maintenance. Il est de plus important de disposer au niveau du compteur d'une interface spécifique et dédiée à la configuration (qui devra être la plus légère possible) et à la maintenance en local du compteur.

Dans la mesure du possible, et afin de diminuer les coûts de maintenance du parc, la mise en œuvre d'un matériel sans batterie est impérative. Néanmoins, la gestion d'une horloge étant nécessaire pour réaliser certaines fonctions évoluées dans le compteur (courbes de charges, tarification, ...), la question de la synchronisation du compteur est à traiter. Le signal de la télécommande centralisée actuelle est une piste pour gérer cette synchronisation.

En regard du câblage des armoires électriques existantes, le relais de commande du ballon sanitaire pourrait être conservé au niveau du compteur. En effet, cette fonctionnalité extrêmement simple est associée à un relais qui est intégré par tous les constructeurs, même dans les versions les plus basiques.

Afin d'apporter une plus-value dans la détection des fraudes, il peut être utile d'intégrer dans le compteur les dispositifs permettant la détection de l'ouverture du compteur (hors tension et sous tension), ainsi que la détection de l'ouverture du cache bornier.

Pour éviter toute modification au niveau du tableau électrique, la fonction de coupure à distance doit être réalisée par l'introduction d'un interrupteur dans le compteur.

Enfin, on devra examiner avec attention les risques liés à l'utilisation dans le compteur de composants dont les spécifications ne seraient pas publiques (par exemple : coupleur CPL propriétaire, composant spécifique pour la cryptographie, etc.).

### 3.3.2 Le logiciel

Le compteur peut permettre la mise à jour à distance de son logiciel ; il doit alors assurer l'étanchéité entre les aspects métrologie et application.

Un algorithme de compression des données peut être mis en œuvre sur les interfaces de communications du compteur (en particulier vers le réseau de collecte), afin d'économiser la bande passante utilisée sur ce réseau. Pour sécuriser les échanges de données, un algorithme de cryptage est également souhaitable sur les interfaces de communications du compteur.

Les données de comptage devront être mémorisées dans le compteur pendant une durée suffisante pour gérer une situation de non-relève par le système de comptage en cas de panne de ce dernier.

### 3.3.3 Les fonctions du compteur

Les fonctionnalités suivantes peuvent être introduites dans le compteur :

- la limitation et la modification de la puissance souscrite ;
- la coupure et la remise en route à distance ;
- l'enregistrement et l'utilisation de la courbe de charge pour les tarifications « fournisseurs » ;
- la gestion de la tarification « distributeur » sur la base des index existants ;
- le passage en mode pré-paiement ;
- la détection des fraudes physiques.

### 3.3.4 Les interfaces du compteur

En complément de l'interface locale de maintenance et de configuration et de l'interface de communication vers le réseau de collecte, on peut trouver :

- une interface « *fournisseur* » ;
- une interface « *utilisateur* ».

L'interface « *fournisseur* » peut être ouverte et bidirectionnelle, voire publier l'ensemble des données du compteur. Cette interface peut également permettre la réception d'ordres (par exemple, le « *passage en mode pré-paiement* »). En termes de support physique, pour diminuer les coûts d'installations du fournisseur, on observe aujourd'hui les solutions suivantes :

- liaison de type « *courant porteur en ligne* » sur un standard domotique de fait type HomePlug AV ;
- liaison de type Radio, sur des technologies basse consommation de type 868 MHz ou Zigbee.

Pour l'interface « *utilisateur* », on peut prévoir sur le compteur un afficheur « *bas de gamme* », le compteur étant très souvent peu accessible et non visible. La mise à disposition d'une interface utilisateur *évoluée* peut être délocalisée sur un dispositif « *fournisseur* ».

### 3.4 Le réseau de collecte des données

Afin d'optimiser les coûts d'installation, le transport de données dans une infrastructure de comptage évoluée doit s'ajouter et cohabiter avec celui de l'énergie électrique.

Les réseaux électriques sont segmentés en différentes catégories selon leur niveau de tension, comme indiqué dans le tableau suivant :

Appellation actuelle	Ancienne appellation (toujours d'usage)	Niveaux de tension usuels en France
HTB	Très Haute Tension (THT)	400 kV et 225 kV
	Haute Tension (HT)	90 kV et 63 kV
HTA	Moyenne Tension (MT)	20 kV et 15 kV
BT	Basse Tension (BT)	400 V (triphase) et 230 V (monophasé)

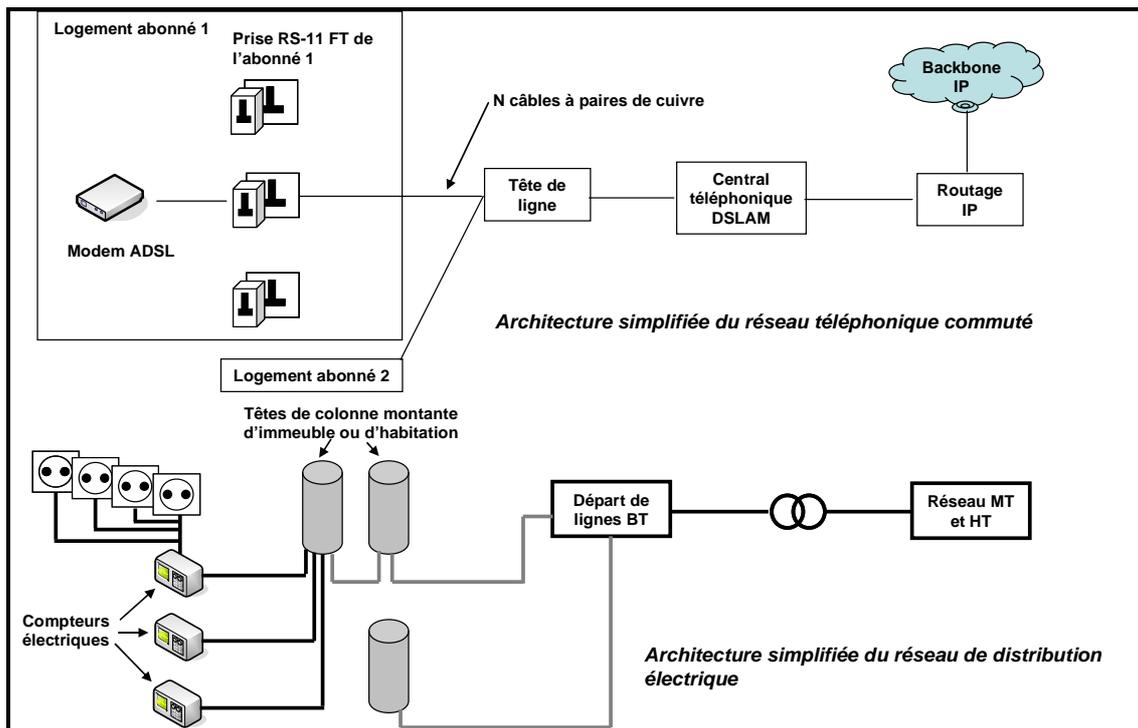
Cette classification des réseaux électriques en niveaux de tension permet de séparer les rôles de chacun des acteurs des réseaux électriques en termes de responsabilité sur ces réseaux.

On peut comparer le réseau de distribution électrique public au réseau téléphonique commuté (RTC) de France Télécom, composé d'un « *central* » et d'un réseau de desserte jusqu'à l'abonné. Ce réseau s'appuie sur une architecture en étoile, chaque branche de l'étoile étant le câble téléphonique reliant l'abonné au central.

Dans le réseau RTC, le central téléphonique sert *d'aiguilleur* pour le trafic IP venant des modems des abonnés sur la bande de fréquences 20 kHz à 1,1 MHz et pour les communications téléphoniques classiques sur la bande de fréquences 300 Hz à 3.300 Hz. Du point de vue de la modélisation réseau IP, le central téléphonique fait office de commutateur Ethernet et de routeur IP vers la liaison à plus haut débit de la dorsale IP.

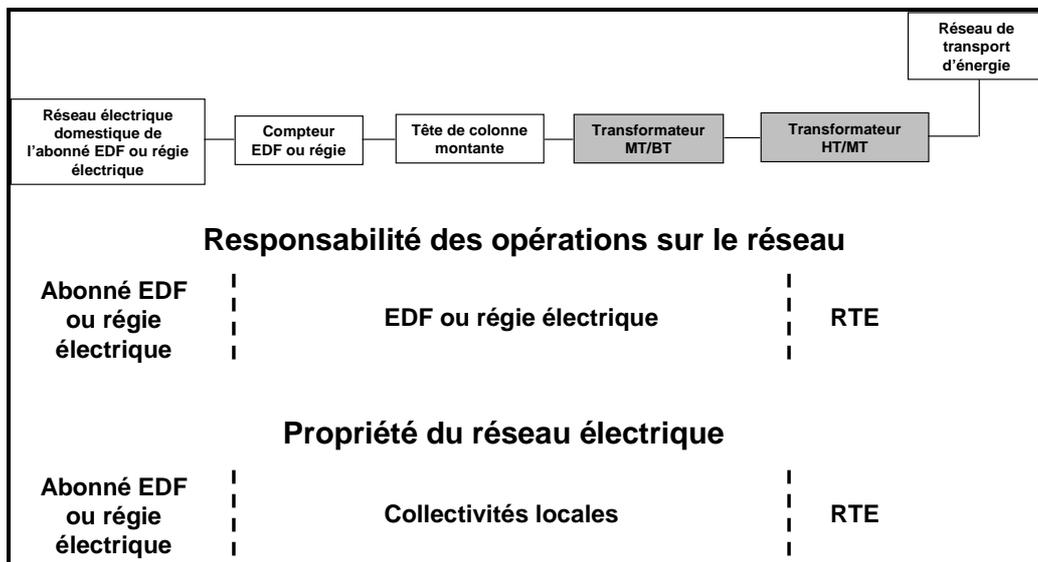
Dans le réseau de distribution électrique, c'est le transformateur HTA/BT qui fait le lien entre le réseau HTA et le réseau de desserte BT ; chacun alimente en moyenne une trentaine de compteurs EDF d'abonnés (à noter la présence en France d'environ 1 million de transformateurs HTA/BT. Le chiffre moyen de 50 clients BT par transformateur subit également un écart type relativement important car il est possible de trouver en zone très dense des transformateurs alimentant jusqu'à 200 clients BT). Le transformateur HTA/BT peut être vu comme la passerelle vers la dorsale IP grâce à des liens de transit IP haut débit.

Architectures simplifiées et comparées du réseau téléphonique commuté et du réseau de distribution électrique :



En termes de responsabilités, chaque partie du réseau électrique est opérée par des entités distinctes, auxquelles revient la charge de l'alimentation et du transport électrique, ainsi que, le cas échéant, du transport de données.

Le schéma suivant illustre cette distinction des responsabilités à l'égard des différentes parties du réseau électrique national :



Sur ces bases, les technologies réseaux envisageables pour le réseau de collecte sont les suivantes :

- les technologies de Courants Porteurs en Ligne (CPL) bas débit et haut débit ;
- le Réseau Téléphonique Commuté (RTC) ;
- la fibre optique ;

- le câble Ethernet via ADSL ;
- le réseau câble TV ;
- les technologies de réseaux mobiles : GSM/GPRS, HSUPDA, HSPDA, EDGE, UMTS ;
- les technologies de réseaux radio : WiMAX, Wi-Fi ou Mesh.

Afin de dresser une comparaison entre ces différentes technologies, le tableau suivant récapitule les principaux avantages et inconvénients de chacune de ces technologies :

Technologie réseau	Coût d'installation	Inconvénients	Avantages
<b>Câble Ethernet via ADSL</b>	Moyen (de plus en plus d'habitation sont équipées)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessite de passer par l'infrastructure d'un fournisseur ADSL</li> <li>- Absence de contrôle du réseau de données par EDF ou la régie électrique.</li> <li>- Bande passante surdimensionnée pour le besoin</li> <li>- Paiement récurrent d'un abonnement au fournisseur ADSL.</li> <li>- Nécessite de prendre en charge l'installation d'une prise ADSL à proximité du compteur.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Débit garanti</li> <li>- Possibilité de dialoguer en protocole IP jusqu'au compteur (ouverture du protocole de communication).</li> </ul>
<b>Wi-Fi (IEEE 802.11g)</b>	Moyen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Couverture radio difficile pour certains compteurs</li> <li>- Implémentation du cryptage WPA et AES à configurer sur chaque compteur</li> <li>- QoS (<i>Quality of service</i>) non garantie</li> <li>- Bande passante surdimensionnée pour le besoin.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Evolutivité du réseau</li> <li>- Mobilité et <i>Handover</i></li> <li>- Possibilité d'envisager un mixte de technologie ADSL/Wi-Fi, avec les inconvénients et avantages du cas précédent.</li> </ul>
<b>WiMAX</b>	Faible	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Couverture nationale faible pour le moment</li> <li>- Bande passante surdimensionnée pour le besoin</li> <li>- Nécessite de passer par l'infrastructure d'un opérateur WiMAX</li> <li>- Technologie à fort potentiel mais relativement peu mûre en terme de déploiement.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Très haut débit sans fil</li> <li>- Mobilité et <i>Handover</i></li> <li>- Technologie très intéressante à terme pour les zones rurales peu denses.</li> </ul>
<b>Réseau Mesh</b>	Moyen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Technologie propriétaire et non standard</li> <li>- Technologie peu adaptée pour les zones rurales à faible densité</li> <li>- Fréquences utilisées non adaptées à la France pour le moment , dans la majorité des cas.</li> <li>- Etude radio complexe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Installation simple (chaque compteur joue le rôle d'un répéteur)</li> <li>- Evolutivité du réseau.</li> </ul>
<b>Câble TV</b>	Elevé si passage de câble nécessaires	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Passage de câbles</li> <li>- Média potentiellement partagé nécessitant une authentification</li> <li>- Nécessite de passer par l'infrastructure d'un opérateur câble</li> <li>- Bande passante surdimensionnée pour le besoin.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Possibilité d'utiliser des câbles existants</li> <li>- QoS garantie</li> <li>- Difficulté d'accès au média physique.</li> </ul>
<b>Fibre optique</b>	Très élevé	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Passage de câbles</li> <li>- Coûts des équipements actifs</li> <li>- Bande passante surdimensionnée pour le besoin</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Très haut débit</li> <li>- Immunité aux bruits</li> <li>- Idéal pour dorsale filaire</li> <li>- Difficulté d'accès au média physique.</li> </ul>
<b>Câble téléphonique</b>	Elevé si passage de câble à réaliser	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Câble téléphonique public appartenant à France télécom.</li> <li>- Installation d'une ligne spécifique à proximité du compteur à réaliser.</li> <li>- Facturation à la durée de communication et temps d'établissement inutile de la communication de 30 secondes environ à chaque appel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Utilisation des câbles existants</li> <li>- Débit adapté au besoin</li> <li>- QoS garantie</li> <li>- Sécurité du média physique.</li> </ul>

Technologie réseau	Coût d'installation	Inconvénients	Avantages
<b>CPL bas débit</b>	Moyen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessite une bonne connaissance du réseau électrique</li> <li>- Nécessite la pose d'un équipement dans le poste de transformation MT/BT</li> <li>- Nécessite une bonne connaissance des risques électriques</li> <li>- Technologie sensible aux perturbations électromagnétiques.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Débit utile bien adapté au besoin</li> <li>- Facilité de configuration (dans le cas d'un réseau dynamique)</li> <li>- Evolutivité du réseau</li> <li>- Sécurité du média</li> <li>- Possibilité d'établir plusieurs VLAN sur le même réseau électrique</li> <li>- Contrôle complet de l'infrastructure par EDF ou la régie.</li> </ul>
<b>CPL Haut débit</b>	Elevé	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessite une bonne connaissance du réseau électrique</li> <li>- Manque de fiabilité en « Outdoor »</li> <li>- Nécessite une bonne connaissance des risques électriques</li> <li>- Technologie sensible aux perturbations électromagnétiques.</li> <li>- Débit surdimensionné pour le besoin</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Facilité de configuration (dans le cas d'un réseau dynamique)</li> <li>- Evolutivité du réseau</li> <li>- Sécurité du média</li> <li>- Possibilité d'établir plusieurs VLAN sur le même réseau électrique</li> <li>- Contrôle complet de l'infrastructure par EDF ou la régie.</li> </ul>
<b>Technologie s mobiles HSUPA, HSPDA, UMTS et EDGE</b>	Faible	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessite de passer par l'infrastructure d'un opérateur</li> <li>- Absence de contrôle du réseau de données par EDF ou la régie électrique.</li> <li>- Bande passante surdimensionnée pour le besoin</li> <li>- Paiement récurrent d'un abonnement à l'opérateur.</li> <li>- Couverture nationale partiel en fonction des opérateurs</li> <li>- Forts investissements à prévoir dans les infrastructures des opérateurs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Facturation au volume.</li> </ul>
<b>Technologie mobile GPRS</b>	Faible	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessite de passer par l'infrastructure d'un opérateur (à moins qu'EDF ou la Régie décide d'opérer une Gateway GPRS).</li> <li>- Absence de contrôle du réseau de données par EDF ou la régie électrique.</li> <li>- Bande passante surdimensionnée pour le besoin (au niveau du compteur)</li> <li>- Paiement récurrent d'un abonnement à l'opérateur, entraînant un coût d'exploitation prohibitif sur le parc complet de compteurs</li> <li>- Forts investissements à prévoir dans les infrastructures des opérateurs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Facturation au volume</li> <li>- Bonne couverture nationale par un opérateur en France (peut également être un inconvénient).</li> </ul>
<b>Technologie mobile GSM</b>	Faible	<ul style="list-style-type: none"> <li>- GSM-Data facturé à la durée, donc inconvénient identique au réseau RTC,</li> <li>- GSM-SMS peu souple pour la remontée de volume de données &gt; 160 octets.</li> <li>- Nécessite de passer par l'infrastructure d'un opérateur.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bonne couverture nationale par l'ensemble des opérateurs</li> <li>- Débit bien adapté au besoin dans le cas du GSM-Data.</li> </ul>

Au regard de ce comparatif, de l'architecture du réseau électrique, des coûts d'installation et des responsabilités des différents acteurs, les technologies suivantes peuvent représenter un optimum pour le réseau de collecte :

- La **technologie CPL bas débit** pour les zones denses, permettant la connexion d'un minimum de 50 compteurs sur un concentrateur CPL installé dans un poste HTA/BT ;
- La **technologie GPRS** pour les zones peu denses (couvertes par le réseau GPRS) pour lesquelles l'installation d'un concentrateur CPL s'avèrerait peu rentable ou pour lesquelles les distances entre les compteurs et le concentrateur nécessiteraient la mise en place d'une chaîne trop importante de répéteurs ;

- La technologie **RTC** pour les zones peu denses (non couvertes par le réseau GPRS) pour lesquelles l'installation d'un concentrateur CPL nécessiterait la mise en place d'une chaîne trop importante de répéteurs.

La mise en œuvre d'une technologie de type CPL bas débit nécessite la mise en œuvre d'un concentrateur CPL dans les postes HTA/BT, en aval du transformateur. En première analyse, il s'avère donc nécessaire de déployer environ 1 million d'équipements de ce type.

Pour ce concentrateur, il est souhaitable de s'appuyer sur une architecture matérielle et logicielle la plus ouverte possible.

Une plate-forme matérielle de type ordinateur industriel peut s'avérer particulièrement intéressante pour ce composant en regard de la pérennité et de l'ouverture demandée. Ce type de plate-forme permettra de s'adapter aux évolutions technologiques qui apparaîtront au niveau du réseau de transport des données dans le futur, ceci par le simple remplacement de la carte de communication. Cette ouverture doit également permettre de minimiser l'importance du choix technologique sur le réseau de transport sur la durée du projet.

Au **niveau du logiciel**, pour diminuer le coût d'acquisition du système, il peut être utile d'implémenter dans ce concentrateur un système d'exploitation sans coût de licence associé, de type Linux.

Au **niveau fonctionnel**, le concentrateur doit permettre :

- la télé-collecte journalière des compteurs ;
- la détection automatique de la typologie du réseau, afin de permettre un déploiement du parc de compteurs et de concentrateurs sans coordination préalable ;
- la transmission des ordres à la demande en provenance du système AMM vers les compteurs ;
- l'interface entre le réseau de collecte de données et le réseau de transport ;
- la mise à jour à distance du système d'exploitation et des applicatifs ;
- la compression des données pour limiter la bande passante utilisée, notamment en cas d'utilisation d'un réseau opéré sur la base d'une facturation au volume ;
- le cryptage des données, sur une technologie ouverte de type SSL, pour assurer la sécurité des échanges avec le système central ;
- la mémorisation des informations télé-relevées sur les compteurs sur une période suffisamment importante permettant de s'affranchir des pannes potentielles sur le réseau de transport des données.

### 3.5 Le réseau de transport des données

À l'instar du réseau de collecte de données, au regard des volumes de données à acheminer entre les concentrateurs et le système AMM (de l'ordre d'une quinzaine de méga-octets de données par mois et par concentrateur dans le scénario B présenté plus bas), les technologies réseaux envisageables pour le réseau de transport des données présentent à peu près les mêmes performances, à l'exception de la technologie CPL bas débit :

- les technologies de Courants Porteurs en Ligne (CPL) haut débit ;
- le Réseau Téléphonique Commuté (RTC) ;
- la fibre optique ;
- le câble Ethernet via ADSL ;
- le réseau câble TV ;
- les technologies de réseaux mobiles : GSM/GPRS, HSUPA, HSPA, EDGE, UMTS ;
- les technologies de réseaux radios : WiMAX, Wi-Fi ou Mesh.

Si l'on se réfère au tableau comparatif de ces technologies, présenté lors de l'analyse du réseau de collecte des données, trois alternatives semblent réalistes en fonction des contraintes d'installation, de planning, de performance et de coûts :

- la mise en place d'une infrastructure WAN spécifique ;

- l'utilisation du réseau téléphonique commuté ou du réseau ADSL ;
- l'utilisation du réseau mobile GPRS.

La mise en place d'une infrastructure WAN spécifique (sur la base, par exemple, du prolongement du réseau de fibre optique existant partiellement sur le réseau HTB) est une solution séduisante en termes de contrôle complet de l'infrastructure par le distributeur. Néanmoins, le déploiement d'une fibre optique généralisée à l'ensemble des postes HTA/BT représente, d'une part, un coût d'investissement très élevé et, d'autre part, une complexité supplémentaire pour le projet ; il s'avère en effet nécessaire de synchroniser le déploiement du parc de concentrateurs et le déploiement de la fibre sur une période relativement courte. Cette alternative n'est, de plus, envisageable que si la fibre est à l'avenir partagée par d'autres applications des distributeurs ou louée pour d'autres usages.

Les postes HTA/BT n'étant généralement pas raccordés au réseau téléphonique, l'utilisation du réseau commuté ou du réseau ADSL est à réserver aux postes HTA/BT qui ne seraient pas couverts par le réseau GPRS. Il est à noter que le problème de couverture GPRS devrait être de moindre importance sur le parc de concentrateurs que sur le parc de compteurs.

Pour ces raisons, il apparaît que le **réseau GPRS** pourrait être très adapté aux problématiques du réseau de transport pour le besoin de l'AMM.

### 3.6 Les technologies rencontrées lors du comparatif international

En conclusion de l'analyse des divers composants d'une infrastructure d'AMM, le tableau suivant décrit l'architecture macroscopique du déploiement des différents systèmes de télé-relève et de télégestion de parcs de compteurs évolués objets du comparatif :

	Volumétrie	Type de Fluide	Type de compteur	Partenaires compteurs	Concentrateur		Type de communication vers le SI	Middleware
					Mise en œuvre	Type de communication avec le compteur		
<b>Suède</b>								
<i>Vattenfall</i>	350-550 000	Elec.	Evolué	Telvent / Echelon Iskraemeco / VM-data	Oui	CPL	GPRS (une première expérimentation réalisée en RF 433 Mhz avec d'autres partenaires, n'a pas donnée satisfaction)	Pas de middleware a proprement parlé, mais intégration de la couche de gestion de réseau propriétaire d'Echelon (NES)
<i>E.ON</i>	760 000	Elec.	Evolué	TietoEnator / Telenor Cinclus ES Mätteknik / Echelon	Non Oui	Aucun CPL	GPRS GPRS	Aucun NES
<i>Fortum</i>	835 000	Elec.	Evolué	Telenor Cinclus	Non	Aucun	GPRS	Aucun
<b>Italie</b>								
<i>ENEL</i>	30 millions	Elec.	Evolué	Technologie Echelon/STm	Oui	CPL	GPRS	NES
<i>ACEA</i>	1,5 millions	Elec.	Evolué	Landys + Gyr	Oui	CPL	GPRS	Aucun
<b>Pays-Bas</b>								
<i>Nuon</i>	50 000	Elec. + Gaz	Evolué (Compteur gaz relié au compteur Elec., via interface M-Bus)	Elec. : Echelon/Iskraemeco/Enmet Gaz : Elster-Instromet/Actaris	Oui	CPL	GPRS	Netinium de Microtask
<i>Oxxio</i>	500 000	Elec.	Evolué	Wavecom/TMCNet	Non	Aucun	GPRS	Aucun
<b>Royaume-Uni</b>								
<i>Irlande du Nord</i>	4,5 millions	Elec.	Evolué	Compteur à prépaiement avec clavier et dans certains cas lecteurs de Smart Card.	Non	Aucun	Aucun	Aucun
<b>Californie</b>								
<i>Pacific Gaz &amp; Electric</i>	5,1 millions	Elec. + Gaz	Evolué Compteurs séparés	Elec. : DCSI Gaz : Hexagram	Oui	CPL (WACS Technology)	CDMA	TWACS Net Server
<i>San Diego Gas &amp; Electric</i>	1,4 millions	Elec. + Gaz	Evolué Compteurs séparés	TBD	Elec : Oui Gaz : Non	Elec : CPL Gaz : Aucun	RF propriétaire dans les deux cas	TBD
<b>Ontario</b>								
<i>Province de l'Ontario</i>	4,5 millions	Elec.	Evolué	ltron/Cannon/OZZ/Ner tec	Oui	CDMA	CDMA, RF	TBD

### 3.7 Conclusion de l'étude technique

Pour le réseau de collecte des données sur le parc de 30 millions de compteurs multi-fabricants, la technologie CPL bas débit se détache des autres, en combinaison :

- de la technologie GPRS pour les habitations isolées couvertes par cette technologie ;
- de la technologie RTC pour les habitations isolées non couvertes par le GPRS.

En termes de technologie CPL bas débit, l'utilisation d'une technologie non-propriétaire et maîtrisée par le distributeur EDF, type PLAN, avec quelques adaptations visant à faciliter la configuration automatique du réseau peut être appropriée. Le comparatif international confirme ces tendances.

Pour le réseau de transport des données, le réseau GPRS semble approprié. Ce choix se trouve également conforté par le tableau précédent. Cependant, ceci implique un fort partenariat avec un ou plusieurs opérateurs du marché.

En amont du réseau de transport des données, la mise en place d'une architecture de système d'information orientée services, basée sur un gestionnaire d'évènements permettant de réaliser l'interface entre les équipements du terrain et le système AMM est indispensable. Ce « *middleware* » a pour fonctions principales :

- le filtrage et la collecte des informations du terrain ;
- l'analyse des données collectées et la correction éventuelle de ces dernières ;
- la génération d'évènements en résultat de l'analyse de ces données ;
- la mise en forme des données collectées sous un format d'échange standard (type XML) ;
- le routage vers le système de gestion de l'infrastructure.

## 4. Étude économique visant à évaluer les conditions d'une migration du parc actuel de compteurs d'électricité basse tension

L'étude financière sur l'évaluation des conditions d'une migration du parc actuel de compteurs d'électricité basse tension en France est articulée autour de 3 scénarios construits autour d'un objectif de déploiement d'un système généralisé de comptage avancé en France :

- le scénario « *Business as Usual* », servant de référence pour le calcul des écarts de coûts et bénéfiques ;
- un scénario A « *Index télé-relevés* » ;
- un scénario B « *Courbes de charge* » ;
- un scénario C « *Courbes de charge fines et services avancés* ».

Les scénarios A, B et C comprennent tous la fonctionnalité de télégestion (AMM).

### 4.1 Les objectifs recherchés par le déploiement d'un système de comptage évolué

#### 4.1.1 Améliorer les conditions de fonctionnement du marché de l'électricité, en particulier dans l'intérêt des consommateurs

Les objectifs du déploiement d'un système de comptage évolué portent, principalement, sur l'amélioration du fonctionnement du marché de l'électricité, dans l'intérêt du consommateur. Ceci trouve une traduction naturelle dans les vertus de ces systèmes, et plus particulièrement :

- l'information des clients sur leur consommation (adéquation avec les offres) ;
- la fréquence et la qualité de la facturation (données réelles) ;
- l'accès aux données du comptage par les acteurs sans dérangement pour le client (GRD, fournisseur, utilisateur ou mandataires) ;
- l'apparition de nouvelles offres de fourniture et de services ;
- la fluidité, la rapidité et la fiabilité des processus du marché (index réel pour changement de fournisseur, la résiliation et la mise en service ; télé-opération du compteur pour la mise en service, la résiliation et le changement d'offre) ;
- la résorption des aléas du mécanisme de reconstitution des flux (fiabilisation et systématisation du relevé, évaluation des pertes par calcul, plus grand nombre de courbes de charge exploitables pour la définition des profils voire abaissement progressif du seuil de profilage).

#### 4.1.2 Minimiser les coûts des gestionnaires de réseaux, tout en maintenant la qualité de fourniture et le niveau de service

Les bénéfices fonctionnels obtenus par le déploiement d'un système de comptage évolué (cf. ci-dessus) s'ajoutent à ceux qui sont liés aux objectifs d'amélioration de l'efficacité du gestionnaire de réseau. Cela concerne en particulier les coûts de relevé (planification de tournées, déplacements vains, partage des coûts du relevé des compteurs de gaz), les coûts des interventions particulières (coupure, rétablissement, remise en service, résiliation, changement de puissance souscrite, reparamétrage ou reprogrammation du compteur), le coût du changement de fournisseur pour le gestionnaire de réseau, le coût de la fraude, les coûts de traitement des réclamations relatives à la facturation (contestation d'estimation), le suivi de la qualité de fourniture, la non-réquisition de la présence du client pour les opérations simples.

On peut également ajouter la maîtrise de la demande en énergie (via l'information du consommateur et l'introduction de nouvelles offres horo-différenciées) et la facilitation de l'insertion de la micro-génération.

## 4.2 Les scénarios étudiés

Le **scénario Business As Usual** (BAU) voit la poursuite de la pose des « *compteurs bleus électroniques* » relevés manuellement, ainsi que des gains de productivité spécifiques qui ne s'appliqueraient pas aux scénarios A, B et C (poursuite du développement du télé-report). Les fonctionnalités des « *compteurs bleus électroniques* » (dont le déploiement se poursuivrait au rythme actuel de leur pose) sont les suivantes :

- gèrent 1, 2 ou 6 index pour 1 fournisseur (plus exactement pour le signal tarifaire d'un fournisseur) ;
- disposent de 2 relais pour commander l'alimentation d'équipements électriques à partir du signal tarifaire ;
- disposent d'une sortie de données en flux continu (toutes les secondes– sortie Télé-Information Client) ;
- disposent d'une entrée-sortie Euridis.

Les **trois scénarios A, B et C** permettent la télérelève automatisée ou à la demande, ainsi que l'ouverture, la coupure et la limitation de puissance à distance : ils minimisent les coûts d'exploitation du réseau en améliorant le niveau de service.

En outre les trois scénarios s'affranchissent du signal tarifaire. Le système de comptage permet de gérer n'importe quel type de tarification et horaires, selon les besoins du fournisseur retenu par le client. Les offres, le fonctionnement et la fluidité du marché en sont améliorés dans l'intérêt des consommateurs.

Pour le reste, les trois scénarios ont été construits de façon à contraster les fonctionnalités qui pourraient être requises.

Le **scénario A** prévoit la relève des index de façon mensuelle. Les caractéristiques sont les suivantes :

- N index pour X fournisseurs ;
- relève 1 fois par mois ;
- relève à la demande, coupure, autorisation de réalimentation, limitation de puissance ;
- abandon du signal tarifaire ;
- agendas propre au fournisseur ;
- 1 relais électromécanique commandé par le calendrier tarifaire ;
- 1 sortie de données vers des appareils (Chauffage, ECS, machines à laver) ;
- 1 sortie de la mesure à flux continu 1 seconde.

Le **scénario B** gère des courbes de charge au pas horaire relevées mensuellement. Il gère également le pré-paiement de façon simplifiée. Il permet ainsi une créativité tarifaire supplémentaire.

Les caractéristiques sont les suivantes (en plus du scénario A) :

- courbes de charge ½ heure ou 1 heure ;
- mesure de la Pmax ;
- mesure des interruptions ;
- 1 sortie vers un terminal déporté ;
- pré-paiement sans interface client, via centre d'appel téléphonique ou Internet ;
- mise à disposition du client sous format électronique des données brutes remontées du compteur (fournisseur) dans la semaine qui suit la relève.

Il ouvre également la voie à la création de services (maîtrise de la demande d'énergie (MDE), optimisation de l'offre), du fait de la mesure d'une courbe de charge. Ces courbes de charge sont mises à disposition des fournisseurs ou de tous autres tiers mandatés par les clients. Une interface permet de disposer éventuellement dans le lieu de vie d'un affichage déporté (non fourni). Le fournisseur peut proposer cet

afficheur au titre de ses offres, ou il peut être acquis directement par le client dans le commerce. L'affichage dans le lieu de vie est décrit dans toutes les études comme un élément clé de maîtrise de la consommation.

Le **scénario C** inclut des courbes plus fines relevées hebdomadairement, voire quotidiennement sur demande.

Les caractéristiques sont les suivantes (en plus du scénario B) :

- courbes de charge 5 minutes ou 10 minutes ;
- relève 1 fois par semaine, voire 1 fois par jour si un service client en dépend ;
- 3 relais électromécaniques commandés par le calendrier tarifaire ;
- 1 sortie vers un terminal déporté avec des comparaisons ;
- 2 interfaces vers les compteurs gaz, eau ;
- pré-paiement *via* interface pour un terminal client (carte ou autre) ;
- mise à disposition du client sous format électronique des données brutes remontées du compteur (fournisseur) le jour qui suit la relève.

Le scénario C rend possible le foisonnement d'offres autour de l'usage électrique, à l'initiative des fournisseurs et d'autres acteurs (fabricants de matériels, de logiciels, *etc.*). La finesse du pas de mesure, les sorties vers des compteurs additionnels, la possibilité de relève quotidienne, la mise à disposition du client ou de tiers mandatés des informations dès le lendemain permettent la commercialisation en masse de services qui nécessitent aujourd'hui des bases de communication ADSL et des modules de mesure coûteux. Le pré-paiement peut se faire sur un terminal à clavier ou à carte, proposé par le fournisseur et lui permettant de différencier ses offres.

Les interfaces entrantes et sortantes sont plus nombreuses (données, appareils). Le scénario C laisse enfin la possibilité de mutualiser la relève du comptage gaz ou eau sur la même plate-forme de comptage.

## 4.3 L'évaluation des coûts et bénéfices attendus

### 4.3.1 Approche retenue

L'approche consiste à présenter un par un les principaux postes de coûts et bénéfices du cas financier, avec leurs résultats et les hypothèses retenues pour leur valorisation.

#### 4.3.1.1 Une analyse orientée « structure de coûts »

##### 4.3.1.1.1 Les coûts et bénéfices pris en compte

Les coûts et bénéfices investigués concernent la production, la distribution, la fourniture et les clients.

Les coûts et bénéfices évalués sont résumés dans le tableau suivant :

		Production	Distribution	Fourniture	Clients
Coûts	Investissements	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Compteurs</b> (matériel, installation et assistance client)</li> <li>• <b>Concentrateurs</b> (matériel et installation)</li> <li>• <b>SI comptage</b></li> </ul>	—	—
	Coûts échoués	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compteurs remplacés (matériel et installation)</li> </ul>	—	—
	Coûts de fonctionnement	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Maintenance</b> des compteurs, des concentrateurs et du SI comptage</li> <li>• <b>Télécommunications</b></li> <li>• <b>Exploitation du SI comptage</b></li> </ul>	—	—
Bénéfices	Investissements évités	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyens de production de pointe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Optimisation du réseau</li> <li>• Compteurs à prépaiement</li> </ul>	—	—
	Bénéfices de fonctionnement	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emissions de CO<sub>2</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Relève bisannuelle</li> <li>• Interventions particulières</li> <li>• Pannes et remises en service</li> <li>• Mise en place de SME/SMI</li> <li>• Pertes non techniques réduites</li> <li>• Pertes techniques</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Service client (relève, interventions particulières, pannes)</li> <li>• Pertes non techniques facturées</li> <li>• Lissage du <i>sourcing</i> de la pointe</li> <li>• Réduction des impayés (prépaiement)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Changement de fournisseur plus facile</li> <li>• Présence du client non requise</li> <li>• Maîtrise des consommations</li> </ul>
	Gains du scénario « <i>Business as usual</i> » défalqués	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il est tenu compte des gains d'efficacité du scénario <i>BAU</i> (extension naturelle du télé-report, etc.)</li> </ul>	—	—

Sur le périmètre Clients ont été évalués les impacts qui ont semblé quantifiables et/ou importants :

- en particulier pour les gains concernant la maîtrise de l'usage de l'électricité, on a considéré en première approche que le gain lié à l'économie en volume leur serait acquis en valeur ;
- il convient de garder à l'esprit qu'une partie des gains en valeur des clients pourront être captés par le fournisseur au titre de la mise en place des nouvelles offres tarifaires ou de nouvelles offres de services (liées à l'énergie, à la MDE, etc.)

Sur le périmètre Production, Distribution, Fourniture :

- l'analyse économique évalue les impacts positifs et négatifs (coûts et bénéfices) **du côté des emplois** ;
- l'étude ne préjuge pas de l'évolution **du côté des ressources** (évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité – le TURPE – et des prestations catalogue, évolution des tarifs, commercialisation de nouvelles offres) ;
- sur ce périmètre, l'étude évalue donc la **capacité du comptage avancé à se financer sur la seule réduction des coûts** du marché de l'électricité.

L'étude s'est attachée à prendre en compte de façon exhaustive les coûts et bénéfices significatifs uniquement pour la Distribution.

#### 4.3.1.1.2 Deux durées de déploiement

A été écartée la possibilité de déploiements différenciés sur le territoire français par segments de clientèles et/ou de matériels. D'une part les gains d'échelle n'ont pas semblé possibles et, d'autre part, il n'a pas paru

envisageable que des segments de clientèle se voient exclues d'office de l'accès à certaines offres au motif que leur compteur ne le permet pas.

L'analyse économique a donc évalué deux scénarios de déploiement en 5 ans et en 10 ans, sur l'ensemble du territoire mais en « *taches de léopard* », de façon à permettre la capture progressive des gains aux niveaux locaux, régionaux et nationaux.

#### **4.3.1.2 Les sources**

Il a été, systématiquement, appliqué un principe de prudence dans la construction des hypothèses nécessaires à l'évaluation des données indisponibles :

- à chaque fois que cela était possible ont été d'utilisées des données issues d'expériences à l'étranger, recensées au sein du *Comparatif international des systèmes de télérelève* effectué lors de la première phase du projet, ou provenant de sources internes à Capgemini ;
- Capgemini a veillé à la bonne adaptation de ces données au marché français, notamment en les soumettant à la discussion avec la CRE.

Capgemini a d'abord élaboré un référentiel des coûts de la Distribution sur la base de sources publiques (Documents de référence 2005 d'EDF et Gaz de France). Les volumes et coûts unitaires des interventions sur les branchements et des prestations de centre d'appel téléphonique ont été évalués sur la base de productivités estimées par Capgemini, puis réajustées en vérifiant la cohérence d'ensemble.

La CRE a transmis ce référentiel pour compléments / corrections au distributeur EDF qui a validé les grandes lignes des estimations.

Les ordres de grandeurs ont semblé *a priori* corrects au vu des coûts catalogue des prestations, du comparatif international, et des expertises de la CRE et de Capgemini.

#### **4.3.1.3 La méthodologie retenue pour la construction du cas financier**

Dans un premier temps, il a été procédé à l'évaluation des coûts et bénéfices en année pleine, c'est-à-dire en considérant la migration du parc totalement effectuée, pour chacun des trois scénarios A, B et C, en prenant en compte les différences de fonctionnalités présentes au sein de chaque scénario (*cf.* plus haut). Les investissements, coûts et bénéfices sont évalués par écart avec le scénario *Business As Usual*.

Dans un second temps, les chroniques annuelles d'investissements ont été construites, de coûts et de bénéfices, en évaluant la proportion des valeurs en années pleines applicables à l'année en cours.

Deux hypothèses de déploiement en 5 ans et en 10 ans ont été évaluées.

Enfin, les Valeurs Actualisées Nettes (VAN) et les Taux de Rendement Interne (TRI) ont été calculés pour les trois scénarios A, B, C par écart avec le scénario *Business as Usual*.

### **4.3.2 Hypothèses financières**

#### **4.3.2.1 Le taux d'actualisation**

Le taux d'actualisation retenu pour les acteurs professionnels est un Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) réel avant impôts.

Les taux applicables à RTE et à ERD sont les taux du second TURPE (7,25 %, CMPC nominal avant IS) convertis en taux réel avant Impôt sur les Sociétés (IS) : 5,25 %.

Pour les catégories « *Production* » et « *Fourniture* », après examen de comparables cotés en Europe et de la situation en France, nous avons retenu un taux réel avant IS unique de 9 %.

Pour les consommateurs, nous avons retenu comme taux d'actualisation, le taux du livret A : 2,75 % (taux en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2006).

#### **4.3.2.2 Les durées de vie**

On a supposé identiques la durée de vie réelle et la durée d'amortissement pour les nouveaux compteurs avancés.

Nature de l'hypothèse retenue	Déploiement : 5 ans	Déploiement : 10 ans
Durée de vie des compteurs	15 ans	15 ans
Durée de vie des concentrateurs	10 ans	10 ans
Durée de vie du SI Comptage	10 ans	10 ans
Durée de mise en place du SI Comptage	2 ans	4 ans
Durée étudiée pour le cas financier	Flux sur la Durée de vie des compteurs jusqu'à la fin de vie des derniers compteurs installés (2029)	Flux sur la Durée de vie des compteurs jusqu'à la fin de vie des derniers compteurs installés (2034)

#### 4.3.2.3 Les facteurs d'évolution des flux

L'évaluation des flux d'une année x est modulée à partir des flux financiers établis en année pleine par des coefficients adaptés selon la nature du flux :

- le coefficient de mise en œuvre du projet (par exemple : de 10 % à 100 % dans le cas du déploiement en 10 ans, 100 % ensuite jusqu'au début de la fin de vie progressive du parc caractérisée par 0 % en 2034) ;
- des facteurs correctifs permettant de prendre en compte les évolutions naturelles du parc de compteurs ou de la consommation d'électricité selon le choix le plus adapté.

#### 4.3.2.4 Les taux de change

Par souci de comparabilité des différents projets étrangers avec le projet français, nous avons pris les hypothèses de taux de change suivantes :

- Euro/dollar américain : parité de 1,3 pour la valorisation des différents coûts (valorisation actuelle des coûts), parité de 1 pour 1 pour la valorisation des différents bénéfices (bénéfices réalisés sur des investissements datant de l'époque où le dollar était plus fort que l'euro) ;
- Euro/dollar canadien : parité de 1,54 pour la valorisation des différents coûts (valorisation actuelle des coûts) ;
- Euro/livre sterling : parité de 0,66 pour la valorisation des différents coûts (valorisation actuelle des coûts).

#### 4.3.2.5 Les investissements

Les investissements utilisés dans le modèle financier sont des estimations fondées sur les prix de marché actuels, ajustés d'économies d'échelles jugées réalistes dans le cadre d'un déploiement tel qu'envisagé en France. Ce déploiement prévoit la transformation du parc de compteurs dans son intégralité, de façon à éviter la gestion de parcs hétérogènes et la discrimination dans l'accès des clients aux services (même compteur, mêmes offres proposées par les commercialisateurs).

##### 4.3.2.5.1 Les compteurs

###### Matériel

Sur la base de 33,4 millions de nouveaux compteurs, les prix unitaires ont été évalués comme suit :

- **compteurs à index télérelevés** (scénario A) : compteurs comparables aux compteurs électroniques actuellement disponibles sur le marché, dotés d'interfaces communicantes représentant un léger surcoût.
- **compteurs à courbe de charge** (scénario B) : nous avons retenu un prix légèrement supérieur à celui du scénario A, après consultation de fabricants majeurs du marché.
- **Pour les compteurs les plus évolués** (scénario C), nous avons majoré de 20 % le prix du compteur retenu pour le scénario B afin de refléter la fonctionnalité de courbe de charge plus fine, la mémoire accrue et les interfaces plus nombreuses.

## **Installation**

Nous avons pris en compte une approche différenciée par zones denses et peu denses, en prenant en compte des pertes de productivité dues à l'absence de clients.

Nous n'avons pas retenu de différence significative de temps d'installation du fait du type de compteur (scénarios A, B, C).

## **Appels au service client**

Pour la prise de rendez-vous, on suppose l'utilisation de moyens de marketing à distance (communication de masse et mailings ciblés avec proposition de rendez-vous par défaut) et que seulement une partie des prises de rendez-vous pour des installations donnent lieu à un appel téléphonique. En outre, nous estimons qu'une part des clients éprouvera la nécessité d'appeler suite à l'installation du nouveau compteur, en fonction croissante de sa complexité.

Nous n'avons de retour d'expérience ni sur les moyens nécessaires à des prises de rendez-vous efficaces ni sur leurs coûts associés. L'opérateur canadien *Hydro One* a constaté qu'un tiers des clients appellent juste après l'installation du nouveau compteur – Les clients disposent pourtant d'un mode d'emploi et d'une fiche pédagogique laissés sur place.

### **4.3.2.5.2 Les concentrateurs**

#### **Matériel**

Pour évaluer le nombre de concentrateurs requis, nous avons considéré une volumétrie à deux niveaux pour prendre en compte les zones rurales à densité réduite du territoire français. Ces zones ont été estimées à une part du territoire. Pour ces zones, nous avons opté pour un rapport plus faible de compteurs pour un concentrateur.

Les différences de coût selon les solutions de communication ou les fonctionnalités (scénarios A, B et C) retenues sont négligées devant le coût total.

#### **Installation**

Pour évaluer les coûts d'installation, nous avons dû raisonner à deux niveaux pour prendre en compte les zones rurales à densité réduite du territoire français (« zones peu denses »).

Pour les zones peu denses, le rythme d'installation est pris plus faible que pour les zones denses. Nous prenons en compte le fait qu'il faut une équipe composée d'un installateur et d'un agent du distributeur pour consigner le poste HTA/BT.

### **4.3.2.5.3 Le système d'information : Comptage**

Nous prenons en compte un coût unitaire de licence de SI (par compteur) croissant du scénario A au scénario C, un coût d'intégration et d'interfaçage du SI comptage avec les applications du GRD, un coût de stockage des données (sur la base d'un volume annuel de données collectées et stockées).

Le coût de stockage des données est faible devant les autres coûts du système, même dans le cas du scénario à courbe de charge par pas de 5 minutes à 10 minutes.

### **4.3.2.5.4 Le système d'information : Chaînes de traitements**

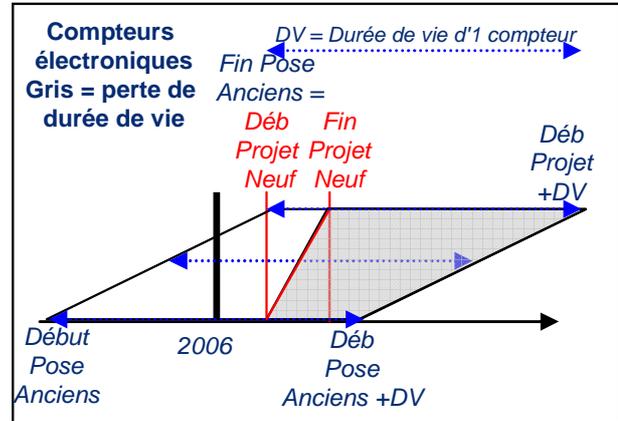
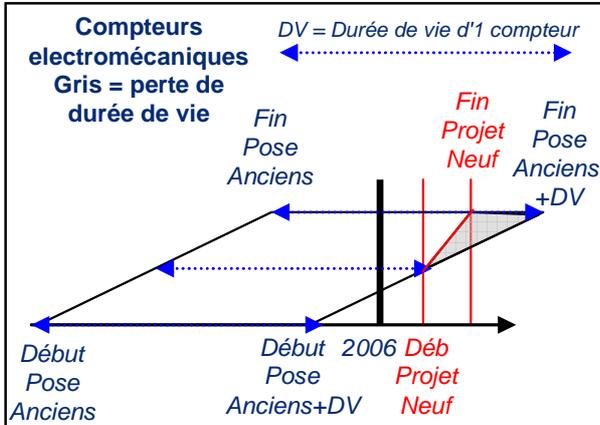
Il a semblé aléatoire d'évaluer les impacts sur les autres systèmes d'information que celui propre au comptage (SI Client, SI facturation par exemple), du fait que ces systèmes subissent par ailleurs des évolutions fonctionnelles et applicatives indépendamment du projet. Ces coûts ont donc été laissés hors périmètre.

### **4.3.2.5.5 Les coûts échoués**

Les coûts échoués pris en compte pour le modèle financier correspondent au parc de compteurs électromécaniques et électroniques non-amortis (coût matériel + coût d'installation) au moment de leur remplacement. Nous avons considéré que les compteurs électroniques continuaient à être installés jusqu'au démarrage du projet en 2010.

Les durées d'amortissement ont été prises égales à 30 ans pour les compteurs électromécaniques comme pour les compteurs électroniques. Les anciens compteurs sont supposés avoir été posés à un rythme constant (début de pose, fin de pose). Le parallélogramme représente la mise en place du parc ancien avec sa durée de vie.

La perte d'amortissement correspond à la zone grisée des compteurs changés prématurément avant leur fin de vie théorique.



#### 4.3.2.6 Les coûts de fonctionnement (Operations & Maintenance costs)

##### 4.3.2.6.1 Solutions de communication retenues

Pour le transfert des données entre compteurs et concentrateurs, le CPL a été retenu comme la solution de communication de masse sur la totalité (ou quasi-totalité) du territoire français. Les cas locaux particuliers n'ont pas été étudiés.

Pour le transfert des données entre concentrateurs et le SI central, trois cas sont étudiés : le GPRS, le téléphone (RTC) et un WAN propre au GRD. Nous avons écarté la possibilité de faire coexister des solutions différentes en fonction de zones sur le territoire, susceptibles d'apporter un surcroît de complexité (dédoublage de matériels, de logiciels et de SI).

##### 4.3.2.6.2 Les compteurs

###### Communication

On considère un coût nul pour les échanges CPL entre les compteurs et les concentrateurs.

###### Maintenance

On ne considère pas de surcoût de maintenance par rapport aux compteurs classiques. La maintenance annuelle s'effectue usuellement par le remplacement de la faible part des compteurs qui tombent en panne chaque année. Nous considérons ici qu'elle est déjà prise en compte financièrement par le choix d'une durée de vie courte (15 ans).

##### 4.3.2.6.3 Les concentrateurs

###### Communication

**GPRS** : Nous considérons que la volumétrie de données engendrée par les différents scénarios n'engendrerait qu'une différence de prix minimale de l'abonnement.

**Téléphone (RTC)** : Le coût retenu prend en compte un abonnement mensuel, mais aussi des coûts initiaux d'installation d'une ligne téléphonique dans tout ou partie des concentrateurs non-équipés.

Les coûts de RTC semblent donc du même ordre que ceux de la solution GPRS, voire légèrement supérieurs.

**WAN sur fibre optique** : les coûts d'installation de fibre optique sur le réseau de distribution sont apparus comme délicats à chiffrer (nombre de km dans un réseau en arborescence, prix unitaire par km). Il est en tout état de cause élevé.

Le coût de la fibre optique n'est amorti qu'en établissant un modèle d'affaires permettant d'amortir l'infrastructure avec le transport pour compte de tiers de données autres que les données de comptage (données pour tiers, Internet, voix, images, services, etc.). D'une part, ce type de modèle dépasse largement celui du comptage étudié ici. D'autre part, il n'est pas encore arrivé à maturité. Enfin, il peut se développer ultérieurement de façon complémentaire au projet de comptage avancé *via* GPRS ou téléphone.

Le modèle financier est donc fondé sur l'utilisation de la solution GPRS, en gardant à l'esprit qu'elle est *a priori* du même ordre de grandeur financier que la solution de téléphonie fixe.

Il faut néanmoins noter qu'une baisse des coûts à un horizon plus ou moins proche de la part des opérateurs de téléphonie fixe n'est pas à exclure.

### **Maintenance**

Le coût annuel de maintenance des concentrateurs comprend une part Constructeur et une part Distributeur à rapporter au coût du matériel (une visite périodique de maintenance), le tout consistant à conserver une durée de vie de 10 ans.

#### **4.3.2.6.4 Le Système d'Information Comptage**

### **Maintenance**

Pour des systèmes de taille usuelle, les coûts de maintenance standard du SI comptage représentent classiquement une part du coût des licences. Compte tenu de la taille du projet, nous avons préféré une approche évaluant la taille de l'équipe qui devrait être dédiée à plein temps au Maintien en Condition Opérationnelle (MCO) du système.

### **Opérations**

Pour assurer le fonctionnement des opérations sur le SI Comptage, nous avons tablé sur une architecture constituée d'un centre national et de quelques centres régionaux, identique pour chacun des trois scénarios. Pour le dimensionnement de ces centres, nous avons considéré le scénario B comme référence, avec une équipe d'agents d'exploitation fonctionnant en 3-8, accompagné d'une équipe support dédiée.

Pour le scénario A, le système fonctionne également par relèves mensuelles, mais n'opère pas de prépaiement et les informations ne comportent que des index. Une part de la charge de pilotage du système a donc été déduite.

Pour le scénario C, les relèves sont plus fréquentes avec des données plus volumineuses ; il a donc été ajouté une part de charge de pilotage du système.

### **4.3.3 Les bénéfices attendus**

#### **4.3.3.1 Changement de fournisseur et amélioration de la concurrence**

La mise en place du système de comptage avancé permet de changer facilement de fournisseur (connexion/déconnexion à distance, horaires et tarifs indépendants du signal tarifaire), tout en permettant au fournisseur de mieux segmenter son marché et de faire des offres plus affûtées (scénario à courbes de charges fines).

On peut estimer que, à chaque changement de fournisseur, un client peut espérer une baisse de prix qui motivera ce mouvement.

On prend comme hypothèse qu'une partie de ces gains seront acquis grâce à la souplesse offerte par la nouvelle infrastructure de comptage.

Le gain en année pleine est considéré comme acquis au bout de 10 ans

#### **4.3.3.2 Le relève à distance**

- **Gains sur les coûts terrain**

Les trois scénarios permettent la relève à distance, diminuant grandement les coûts liés à ce type d'opération.

*N.B. : la disparition de la relève manuelle mutualisée entraînera mécaniquement un surcoût pour le distributeur de gaz français.*

- **Gains sur les appels au service client**

Grâce à la relève à distance, nous tablons sur une diminution des appels au service client ayant pour objet la relève des données de comptage (prise de rendez-vous, réclamations sur les estimations et index, etc.).

Toutefois, nous avons supposé que les courbes de charge détaillées dans les scénarios B et C susciteront davantage d'appels clients, donc moins de gains.

#### 4.3.3.3 Les interventions particulières – hors pannes

Les interventions particulières comprennent toutes les opérations hors pannes et relèves régulières (ouvertures et clôtures de comptes, changements de puissance souscrite, etc.).

- **Gains sur les coûts terrain**

Les trois scénarios permettant la relève à distance, nous supposons à chaque fois un gain significatif des coûts liés à ce type d'opération.

- **Gains sur les appels au service client**

Grâce aux ouvertures / clôtures de comptes à distance, nous tablons sur une diminution des appels au service client ayant pour objet l'ouverture / la clôture d'un compte.

Ce gain est diminué pour les scénarios B et C, par rapport au scénario A, afin de prendre en compte la richesse et la complexité des fonctionnalités rendues disponibles pour le client.

#### 4.3.3.4 Les pannes et remises en service

Les compteurs comportent un dispositif de détection des pannes pour les trois scénarios. Les compteurs des scénarios B et C sont dotés d'une fonctionnalité d'enregistrement des interruptions de fourniture.

- **Gains sur les coûts terrain**

Nous avons considéré que les dispositifs de détection des pannes et d'enregistrement des interruptions de fourniture évitent une partie des interventions sur le terrain lorsque la panne n'est pas liée au système de comptage (le problème nécessitant l'intervention d'un électricien).

En outre, les origines des pannes sont également mieux cernées, les interventions terrain sont mieux ciblées ou accélérées.

- **Gains sur les appels au service client**

Par prudence, nous n'avons pas évalué de gain sur les appels au service client pour le cas de pannes car deux effets se contrebalancent : d'un côté, il y aura potentiellement moins de rappels et le système d'auto-diagnostic du compteur permettra de prévenir certains appels. De l'autre, il y aura vraisemblablement davantage de temps passé à établir un diagnostic en ligne.

#### 4.3.3.5 Service de Maintenance d'Energie (SME), Service Minimum (SMI) et déconnexions pour impayés

Les trois scénarios permettent la limitation de puissance ainsi que la (dé-) connexion du compteur à distance. Nous avons estimé que le gain sur ces interventions serait significatif.

#### 4.3.3.6 La présence du client requise pendant les opérations

Les opérations à distance pour la relève, les ouvertures / clôtures et la limitation de puissance permettent de libérer le client d'une contrainte de présence à son domicile pendant les heures ouvrables. Nous avons voulu valoriser cette libération de contrainte, en prenant si possible des hypothèses conservatrices.

#### 4.3.3.7 *Les pertes non techniques – gain pour le distributeur*

Les pertes non techniques (PNT) comprennent les pertes de précision, les défaillances, la fraude, les consommations inter-occupant.

Nous considérons que les trois scénarios permettent les mêmes gains de PNT. Le distributeur évite en effet les charges d'achats des pertes constatées, évaluées au coût du *sourcing* du kWh.

Un gain supérieur pourrait être acquis en équipant tous les postes de transformation avec un compteur de puissance. Cela permettrait de mieux localiser les fraudes et pertes non techniques, en identifiant l'écart entre la puissance mesurée au niveau du transformateur et la puissance mesurée par les compteurs individuels. Cette hypothèse n'a pas été retenue ici.

#### 4.3.3.8 *Les pertes non techniques – gain pour les fournisseurs*

Le fournisseur facture à ses clients ce qui auparavant était une perte et n'était pas identifiée. Il récupère ainsi une marge (Coût de vente client HT -coût de distribution -coût de production).

#### 4.3.3.9 *Les pertes techniques réseau*

La meilleure connaissance des courbes de charge locales permet de mieux configurer le réseau et, partant, de diminuer les pertes techniques. Le premier scénario ne permet pas ce type de gain.

#### 4.3.3.10 *Les investissements annuels dans le réseau de distribution*

La meilleure connaissance des courbes de charge locales permet de mieux configurer le réseau et de diminuer légèrement le facteur de surdimensionnement des installations. Le premier scénario ne permet pas ce type de gain. Les deux autres scénarios permettent des gains équivalents.

#### 4.3.3.11 *La reconstitution des flux*

- ***Distributeur et Fournisseurs***

##### ***Côté Distributeur : bénéfice non significatif***

En France, les écarts spatiaux bénéficient d'un très bon taux de calage, il y a donc peu de marge de gain dans la reconstitution des flux. De plus, des gains sur la réconciliation spatiale seraient probablement diminués par une dé-mutualisation des bénéfices et la prévisibilité du profilage. En outre, la base de coûts est non significative, l'équipe chargée du calage étant constituée d'environ une dizaine de personnes.

##### ***Côté Fournisseurs (hors fournisseur historique) : bénéfice non significatif***

Le comptage évolué aura pour bénéfice de facturer plus équitablement chaque fournisseur par le réseau de distribution et d'améliorer la qualité des données de relève. Cependant, la somme des écarts étant faible, le gain global est négligeable. La transmission plus fréquente d'index réels pourrait améliorer la réconciliation temporelle, mais ne porte que sur un résidu négligeable. On ne considère donc pas ici de gains significatifs sur les coûts d'écarts pour la reconstitution des flux.

- ***Clients***

Le TURPE fixe une redevance de profilage à 1,2 euros par an et par utilisateur non équipé d'un compteur à courbe de charge. Cette redevance pourrait être évitée aux clients dans les deux scénarios à courbe de charge (B et C). Les gains sont jugés non significatifs.

Néanmoins on n'envisage pas dans un premier temps de suppression du profilage. En l'absence de visibilité, on ne prend pas en considération cette baisse possible de coût pour le client final.

#### 4.3.3.12 *Les bénéfices du pré-paiement*

Deux types de gains sont à prendre en compte au titre du pré-paiement, par rapport au scénario *Business As Usual* :

- les coûts de bascule du client vers le comptage prépayé : les coûts de matériel et d'installation de compteurs spécifiques sont évités, grâce aux compteurs évolués des scénarios B et C qui sont dotés des fonctionnalités de pré-paiement ;
- la réduction du taux d'impayés par an, qui sont des gains dont bénéficient les fournisseurs. Cette réduction dépendra du taux de pénétration du pré-paiement.

#### *Estimation du marché potentiel pour le pré-paiement*

Le marché potentiellement concerné par le pré-paiement est constitué des populations financièrement fragiles, des étudiants, des résidences secondaires et des locations de loisirs. L'estimation conservatrice retenue ne prend pas en compte les locations de loisir.

#### *Évolution du pré-paiement sans comptage évolué*

L'estimation d'un taux de pénétration de compteurs prépayés repose sur une analyse de l'évolution du parc de compteurs prépayés de 2010 à 2020.

#### *Évolution du pré-paiement avec comptage évolué*

Le scénario B permet une grande pénétration du pré-paiement de son marché potentiel par rapport au scénario A (il suffit de basculer à distance le compteur). Le scénario C permet une distribution accrue des offres de pré-paiement, d'où un taux de pénétration supérieur.

### **4.3.3.13 La diminution de la consommation électrique résidentielle**

Nous adoptons ici une approche *Top-down* partant des gisements possibles et du contexte de marché, puis une approche *Bottom-up* chiffrant certains des bénéfices.

#### **Approche Top-Down**

Pour apprécier ce poste, il convient d'avoir à l'esprit que le parc de compteurs avancés sera en pleine utilisation dans les années 2020-2025, dans un contexte de marché de l'électricité différent de celui qui prévaut aujourd'hui.

Avec une bonne vraisemblance, la MDE constituera un élément important de stabilité des marchés électriques et de protection des consommateurs ; elle sera puissamment à l'ordre du jour sous l'effet de plusieurs facteurs :

- fortes nécessités d'investissements mises en évidence par la programmation pluriannuelle des investissements à ces horizons (PPI 2006) ;
- fortes contraintes sur les moyens de production fossile émettant du CO<sub>2</sub>, sous forme d'allocations, de taxe carbone ou de décisions politiques (inquiétude grandissante sur l'évolution du climat – contrainte croissante progressivement à partir d'aujourd'hui) ;
- apparition à cet horizon des possibles difficultés de l'offre pétrolière à répondre à la demande notamment des transports (source : compagnies pétrolières – maximum de production au plus tôt vers 2025, mais écart par rapport à la dynamique de demande avant même cette date). Report possible et progressif sur l'électricité de la demande issue des transports ;
- nucléaire en cours de renforcement, mais investissements lourds devant peut-être supporter une demande issue des transports (après 2020) en plus de la demande classique.

La contrainte sur les usages et le marché de l'électricité semble donc justifier des efforts de MDE dans le secteur résidentiel-tertiaire à l'horizon 2010-2025.

On prend également en compte le gisement d'économies d'électricité avec les meilleures techniques disponibles, ainsi que l'objectif européen de réduction de l'intensité énergétique.

Dans ce contexte, on évalue que le scénario C, le plus riche en possibilité de services, permet de capturer une certaine part de l'objectif européen. Ce scénario offre en effet une large gamme de leviers : commande d'appareils à distance, diagnostic fin sur la base de courbe de charges à 5 minutes, mise à disposition des consommations dès le lendemain, services d'alerte à distance sur les dépassements de budget, afficheur dans le lieu de vie achetable facilement dans le commerce, sortie de données pouvant permettre à des éditeurs de commercialiser des logiciels permettant de suivre soi-même ses consommations et reconnaître ses possibilités de gains, déploiement du pré-paiement, etc.

*A contrario*, ne pas disposer de cette infrastructure pourrait rendre plus laborieux les gains de consommations dans les mêmes proportions.

On considère des gains de la moitié pour le scénario B (courbes horaires permettant moins de diagnostic, mise à disposition le mois suivant, moins de réactivité).

Le scénario A ne met à disposition que des index le mois suivant, mais dispose de sorties d'informations et de relais de télécommande s'adaptant à de nouvelles tarifications horo-saisonniers. On considère 1/10<sup>ème</sup> du gain du scénario C.

Les réductions de consommations d'énergie sont valorisées au prix moyen du kWh pour le client final.

#### **Approche Bottom Up à partir des retours d'expérience**

À l'heure actuelle, les retours d'expérience au niveau de la baisse de la consommation électrique résidentielle s'établissent à trois niveaux :

- l'impact de la fonctionnalité de pré-paiement ;
- l'impact de la fonctionnalité d'affichage en temps réel de la consommation et du coût de l'énergie ;
- l'impact de la tarification horo-saisonnier : impact limité dans la mesure où une majorité de la partie effacée est reportée hors de la pointe.

Pour les scénarios B et C, nous segmentons la population par taux d'adoption du pré-paiement et de l'afficheur en temps réel afin d'en déduire les baisses de consommation globales correspondantes.

Les gains liés à ces trois leviers ressortent dans les mêmes ordres de grandeur de réduction que dans l'approche Top-down.

*N.B. : Début 2007, le gouvernement anglais pourrait imposer le comptage avancé en se fondant sur une étude d'Energy Watch de 2005 qui évalue de 3 à 15 % les diminutions de consommation d'électricité possibles grâce au comptage avancé.*

#### **4.3.3.14 Le lissage des pics**

Le lissage des pics de consommation présente deux types de bénéfices :

- un effacement des besoins d'investissements dans de nouvelles capacités de production, de transport et de distribution de l'électricité ;
- une baisse du coût moyen d'approvisionnement en électricité des commercialisateurs (*sourcing*), le coût d'approvisionnement de l'électricité étant significativement plus élevé à la pointe (cette baisse de coût pouvant se répercuter sur la facture du client final grâce à la concurrence sur le marché).

Le comptage évolué permet une plus grande diversité dans la tarification de l'énergie. La tarification horo-saisonnier (*Time Of Use pricing*), qui consiste à facturer l'énergie à des prix différents en fonction de tranches horaires prédéfinies à l'avance, est la forme la plus courante. Elle présente l'avantage d'être flexible, dans la mesure où la configuration est modifiable sans délai, ce qui permet d'adopter des structures tarifaires différentes en fonction de la période de l'année, et d'introduire des dispositifs de pointe mobile (*Critical Peak pricing*). Il existe en outre une autre forme de tarification encore plus adaptée à la réalité des prix comme la tarification horaire (*Real Time pricing*), grâce à la relève de courbes de charge.

Ces formes de tarification de l'électricité permettent une sensibilisation accrue des clients résidentiels au prix réel de l'électricité, en particulier aux heures de pointe. Ainsi, l'Ofgem considère qu'un rapport de 1 à 3 dans la tarification de la base par rapport à la pointe permet une diminution des pics de 5 %. Les premiers retours d'expérience (Ontario et Californie) permettent de considérer le lissage des pics comme l'un des gains les plus importants d'un programme de comptage évolué, conditionnant le retour sur investissement des programmes.

##### **4.3.3.14.1 Le lissage des pics – investissements évités**

Pour l'estimation de ces bénéfices, appliquée au cas français, nous avons opté pour des hypothèses de lissage conservatrices, compte tenu des offres horo-différenciées déjà existantes en France.

En application d'une approche conservatrice, nous n'avons pas inclus dans le modèle les investissements évités dans les réseaux de transport et de distribution.

N.B. : Citons néanmoins pour mémoire :

- l'Agence Internationale de l'Energie, dans ses projections d'investissements mondiaux à 2030, considère que les investissements dans les capacités de production nécessitent le même montant d'investissement pour l'accroissement des capacités de transport et de distribution qui en découle ;
- l'Ofgem considère qu'une réduction de la pointe de 5 % permet d'économiser 6 années d'investissements dans les capacités de transport et de distribution.

#### **Investissements évités dans les capacités de production**

La Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité (PPI 2006) considère 2016 comme une date charnière pour les investissements dans les capacités de production. Ces bénéfices ont donc été comptabilisés en 2016 dans le modèle financier.

#### **4.3.3.14.2 Le lissage des pics – gain de sourcing pour les fournisseurs**

Les hypothèses conservatrices de lissage de la pointe ont été réutilisées.

##### **Hypothèses**

On suppose que le lissage du pic permet d'éviter une petite partie des surcoûts dus au *sourcing* pendant les heures de l'année où les marchés de gros sont au plus haut.

#### **4.3.3.15 Les émissions de CO<sub>2</sub> évitées**

La diminution de la consommation permet d'éviter la production d'électricité produite à partir de fossiles (report d'investissements dans de nouvelles centrales thermiques dans la période 2015-2025).

Les intensités retenues sont celles proposées par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE).

#### **4.3.4 Le comptage pour la production décentralisée**

Des estimations conservatrices laissent montrer que le parc de micro-générateur serait, à l'horizon 2020, supérieur à ce qui est nécessaire pour amortir le surcoût lié à l'intégration de la fonction de comptage de l'injection pour tout le parc de compteurs.

Une étude plus approfondie sur le potentiel du marché photovoltaïque et micro-cogénération (gaz, biomasse) chez les particuliers serait bien sûr opportune.

À défaut, et compte tenu de son faible surcoût, la fonctionnalité de comptage de l'injection pourrait donc être incluse d'office au moins pour les régions et les secteurs résidentiels les plus concernés.

##### **4.3.4.1 Les autres bénéfices non valorisés**

Les bénéfices mentionnés dans cette section n'ont pas été valorisés dans le cas financier dans la mesure où leur impact a été jugé limité dans le cas français.

###### **4.3.4.1.1 La réduction et la rationalisation du cycle de facturation**

Le comptage évolué permet une rationalisation et une réduction du cycle de facturation pour le fournisseur (notamment avec l'abandon de l'estimation de la consommation et le rapatriement automatique des données de comptage).

###### **4.3.4.1.2 La diminution du budget nécessaire pour détruire la végétation**

Le recensement des micro-coupures (*blink counts*) par les compteurs évolués permet de mieux cibler les zones où le réseau a besoin d'être nettoyé de la végétation.

## **4.4 Synthèse des résultats, coûts et bénéfices**

Les chiffres ci-dessous sont fournis en écart par rapport au scénario *Business as Usual*.

Quatre activités sont distinguées : la Distribution (pour lequel les gains et coûts ont été étudiés de façon exhaustive, au moins pour les impacts significatifs), la Production, la Fourniture et les Clients.

#### 4.4.1 Une faible différence de coûts entre les scénarios

On ne trouve pas une grande différence entre le scénario à Index et le premier scénario à courbe de charge (7 %), de même qu'entre les deux scénarios à courbe de charge (7 %).

En revanche, le fait de déployer le projet en 10 ans diminue le coût d'environ 15 %, du fait de l'actualisation, mais aussi de la diminution des coûts échoués.

Scénario A : Index télérelevés	Projet en 5 ans	Projet en 10 ans
	Distribution	Distribution
(-) Coûts d'Investissements	-3 411,6	-3 055,4
(-) Coûts échoués	-585,4	-355,3
(-) Coûts de Fonctionnement	-1 447,0	-1 264,7
<b>Total des Coûts</b>	<b>-5 444,0</b>	<b>-4 675,5</b>

Scénario B : Courbe de charge	Distribution	Distribution
	(-) Coûts d'Investissements	-3 652,7
(-) Coûts échoués	-585,4	-355,3
(-) Coûts de Fonctionnement	-1 572,6	-1 372,7
<b>Total des Coûts</b>	<b>-5 810,8</b>	<b>-5 003,3</b>

Scénario C : Courbe de charge fine & services +	Distribution	Distribution
	(-) Coûts d'Investissements	-3 971,6
(-) Coûts échoués	-585,4	-355,3
(-) Coûts de Fonctionnement	-1 726,0	-1 506,3
<b>Total des Coûts</b>	<b>-6 283,1</b>	<b>-5 427,2</b>

#### 4.4.2 Les résultats bruts sont négatifs dans le cadre du périmètre strict du Distributeur

##### 4.4.2.1 Des VAN négatives

Avec un taux d'actualisation de 5,25 %, le projet de comptage apporte dans tous les cas des valeurs actualisées négatives. Le taux de rendement interne varie entre 0,6 % et 2,8 %.

	Projet en 5 ans	Projet en 10 ans
<b>Scénario A : Index télérelevés</b>	Distribution	Distribution
<b>Total des Coûts</b>	<b>-5 444,0</b>	<b>-4 675,5</b>
<b>Total des bénéfices</b>	<b>4 420,9</b>	<b>3 760,6</b>
<b>"Résultat" net</b>	<b>-1 023,1</b>	<b>-914,9</b>
TRI	0,56%	0,87%

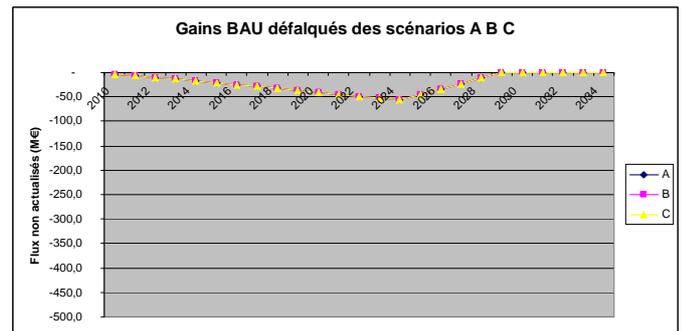
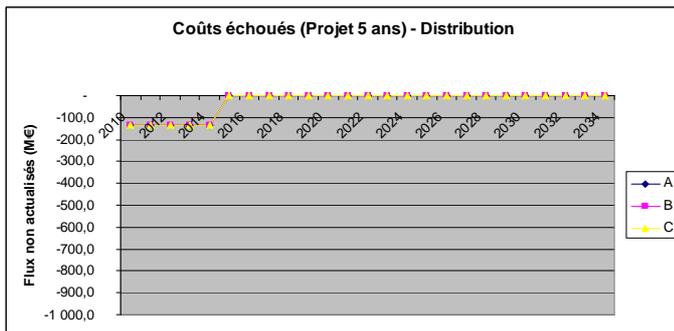
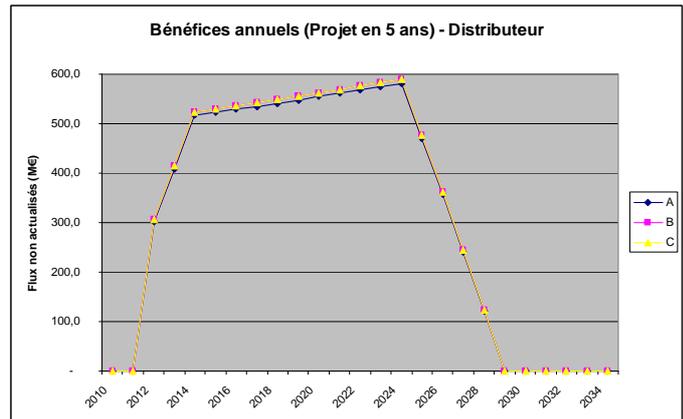
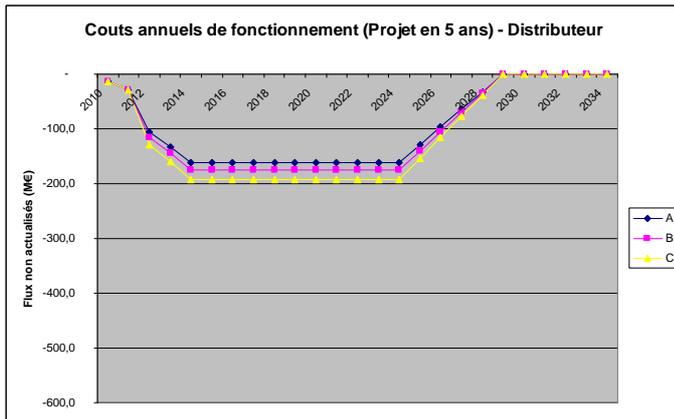
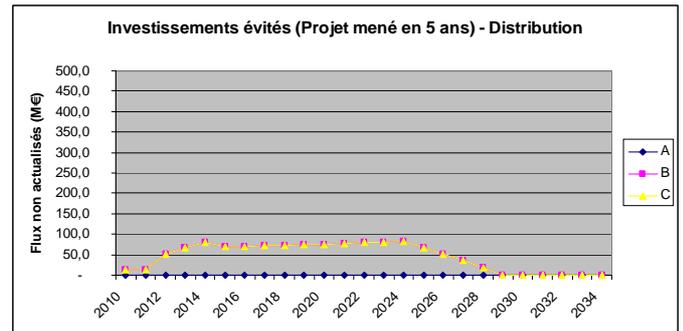
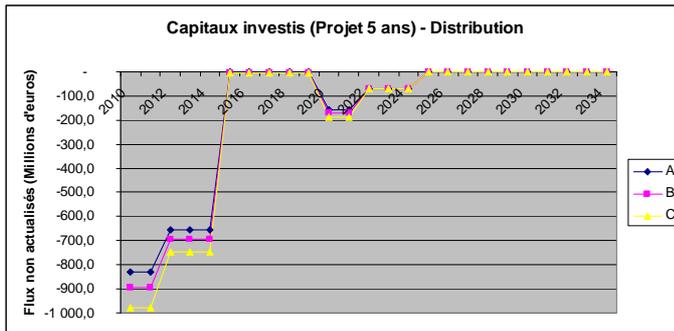
<b>Scénario B : Courbe de charge</b>	Distribution	Distribution
<b>Total des Coûts</b>	<b>-5 810,8</b>	<b>-5 003,3</b>
<b>Total des bénéfices</b>	<b>5 188,1</b>	<b>4 443,2</b>
<b>"Résultat" net</b>	<b>-622,7</b>	<b>-560,2</b>
TRI	2,64%	2,83%

<b>Scénario C : Courbe de charge fine &amp; services +</b>	Distribution	Distribution
<b>Total des Coûts</b>	<b>-6 283,1</b>	<b>-5 427,2</b>
<b>Total des bénéfices</b>	<b>5 188,1</b>	<b>4 443,2</b>
<b>"Résultat" net</b>	<b>-1 095,0</b>	<b>-984,0</b>
TRI	0,84%	1,17%

L'optimum est assuré pour le scénario B mené en 10 ans. Les gains proviennent essentiellement de la relève, des interventions particulières et des pertes non techniques.

En outre, la mise en place de comptage avancé pour l'électricité engendre un surcoût pour la distribution de gaz, du fait de la dé-mutualisation de la relève et des interventions particulières.

La chronique des flux non actualisés pour le Distributeur ont été établis comme suit :



En particulier, on défalque des gains des trois scénarios A, B et C les gains qui auraient lieu dans le scénario *Business as Usual* et qui ne s'appliquent pas si des compteurs avancés sont déployés (développement du télé-report, etc.).

Les coûts et gains sont tenus jusqu'à la fin de vie des premiers compteurs avancés (15 ans), puis s'éteignent au prorata de leur fin de vie (on ne comptabilise pas la deuxième génération de compteurs après 2020).

#### 4.4.2.2 En conclusion, par rapport au périmètre strict du distributeur

En première approche, le Distributeur n'a pas d'intérêt économique à déployer le projet de comptage avancé. De plus le projet engendre un impact négatif sur la distribution du gaz.

#### 4.4.3 Les résultats sont positifs sur la chaîne de coûts Production – Distribution – Fourniture pour les scénarios B et C

Les VAN sont positives lorsque l'analyse sur porte sur les coûts de la chaîne de valeur de l'électricité Production + Distribution + Fourniture dans son entier.

Scénario A : Index télérelevés	Projet en 5 ans				Projet en 10 ans			
	Producteur	Distribution	Fournisseur	Acteur intégré P+D+F	Producteur	Distribution	Fournisseur	Acteur intégré P+D+F
<b>Total des Coûts</b>		-5 444,0		-5 444,0		-4 675,5		-4 675,5
<b>Total des bénéfices</b>	100,4	4 420,9	742,8	5 264,1	81,4	3 760,6	590,1	4 432,1
<b>"Résultat" net</b>	100,4	-1 023,1	742,8	-179,9	81,4	-914,9	590,1	-243,4
TRI		0,56%		5,86%		0,87%		5,71%
<b>Scénario B : Courbe de charge</b>	Producteur	Distribution	Fournisseur	Acteur intégré P+D+F	Producteur	Distribution	Fournisseur	Acteur intégré P+D+F
<b>Total des Coûts</b>		-5 810,8		-5 810,8		-5 003,3		-5 003,3
<b>Total des bénéfices</b>	882,5	5 188,1	932,9	7 003,5	752,1	4 443,2	746,8	5 942,0
<b>"Résultat" net</b>	882,5	-622,7	932,9	1 192,7	752,1	-560,2	746,8	938,7
TRI		2,64%		12,16%		2,83%		11,50%
<b>Scénario C : Courbe de charge fine &amp; services +</b>	Producteur	Distribution	Fournisseur	Acteur intégré P+D+F	Producteur	Distribution	Fournisseur	Acteur intégré P+D+F
<b>(-) Coûts d'Investissements</b>		-3 971,6		-3 971,6		-3 565,6		-3 565,6
<b>Total des bénéfices</b>	1 764,9	5 188,1	1 042,6	7 995,6	1 504,3	4 443,2	837,4	6 784,8
<b>"Résultat" net</b>	1 764,9	-1 095,0	1 042,6	1 712,6	1 504,3	-984,0	837,4	1 357,6
TRI		0,84%		14,56%		1,17%		13,74%

Pour optimiser les coûts sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité, le scénario optimal est le scénario C à courbe de charge fine et services avancés, mené le plus rapidement possible (5 ans).

Les taux de rendement interne atteignent alors 12 % à 14 %.

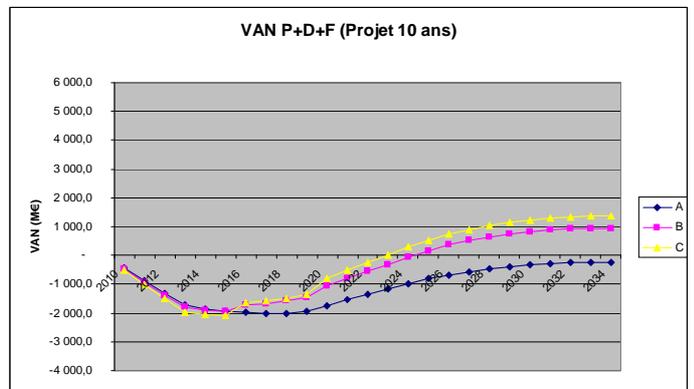
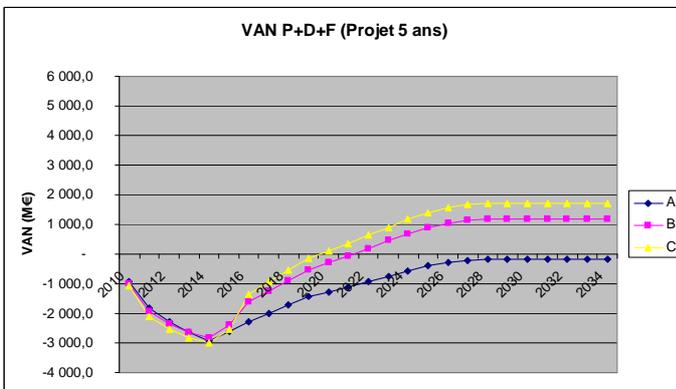
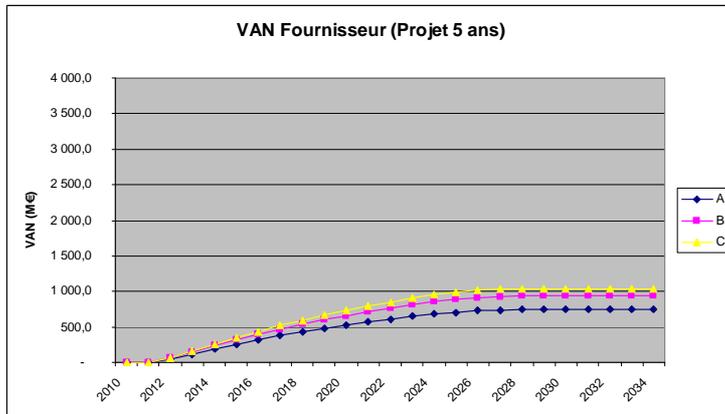
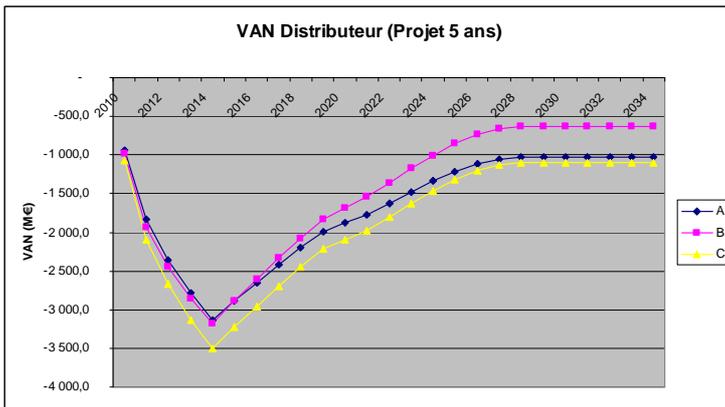
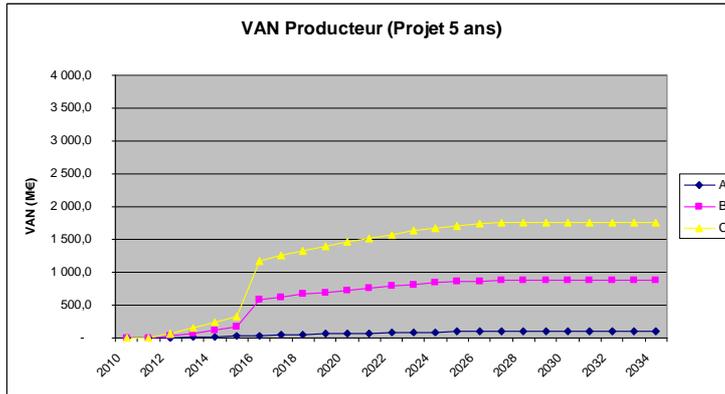
Les gains de coûts sur la chaîne de l'électricité proviennent :

- des bénéfices que le fournisseur tire directement des fonctionnalités incluses dans les compteurs (moins d'appels téléphoniques, pertes non techniques côté fournisseur, développement facilité du pré-paiement et limitation des impayés) ;
- des bénéfices de MDE qui se répercutent sur les moyens de production (investissements évités et CO<sub>2</sub>) et du fournisseur (lissage de pointe *sourcing*).

Les graphes ci-dessous restituent les VAN cumulées pour chacun des acteurs et le résultat sur l'ensemble de la chaîne ou pour la collectivité, sans avoir pris en compte de gains commerciaux (uniquement des gains opérationnels sur des coûts de centres d'appel, pré-paiement, coûts de *sourcing*, etc.) : la Production et la Fourniture bénéficient de gains de coûts permis par le comptage avancé mis en place par la Distribution.

Ces tableaux montrent la capacité d'un distributeur intégré à autofinancer au non le comptage avancé.

Seuls les scénarios B et C permettent *in fine* d'aboutir à un résultat positif, en particulier grâce au saut lorsque la mise en production d'une unité de génération d'électricité est évitée vers 2016 (date positionnée arbitrairement, d'après la PPI 2006).



On voit que le point mort est sensible à la vitesse de déploiement du projet, ainsi qu'à la capacité à déployer les nouvelles offres permettant de matérialiser le gain en MDE (tarifs, affichage, offres de services, prépaiement, etc.).

#### 4.4.4 Un grand bénéficiaire : le Client final

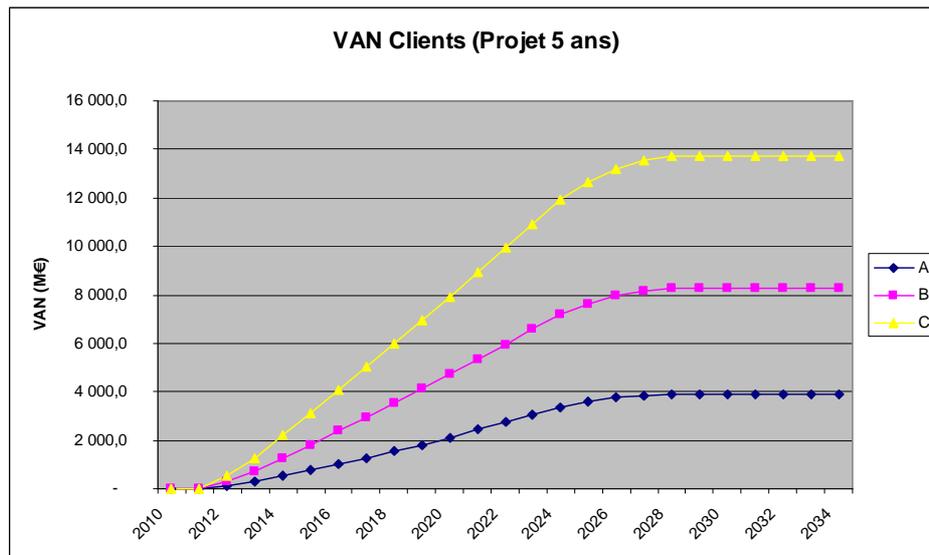
##### 4.4.4.1 Le client tire les bénéfices majeurs

Les trois scénarios permettent le développement de nouvelles offres tarifaires et la bascule facile d'un fournisseur à l'autre. Ils offrent en outre un service facilité pour la relève et les ouvertures-clôtures de compteurs, rendant inutile de requérir la présence des clients.

En revanche, concernant la MDE, les scénarios B et C, dans un ordre croissant, permettent l'explosion de services qu'il serait plus laborieux de commercialiser sans l'appui de la nouvelle infrastructure de comptage.

	Projet en 5 ans	Projet en 10 ans
<b>Scénario A : Index télérelevés</b>	Clients	Clients
<b>Total des Coûts</b>		
<b>Total des bénéfices</b>	3 871,8	3 841,8
<b>"Résultat" net</b>	3 871,8	3 841,8
TRI		
<b>Scénario B : Courbe de charge</b>	Clients	Clients
<b>Total des Coûts</b>		
<b>Total des bénéfices</b>	8 257,0	8 037,9
<b>"Résultat" net</b>	8 257,0	8 037,9
TRI		
<b>Scénario C : Courbe de charge fine &amp; services +</b>	Clients	Clients
<b>(-) Coûts d'Investissements</b>		
<b>Total des bénéfices</b>	13 699,0	13 240,9
<b>"Résultat" net</b>	13 699,0	13 240,9
TRI		

Ces bénéfices commencent à prendre effet une fois le système de comptage activé, au prorata de l'installation des compteurs :



#### 4.4.4.2 L'effet amélioration de la concurrence est probable mais difficile à chiffrer

L'amélioration de la concurrence sera l'effet cumulé :

- du développement des offres tarifaires (indépendance par rapport au signal tarifaire, calendriers tarifaires à volonté) ;
- de la connaissance des particularités clients (courbes de charge...) ;
- de l'automatisation et de la fiabilisation des processus de fonctionnement du marché ;
- de la visibilité donnée au client sur sa consommation.

Ces éléments, bien que réels, sont délicats à chiffrer. Nous avons évalué la facilité à changer de fournisseur et les gains tarifaires acquis pour motiver chaque changement de fournisseur, aboutissant à une tendance baissière des tarifs.

Le gain est globalement acquis dès le scénario A (à index). Les scénarios B et C, avec leurs courbes de charge, permettent de mieux segmenter les clients, ce qui peut justifier un léger gain supplémentaire.

#### 4.4.4.3 L'incidence sur la maîtrise de la demande (et de la maîtrise du CO<sub>2</sub>) est un levier fort

Par rapport à une situation où le client ne sait pas comment il consomme, l'infrastructure de comptage avancé des scénarios B et C marque une différence sensible.

Les trois scénarios sont contrastés en ce qui concerne les fonctionnalités qui permettent aux clients de maîtriser leur consommation. Cela passe par les courbes de charge, leur mise à disposition pour des services via le distributeur / fournisseur et via des interfaces sur le compteur, la possibilité d'acquérir et brancher un affichage pour le lieu de vie, la facilitation extrême du pré-paiement, ainsi que la poursuite de l'effort de différenciation tarifaire.

Dans le contexte favorable des années 2015-2025, l'infrastructure retenue dans les scénarios B et C facilite très significativement la prise en main par le consommateur de son usage électrique et le développement des acteurs économiques sur ces marchés (fournisseurs, sociétés de services, fabricants de matériels, éditeurs de logiciels, etc.).

Les gains ont été évalués à la fois dans une approche descendante et montante et ils ont été rapprochés des éléments de comparaison disponibles. On a également pris en compte un contexte économique, politique et environnemental vis-à-vis de l'énergie, ainsi qu'une sensibilité à la consommation d'énergie en 2015-2025 différentes de ce qui a prévalu en 1990-2000.

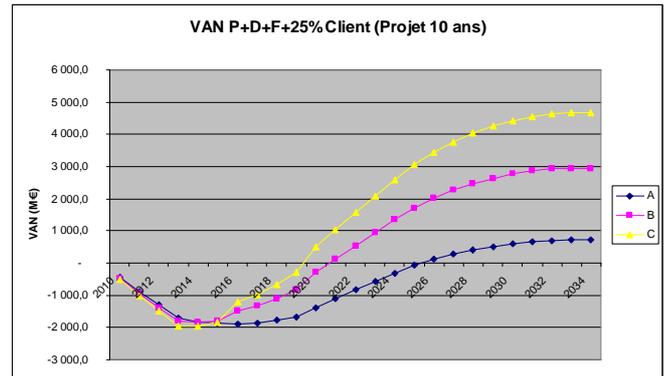
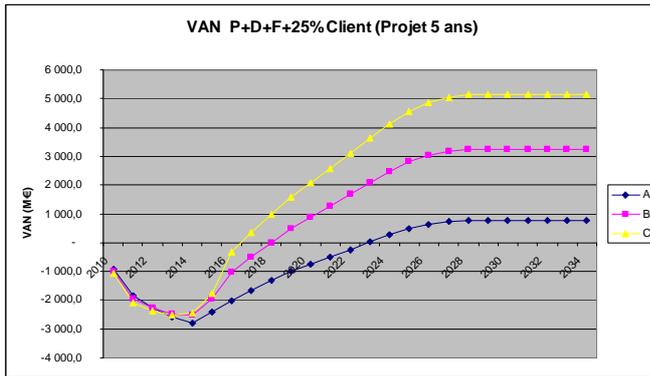
C'est pourquoi les hypothèses prises nous semblent raisonnables et probables (voire conservatrices), bien que les volumes qui en résultent soient effectivement importants au regard des autres gains du cas financier.

L'ensemble offre une vision cohérente eu égard au contexte futur et les fonctionnalités prises en compte dans les compteurs, au moins en termes de volumes de kWh évités. Mais les effets finaux seront fortement dépendants de la politique tarifaire des Commercialisateurs

Pour un même bénéficiaire en volume (% de consommation globale, % d'effacement de pointe), les effets en valeur pour les clients comme pour les fournisseurs peuvent être très variables.

Les gains en valeur pourront dépendre de la politique tarifaire mise en place par les fournisseurs, qui aura pour effet de recapter une partie de l'avantage octroyé aux clients. Une autre partie de la valeur sera gagnée en commercialisant des services permettant aux clients de concrétiser leurs bénéfices de MDE.

Dans le cas d'une hypothèse de capture de 25 % des bénéfices des clients (hypothèse plutôt forte sur les offres de services et plutôt faible sur le développement de nouvelles tarifications), la VAN d'un acteur intégré peut atteindre son point mort plus tôt :



#### 4.4.5 Analyse de sensibilité

Les analyses de sensibilité ont conduit aux valeurs moyennes suivantes (moyennes sur les trois scénarios et les deux durées de déploiement) :

Compter l'investissement réseau évité par MDE	Dist	Sur du long terme, l'AIE évalue qu'1 euro investi en production appelle 1 euro investi en réseau (évitement non comptabilisé dans l'étude)	300 - 700 M€
Coûts échoués	Dist	Si les Compteurs électroniques existants sont amortis en 15 ans au lieu de 30 ans	+ 220 à 280 M€ (5 ans, 10 ans)
Centre d'appel Distributeur	Dist	Si le distributeur bénéficie de 20% des gains de centre d'appels comptés dans le périmètre fournisseur	40 - 100 M€
Mise en place SI accélérée	Dist	Si Mise en place du SI en 1 à 2 ans au lieu de 2 à 4 ans	100 - 150 M€
Prix de rachat des pertes	Dist	Si prix de rachat des pertes =40€/MWh au lieu de 50€/MWh	- 350 M€
Ouverture Cloture Limitation de puissance	Dist	Si la Productivité actuelle est plus haute qu'estimé : 16 interventions par jour au lieu de 12	- 270 M€
Prépaiement	Dist	Si Prix du compteur 60€ + 15 euros	10 M€
Taux d'actualisation	Dist	5,25% → 6,25%	- 150 à 200 M€
PNT Fraude	Fourn	Si la moyenne des fournisseurs faisaient 1% de marge au lieu de 12 %	- 200 M€
Prépaiement	Fourn	Si Pénétration de 50% passe à 60% (+ 10%) du marché potentiel (évalué à 10%=3 millions)	30 M€
Centres d'appels Sur motif clotures	Fourn	Si le nombre d'appels actuels est plus bas qu'estimé 2 millions par an => 660 000 par an (750 ETP => 250 ETP)	- 70 M€
Eviter Investiss. Pointe	Prod	Si 100% gaz au lieu de 33% gaz 33% fuel 33% charbon	-150 M€ pour 1% de lissage (sca)
Eviter Investiss. Pointe	Prod	Si à la pointe le parc 36kVA représente 66% au lieu de 50% des 86000MW	+ 100 M€

## 5. Conclusion

### 5.1 Dans un contexte élargi, l'intérêt du comptage intelligent pour la France est confirmé

L'infrastructure de comptage avancé s'autofinance, grâce à l'optimisation du fonctionnement et des coûts sur l'ensemble de la chaîne du marché de l'électricité (Production, Distribution et Fourniture), dans le cas du scénario B et plus encore du scénario C. Le déploiement en 5 ans est préférable.

Le scénario A n'apporte pas les fonctionnalités requises pour l'optimisation des coûts sur l'ensemble de la chaîne.

Vu du Client, les bénéfices du scénario C sont les plus importants, tant qualitativement (connaissance de son usage électrique, possibilité de brancher des terminaux d'affichage ou de pré-paiement, interfaces, offres de services) que quantitativement, principalement par le levier de la maîtrise des consommations (MDE).

Vu des fournisseurs et des acteurs économiques pouvant intervenir dans l'usage électrique, c'est également le scénario C qui offre le plus de possibilités de création d'offres à coûts maîtrisés (gains d'échelles, meilleures pénétration des marchés).

Vue d'ensemble des VAN pour tous les acteurs :

Scénario A : Index télérelevés	Projet en 5 ans	Projet en 5 ans				
	Producteur	Distribution	Fournisseur	Clients	Acteur intégré P+D+F	P+D+F +25% du client
<b>Total des Coûts</b>		-5 444,0			-5 444,0	-5 444,0
<b>Total des bénéfices</b>	100,4	4 420,9	742,8	3 871,8	5 264,1	6 232,1
<b>"Résultat" net</b>	100,4	-1 023,1	742,8	3 871,8	-179,9	788,1
TRI		0,56%			5,86%	8,75%
<b>Scénario B : Courbe de charge</b>	Producteur	Distribution	Fournisseur	Clients	Acteur intégré P+D+F	P+D+F +25% du client
<b>Total des Coûts</b>		-5 810,8			-5 810,8	-5 810,8
<b>Total des bénéfices</b>	882,5	5 188,1	932,9	8 257,0	7 003,5	9 067,7
<b>"Résultat" net</b>	882,5	-622,7	932,9	8 257,0	1 192,7	3 256,9
TRI		2,64%			12,16%	17,07%
<b>Scénario C : Courbe de charge fine &amp; services +</b>	Producteur	Distribution	Fournisseur	Clients	Acteur intégré P+D+F	P+D+F +25% du client
<b>Total des Coûts</b>		-6 283,1			-6 283,1	-6 283,1
<b>Total des bénéfices</b>	1 764,9	5 188,1	1 042,6	13 699,0	7 995,6	11 420,4
<b>"Résultat" net</b>	1 764,9	-1 095,0	1 042,6	13 699,0	1 712,6	5 137,3
TRI		0,84%			14,56%	21,66%

## 5.2 Les fonctionnalités exigibles et le mode de déploiement

Globalement, les trois scénarios montrent des différences de bénéfices plus importantes que leurs différences de coût. Les conclusions diffèrent cependant selon le périmètre considéré (distribution seule, acteur intégré, clients, collectivité).

**Les coûts** : la faible différence de coût trouvée entre les trois scénarios (7 % entre le scénario le plus coûteux et le moins coûteux) tient au fait que nombre de coûts sont relativement insensibles aux fonctionnalités retenues (installation, concentrateurs, communications, etc.).

Le choix d'un scénario dépend donc surtout des bénéfices apportés aux différentes parties prenantes.

**La durée de déploiement** (5 ans ou 10 ans) :

Pour le distributeur, il ressort un léger désavantage à déployer en 5 ans :

- ses revenus comme ses coûts actualisés sont accrus de l'ordre de 700 millions d'euros (16 à 18 %) ;
- la valeur actualisée nette globale (VAN) est inférieure d'environ 10 % par rapport à un déploiement en 10 ans (le TRI perd 0,2 à 0,3 %).

Pour les clients, l'impact semble équivalent.

En revanche il y a un net avantage à déployer en 5 ans pour les producteurs (+ 17 % de VAN), pour les fournisseurs (+ 25 %) et pour l'ensemble de la chaîne « *Production / Fourniture / Distribution* » (+ 25 %).

L'avantage du déploiement en 5 ans est davantage marqué pour les scénarios qui permettent des services à valeur ajoutée. Les scénarios B et C à courbes de charges, pré-paiement, interfaces, etc., génèrent + 300 millions d'euros de VAN par rapport à un déploiement en 10 ans, alors que le scénario A à index télé-relevés ne gagne que + 80 millions d'euros à être déployé en 5 ans.

**Scénarios fonctionnels optimum en termes de VAN :**

**Vu du distributeur seul, le scénario optimum est le scénario B à courbe de charge horaire mené en 10 ans** (+ 400 millions d'euros par rapport aux scénarios A et C à index et à courbe de charge fine). Dans tous les cas, la VAN du distributeur reste néanmoins négative. Le TRI est de 2,8 %, alors que le taux d'actualisation pour la distribution est de 5,25 %.

**Vu de l'ensemble de la chaîne (P+F+D), le scénario optimum est le scénario C à courbe de charge fine permettant de multiples services, mené en 5 ans.** Les scénarios B et C menés en 5 ans permettent une plus value de + 1.000 millions d'euros à + 1.500 millions d'euros par rapport au scénario A à index, voire + 3.000 millions d'euros à + 4.800 millions d'euros si le fournisseur arrive à capturer 25 % des gains du client via ses offres tarifaires et offres de services.

**Vu du client, le scénario optimum est le scénario C mené en 5 ou 10 ans, avec un léger avantage pour un déploiement en 5 ans.** Les scénarios B et C en 5 ans apportent des services visibles (pré-paiement, afficheur, interfaces, services) que ne permet pas le compteur à index télé-relevés. Ils permettent une plus-value respectivement de + 4.000 millions d'euros et de plus de + 10.000 millions d'euros par rapport au scénario à Index télé-relevés.

## À propos de Capgemini et de la *Collaborative Business Experience*

Capgemini, un des leaders mondiaux du conseil, des services informatiques et l'infogérance, a développé une façon unique de travailler avec ses clients, appelée « *Collaborative Business Experience* » et basée sur les capacités de dialogue et de collaboration que lui reconnaissent ses clients. Plus qu'une philosophie, le « *Collaborative Business Experience* » est un mode de travail qui renforce l'engagement de Capgemini vis-à-vis de ses clients. En définissant conjointement les objectifs, en mettant en place des processus simples et plus efficaces, en partageant les risques comme les expertises, en structurant des équipes communes, Capgemini aide les entreprises à mettre en place des stratégies de croissance, à développer leurs technologies et à prospérer. Capgemini a réalisé un chiffre d'affaires 2005 de 6.954 millions d'euros et emploie environ 61.000 personnes dans le monde.

Avec plus de 1 milliard d'euros de chiffre d'affaires en 2005 et près de 8.000 consultants engagés dans des projets tant en Europe, qu'en Amérique du Nord ou dans la zone Asie Pacifique, le secteur mondial Energy, Utilities & Chemicals de Capgemini répond aux besoins en conseil de gestion et technologie de l'information de la plupart des grands acteurs mondiaux de ces industries.

Pour plus d'informations : [www.fr.capgemini.com/secteurs/energie](http://www.fr.capgemini.com/secteurs/energie)

Pour tout renseignement sur cette étude, vous pouvez contacter chez Capgemini :

**Philippe DAVID**

+33 1 49 00 22 11

[philippe.david@capgemini.com](mailto:philippe.david@capgemini.com)

**Yves ROUSSEAU**

+33 1 49 00 22 24

[yves.rousseau@capgemini.com](mailto:yves.rousseau@capgemini.com)

**Alain CHARDON**

+33 1 49 00 22 29

[alain.chardon@capgemini.com](mailto:alain.chardon@capgemini.com)

**Alain DESANDRE**

+33 1 49 67 40 05

[alain.desandre@capgemini.com](mailto:alain.desandre@capgemini.com)

**Céline ALLEAUME**

+33 1 49 00 54 67

[celine.alleaume@capgemini.com](mailto:celine.alleaume@capgemini.com)

**Jérôme NATALI**

+33 1 49 67 99 93

[jerome.natali@capgemini.com](mailto:jerome.natali@capgemini.com)